



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

TEMA:

“EVALUACIÓN TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO LGA041 DEL
CAMPO LAGO AGRIO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JOSÉ EDUARDO SALAZAR PLÚAS

TUTOR:

ING. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO
LGA041 DEL CAMPO LAGO AGRIO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JOSÉ EDUARDO SALAZAR PLÚAS

TUTOR:

ING. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PhD.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.

DOCENTE TUTOR

Ing. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.

DOCENTE DE LA UIC

Ing. DAVID VEGA G.

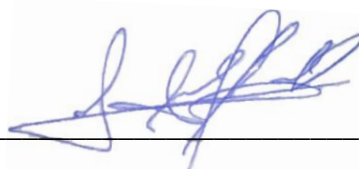
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema EVALUACIÓN TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO LGA041 DEL CAMPO LAGO AGRIO, elaborado por el estudiante JOSÉ EDUARDO SALAZAR PLÚAS, egresados 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 $< 1\%$ de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister	Tesis Fract Hidraulico [SALAZAR] - antiplagio	< 1% Textos sospechosos	 < 1% Similitudes 0% similitudes entre comillas 0% entre las fuentes mencionadas	< 1% Idiomas no reconocidos
Nombre del documento: Tesis Fract Hidraulico [SALAZAR] - antiplagio.docx ID del documento: 72d9da5314e498ff3ecbb80bb95b6365cdbb2a8d Tamaño del documento original: 254,37 kB	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ Fecha de depósito: 20/6/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 20/6/2024	Número de palabras: 11.634 Número de caracteres: 74.971		

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.

C.I.:0927362988

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, José Eduardo Salazar Plúas, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “EVALUACIÓN TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO LGA041 DEL CAMPO LAGO AGRIO”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en 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,



JOSÉ EDUARDO SALAZAR PLÚAS

Autor de Tesis

C.I. 0928233642

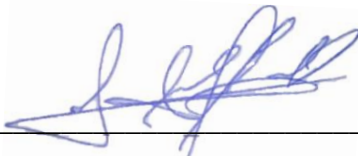
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Israel Yagual Pita, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **EVALUACIÓN TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO LGA041 DEL CAMPO LAGO AGRIO** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el señor: José Eduardo Salazar Plúas, egresados de la carrera de 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.



ING. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.

TUTOR

C.I.:0927362988

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgr.
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 TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO LGA041 DEL CAMPO LAGO AGRIO"**, del estudiante: **SALAZAR PLÚAS JOSÉ EDUARDO**.

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 al interesado hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 10 de Junio del 2024



Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgr.
CI. 0915036529
LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo representa el resultado de un esfuerzo colectivo y el apoyo incondicional de muchas personas que han dejado una huella imborrable en mi camino académico y personal. En primer lugar, quiero dedicar este logro a mis queridos padres, José Salazar y Doris Plúas. Aunque ya no están físicamente conmigo, su amor, sabiduría y sacrificio han sido la base de todo lo que he logrado. Cada página de esta tesis lleva impregnado su espíritu de perseverancia y su deseo incansable de verme alcanzar mis metas. Gracias por ser mis guías desde el principio y por inspirarme a nunca rendirme.

A mis familiares, quienes han estado a mi lado en cada paso de este viaje, les agradezco de todo corazón su apoyo constante. Vuestras palabras de ánimo y vuestro amor incondicional han sido mi ancla en los momentos de duda y mi celebración en los triunfos. A mis hermanos, Jhonny Salazar y Verónica Salazar; por su paciencia y aliento en los momentos más desafiantes, y a todos los demás miembros de mi familia por su comprensión y apoyo.

A mis amigos, verdaderos compañeros de vida, les agradezco por ser mi fuente inagotable de alegría y por creer en mí cuando a veces dudaba de mí mismo. Vuestra presencia en mi vida ha sido un regalo invaluable, y cada conversación, risa compartida y gesto de apoyo ha sido fundamental para llegar hasta aquí.

A todos los profesores que han dejado una huella en mi formación académica. Sus lecciones, tanto dentro como fuera del aula, han sido pilares fundamentales en mi crecimiento intelectual y personal. Cada interacción con ustedes me ha enriquecido y me ha acercado a mi objetivo académico.

Una especial gratitud a la Universidad UPSE por haberme otorgado el acceso al vasto campo del conocimiento científico y por haber sido el entorno en el cual he podido moldear mi educación profesional.

CONTENIDO

	Pág.
PORTADA	i
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xvi
GLOSARIO DE TERMINOS	xviii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xx
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	2
1.3 HIPÓTESIS	3

1.4 OBJETIVOS.....	3
1.4.1 Objetivo General.	3
1.4.2 Objetivos Específicos.	3
1.5 ALCANCE.....	4
1.6 VARIABLES	4
1.6.1 Variables Dependientes.	4
1.6.2 Variables Independientes.	4
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	6
2.1.1 Características de los reservorios productores del campo Lago Agrio	8
2.1.2 Sistemas de levantamiento artificial en el campo de estudio.....	10
2.2 ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	11
2.2.1 Daño de formación.	12
2.2.2 Prueba de Restauración de Presión.....	16
2.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	16
2.3.1 Esquema convencional.	19
2.3.2 Modelos de fractura hidráulica.....	20
2.3.3 Fluidos empleados.	21
2.3.4 Propante.	27
2.3.5 Ácido Fracturante.	28
2.3.6 Flujo de retorno del fluido de fracturación.	29
CAPITULO III: METODOLOGÍA	30

3.1 ESQUEMA DE TRABAJO.....	30
3.2 EVALUACIÓN DEL POZO.....	31
3.2.1 Pruebas Build Up.....	31
3.2.2 Diagrama de completación.....	36
3.2.3 Historial de workover	41
3.2.4 Histórico de producción.....	41
3.2.5 Mineralogía	44
3.3 Diseño de fractura	45
3.4 Validación del diseño de fractura mediante software especializado.....	47
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	48
4.1 PROGRAMA DE TRATAMIENTO DE FRACTURA	48
4.1.1 Óptimo fluido fracturante y lavado	48
4.1.2 Óptimo fluido apuntalante	49
4.1.3 Tasa de bombeo estimada	50
4.1.4 Máxima concentración de propante.....	51
4.2 DIMENSIONES DE FRACTURA HIDRÁULICA ESTIMADA.....	54
4.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN EN POZO ESTIMULADO.....	59
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
5.1 CONCLUSIONES.....	62
5.2 RECOMENDACIONES	63
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXO A	70

ANEXO B 76

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo Lago Agrio en la provincia de Sucumbíos, (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004) (Primicias, 2023).	7
Figura 2. Clasificación de sistemas ALS empleados en el campo Lago Agrio, (Espín, 2019).	11
Figura 3. Ilustración radial del daño de formación, (Hawkins Jr., 1956).	15
Figura 4. Ilustración del daño a través de una fractura hidráulica, (Cinco-Ley & Samaniego-V., 1981).	16
Figura 5. Definición de reservorios no convencionales en un gráfico de viscosidad vs permeabilidad, (Cander, 2012).	17
Figura 6. Patrones de fractura para diferentes orientaciones relativas al hoyo a esfuerzos principales de compresión: (a) fracturas abiertas en la dirección de esfuerzo principal mínimo, (b) efectos de la alineación horizontal de los pozos con tensiones principales horizontales máximas y mínimas, (Rahim, Al-Anazi, Al-Kanaan, Habbtar, & Al-Omair, 2012).	18
Figura 7. Efectos de la viscosidad del fluido de fractura en la complejidad de la fractura, (Warpinski, Mayerhofer, Vincent, Cipolla, & Lolon, 2009).....	22
Figura 8. Enfoque de diseño de la fractura hidráulica, (Guo, Liu, & Tan, 2017).	30
Figura 9. Análisis gráfico en el historial de las pruebas buildup realizadas al pozo LAG041, por (Empresa de servicio, 2017-2018).	38
Figura 10. Diagrama de completación del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2017).	39

Figura 11. Diagrama general de completación del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2018).	40
Figura 12. Histórico de producción del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2018). ..	41
Figura 13. Histórico de producción de petróleo en la zona final, (Empresa de servicio, 2018).	42
Figura 14. Modelizando el historial de producción entes del cierre del pozo LAG041, elaboración propia.....	43
Figura 15. Historial y predicción de producción hasta cierre del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2018).....	44
Figura 16. Esquema general del programa de fractura, Elaboración propia.	45
Figura 17. Combinaciones de fluido fracturante y lavado para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.....	48
Figura 18. Combinaciones de fluido apuntalante frente a los fluidos YF130.1HTD-WF130 para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.....	49
Figura 19. Longitud de fractura frente a variaciones de la tasa de bombeo, elaboración propia.....	50
Figura 20. Longitud de fractura frente a variaciones máximas de concentración de propante, elaboración propia.	51
Figura 21. Predicciones del simulador de fractura hidráulica, elaboración propia.	55
Figura 22. Presión vs tiempo de inyección para alcanzar la fractura hidráulica, elaboración propia.....	55
Figura 23. Área de acción de la fractura hidráulica, elaboración propia.	56
Figura 24. Eficiencia de fractura a través del tiempo, elaboración propia.....	56
Figura 25. Dimensionamiento de fractura vista 3D, elaboración propia.	57
Figura 26. Dimensionamiento de fractura vista 2D, elaboración propia.	57

Figura 27. Influencia del dimensionamiento de fractura, elaboración propia.....	58
Figura 28. Relación de eficiencia de fractura y factor skin, (Cinco-Ley & Samaniego-V., 1981).	59
Figura 29. Modelo de reservorio para único pozo LAG-041 en simulador comercial, elaboración propia.....	60
Figura 30. Forecast del pozo LAG-041 estimulado por fracturamiento hidráulico, elaboración propia.....	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Petrofísica promedio de las arenas productoras del campo Lago Agrio, (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Vásquez Bungancho, 2018).....	9
Tabla 2. Propiedades de presión-volumen-temperatura del campo Lago Agrio (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Vásquez Bungancho, 2018).....	10
Tabla 3. Tendencias generales en las características de la roca, tratamiento de fractura hidráulica aplicado y respuesta a la fractura hidráulica, (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008).....	24
Tabla 4. Aditivos para fluidos acuosos de fracturación, (NYSDEC, 2014).....	26
Tabla 5. Análisis principal de la prueba de presión BUP del pozo LAG041, tomada en agosto 2017 y marzo 2018 por (Empresa de servicio, 2017-2018).....	32
Tabla 6. Análisis de variables en torno al último BUP, elaboración propia.	33
Tabla 7. Condición mecánica del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2017-2018). ..	37
Tabla 8. Mineralogía sustituta para la arena T del pozo LAG041, (Jiménez Naranjo, 2015).	44
Tabla 9. Codificación de los fluidos iterados para optimizar la fractura del pozo LAG041, elaboración propia.....	46
Tabla 10. Resultados globales entre combinaciones de fluido fracturante y lavado para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.	49

Tabla 11. Resultados globales desde los fluidos YF130.1HTD – WF130 entre combinaciones de fluido apuntalante para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.....	50
Tabla 12. Variaciones de la tasa de bombeo para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.....	51
Tabla 13. Variaciones de la concentración máxima del propante para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.	52
Tabla 14. Programas de fracturamiento definitivos recomendados para el pozo LAG041 incrementar producción, elaboración propia.	53
Tabla 15. Compilación global de indicadores para análisis técnico de factibilidad, elaboración propia.....	60

GLOSARIO DE TERMINOS

\emptyset : Porosidad.

β_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo.

μ_o : Viscosidad del petróleo.

ALS: Sistema de levantamiento artificial.

API: Es una medida de la densidad relativa de los fluidos petroleros en comparación con el agua.

BPPD, bpd: Barriles de petróleo por día.

BAPD, bad: Barriles de agua por día.

BFPD, bfd: Barriles de flujo por día.

Casing: Se refiere a las tuberías metálicas que se instalan en un pozo de petróleo o gas para proteger y reforzar las paredes del pozo y evitar que se derrumben.

GOR: Relación gas – petróleo.

J: índice de productividad.

KoH: Permeabilidad absoluta de la arena productora.

Ko: Permeabilidad promedio.

LGA: Campo Lago Agrio.

md: milidarcy.

MMBBL: Millones de barriles.

Pb: Presión de burbuja.

Pr: Presión de reservorio.

Pwf: Presión de fondo fluyente.

Pws: Presión de cabeza de pozo.

r_w : radio de pozo.

r_e : radio de zona de drenaje.

S o St: Factor Skin o daño de pozo.

T: Temperatura.

Tubing: se utiliza principalmente para extraer los fluidos del pozo hacia la superficie.

Wellbore: hoyo de pozo.

Workover: se refiere a una serie de actividades realizadas en un pozo de petróleo o gas para mantener, reparar, estimular o mejorar su producción.

“EVALUACIÓN TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL POZO LGA041 DEL CAMPO LAGO AGRIO”

Autor: José Eduardo Salazar Plúas

Tutor: Ing. Israel Yagual Pita, MSc.

RESUMEN

La tesis aborda la evaluación técnica de la implementación del fracturamiento hidráulico en el pozo LGA041 del Campo Lago Agrio, destacando la eficiencia y el incremento significativo en la producción de petróleo. Primero, se compensó el inicio de la investigación con los requerimientos necesarios, y una justificación de la selección de la técnica. A través de simulaciones iterativas, se optimizaron variables operacionales clave, como la selección de fluidos de fracturamiento y el diseño de la inyección de propantes, logrando mejoras sustanciales en la eficiencia del proceso (entre ellos, los fluidos de la serie YFHTD, WF, y Carbolite – CarboProp). Se identificaron riesgos operacionales, como el control de la producción de agua, y se implementaron medidas de mitigación efectivas para garantizar la viabilidad a largo plazo del proyecto. La utilización de un modelo radial en simuladores comerciales permitió predecir con precisión el comportamiento del pozo post-fracturamiento, confirmando la efectividad de las técnicas de simulación empleadas. En el capítulo de conclusiones y recomendaciones, se resalta el aumento del 174.5% en la producción de petróleo, y un aumento de 18 puntos de factor de recuperación en el pozo, evidenciando el impacto positivo del fracturamiento hidráulico. Se destaca la importancia de la optimización de variables operacionales y la implementación de medidas de mitigación para garantizar el éxito de proyectos similares en la industria petrolera.

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento hidráulico, Producción de petróleo, Simulaciones, Variables operacionales, Control de producción de agua.

“TECHNICAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF HYDRAULIC FRACTURING APPLIED TO WELL LGA041 IN THE LAGO AGRIO FIELD”

Autor: José Eduardo Salazar Plúas

Tutor: Ing. Israel Yagual Pita, MSc.

ABSTRACT

The thesis addresses the technical evaluation of the implementation of hydraulic fracturing in the LGA041 well of the Lago Agrio field, highlighting the efficiency and significant increase in oil production. First, the beginning of the investigation was compensated with the necessary requirements, and a justification for the selection of the technique. Through iterative simulations, key operational variables, such as fracturing fluid selection and proppant injection design, were optimized, achieving substantial improvements in process efficiency (including YFHTD, WF, and Carbolite - CarboProp series fluids). Operational risks, such as water production control, were identified and effective mitigation measures were implemented to ensure the long-term viability of the project. The use of a radial model in commercial simulators allowed accurate prediction of post-fracturing well behavior, confirming the effectiveness of the simulation techniques employed. In the conclusions and recommendations chapter, the 174.5% increase in oil production and an 18-point increase in the recovery factor in the well are highlighted, evidencing the positive impact of hydraulic fracturing. The importance of optimizing operational variables and implementing mitigation measures to ensure the success of similar projects in the oil industry is highlighted.

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, Oil production, Simulations, Operational variables, Water production control.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Con el paso del tiempo, la producción en los campos petroleros tiende a disminuir, como ha sido documentado por (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004). Este fenómeno se refleja en el presente estudio, centrado en un solo pozo ubicado en el campo Lago Agrio, específicamente el "LGA041". Desde 2016, este pozo ha experimentado una reducción gradual en su producción, comenzando en torno a los 350 barriles por día (BPPD) y descendiendo a aproximadamente 40 BPPD para septiembre de 2018, según el registro más reciente disponible. Al examinar la trayectoria histórica de producción de petróleo, se percibe un desplazamiento en la inclinación de la curva, lo cual sugiere una disminución que no se alinea con la tendencia habitual.

Esta tendencia declinante es preocupante para la sostenibilidad productiva del pozo. Como señalan (Dick Bernal & Ojeda Triana, 2017) en su investigación sobre el abandono de pozos, una baja producción podría no generar los ingresos necesarios para mantener la operación activa. La empresa operadora podría optar por la clausura y abandono del pozo, lo que conlleva una serie de procedimientos técnicos y administrativos. Considerando que el pozo en cuestión ha agotado su producción principal en la arena productora, el enfoque actual sería extender su vida útil.

Se confirma la relevancia de llevar a cabo pruebas de presión, tal como resalta (Proaño Rodríguez, 2012) en su evaluación del Campo Lago Agrio. Los informes de las pruebas BuildUp (o de restauración de presión) realizadas en el pozo en estudio indican que existen situaciones contraproducentes en la producción de fluidos en la arena. La comparación entre dos pruebas BuildUp realizadas en agosto de 2017 y marzo de 2018 muestra un cambio significativo en el factor de daño (S), que pasó de indicar un pozo en condiciones favorables o estimulado ($S=-2$) a uno con daño ($S=1.34$). Asimismo, se observa una reducción en la permeabilidad, ya que los análisis de BuildUp presentan valores de 10 md y 6 md, respectivamente. Esta reducción en la permeabilidad impacta el flujo de fluidos y, por consiguiente, la contribución de hidrocarburos de la arena al

pozo, como lo evidencia el cambio en el índice de productividad (J) de 0.079 BFPD/Psi a 0.047 BFPD/Psi.

Se agrega, que al revisar el historial de Workover (WO) y las terminaciones de otros pozos en el campo Lago Agrio de acuerdo al historial de Petroamazonas EP, indican en algunos de ellos la intervención en las zonas productivas para contrarrestar la declinación de producción. Entonces, se establece que el pozo en análisis requiere un proceso de estimulación para recuperar su capacidad productiva y el aporte del yacimiento al pozo, tal como lo indica (Sánchez Sánchez, 2015).

1.2 ANTEDECENTES

Según (Sylvester & Bibobra, 2015), la estimulación se refiere a un conjunto de procedimientos aplicados en pozos petroleros para maximizar su productividad. Esta técnica es esencial en la operación de producción, ya que busca mejorar el flujo de hidrocarburos desde las rocas del yacimiento hasta el pozo, dado que estos hidrocarburos se alojan en los poros de dichas rocas (Bradley & Gipson, 1987), (Economides & Nolte, 2000).

La permeabilidad, que describe la facilidad con la que los hidrocarburos se desplazan desde el yacimiento hasta el pozo a través de los poros interconectados de las rocas, es fundamental para la productividad del pozo (Schechter, 1992). Sin embargo, esta puede verse afectada negativamente por daños en la formación del pozo o por la baja permeabilidad natural de las rocas del yacimiento. Los daños pueden originarse durante las operaciones de perforación o debido a la producción prolongada, y su impacto en la producción depende de diversos factores como su ubicación, extensión y naturaleza (Flores, 2005), (Hawkins, 1956), (Schechter, 1992).

En un campo petrolero, donde múltiples pozos están activos en un mismo yacimiento, es crucial identificar y seleccionar los pozos que necesitan estimulación para incrementar su productividad (Guo, Liu, & Tan, 2017), (Schechter, 1992). Este proceso de selección se basa en detectar pozos cuya productividad sea inferior a su potencial y diagnosticar las posibles causas de este deterioro. Así, se buscan pozos con baja productividad en

comparación con su capacidad teórica y se evalúan posibles problemas mecánicos (Allen, y otros, 2018), (Sylvester & Bibobra, 2015).

En cuanto al proceso de fracturación hidráulica, (Economides & Nolte, 2000) y (Schechter, 1992), junto con (Sylvester & Bibobra, 2015), explican que consiste en inducir fracturas en la formación inyectando fluido a presión en el pozo hasta superar el umbral de fracturación. Estas fracturas, que se extienden desde el pozo hacia el yacimiento, crean un camino de alta permeabilidad que facilita el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Para evitar que las fracturas se cierren bajo la compresión natural, se introduce un material granular fino, llamado "apuntalante", en las fracturas. Esto permite mantener abiertas las fracturas, reduciendo la distancia que el petróleo debe recorrer a través de las rocas de baja permeabilidad para llegar al pozo.

1.3 HIPÓTESIS

Se incrementará la producción del pozo LGA041 del campo Lago Agrio mediante el fracturamiento hidráulico de la arena T inferior.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Generar un programa de estimulación de fracturamiento hidráulico mediante directrices convencionales para mejorar las condiciones de producción del pozo LGA041 en el campo Lago Agrio.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Identificar que propiedades son necesarias para el diseño de programas de estimulación por fracturamiento hidráulico.
- Obtener los esquemas de flujo para la selección de materiales, fluidos, concentraciones, etapas y consideraciones para los programas de estimulación.
- Aplicar los esquemas de flujo y generar el programa de trabajo dependiendo del tipo de estimulación.

- Evaluar las condiciones de producción optimizadas por el diseño de fractura hidráulica mediante simulación numérica.

1.5 ALCANCE

En cuanto al alcance de la investigación, la ejecución de este trabajo contribuirá a comprender las consideraciones que engloban los procesos de estimulación de pozos de petróleo. Esto indica que el alcance de la investigación es aplicado, porque de acuerdo a la naturaleza del pozo se va discerniendo que configuración de parámetros son adecuados para completar el programa de estimulación. Además, en términos de su diseño es descriptivo y practicable, esto implica que el estudio se enfoca en describir y analizar todas las variables que concierne desde reservorio, geomecánica, pozo y experiencia. En resumen, el alcance de esta investigación se centra en aplicar la metodología de selección de etapas y requerimientos que conforman los programas de estimulación de pozos como puede ser el fracturamiento hidráulico para que los usuarios puedan entender y replicar cuando se plantea estos procesos de mejoramiento de producción de hidrocarburos.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Fluidos para estimulación
- Tasas de inyección
- Tiempo de tratamiento
- Presiones y volúmenes inyectados
- Etapas de tratamiento

1.6.2 Variables Independientes.

- Historiales de producción de los pozos productores
- Propiedades petrofísicas de reservorio
- Propiedades geomecánicas del pozo
- Mineralogía de formaciones productoras

- Propiedades de fluidos de interés
- Daño de pozo

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LAGO AGRIO

El campo Lago Agrio (Bloque 56) es perteneciente del Activo Lago Agrio el cual contempla otros campos, los cuales son: Bloque 57 (campo Guanta-Dureno y campo Parahuacu), Bloque 50 (campo Charapa) y Bloque-1 (Pacoa) (Andrade Díaz, 2017) (Petroamazonas, 2017).

En abril de 1967, se descubrió este campo a través de la perforación del pozo Lago Agrio 1 por parte de Texaco, logrando una producción natural de 1399 BPPD de crudo con una densidad de 29° API proveniente de la Formación Hollín. Posteriormente, debido a términos contractuales, la gestión del campo fue transferida a Petroamazonas, una filial temporal, en 1990. En 1993, esta filial se fusionó con Petroproducción, una filial estatal. En 2010, Petroproducción se convirtió en la Gerencia de Exploración y Producción de Petroecuador, una empresa pública. En enero de 2013, tras la fusión entre Petroamazonas EP y la Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador, Petroamazonas EP asumió la operación del campo Lago Agrio (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004) (Petroamazonas, 2017).

El Campo Lago Agrio abarca alrededor de 4 km de ancho por 11 km de largo en la Provincia de Sucumbíos, donde la actividad petrolera ha transformado áreas de bosque nativo en zonas urbanizadas. Su configuración se caracteriza por un anticlinal con una orientación NNE-SSO, que tiene una extensión aproximada de 11 kilómetros y un ancho medio de 4.5 kilómetros. Su límite hacia el este está marcado por una falla transpresional que atraviesa la estructura de Palo Rojo al sur y la estructura del Campo Charapa al norte. Sus coordenadas geográficas son entre Latitud 00° 00' 10'' N - 00° 02' 25'' N y Longitud: 76° 43' 52'' O - 76° 47' 25'' O (Baby, Patrice; Rivadeneira, Marco; Barragan, Roberto, 2014).

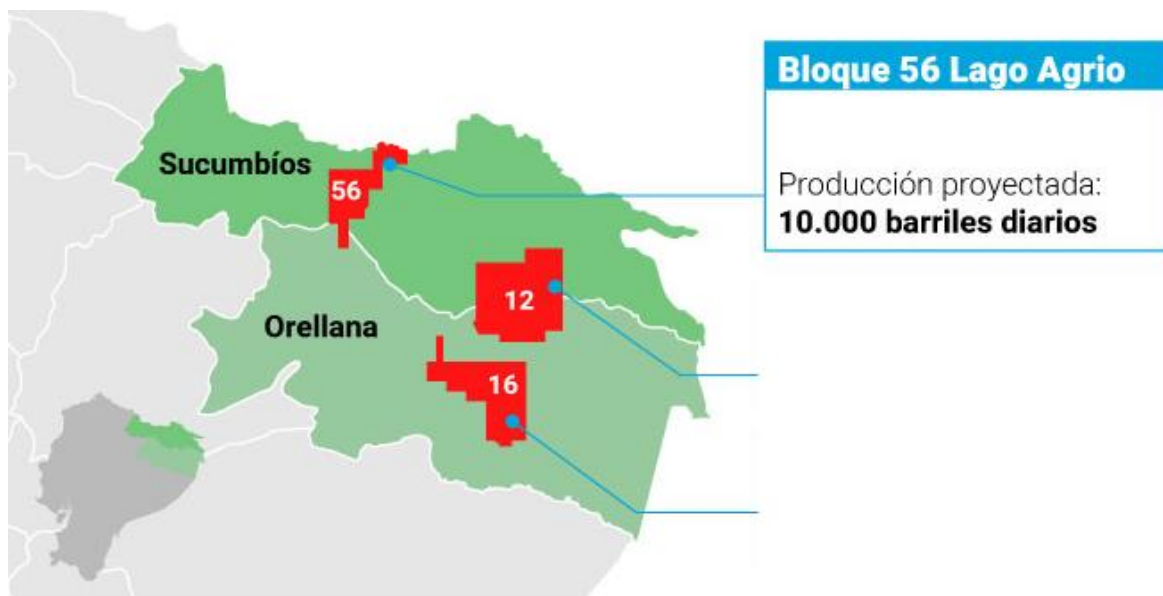


Figura 1. Ubicación del campo Lago Agrio en la provincia de Sucumbíos, *(Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004) (Primicias, 2023)*.

El campo en cuestión exhibe cinco arenas con características específicas, que incluyen variaciones en la gravedad API del crudo, que oscilan entre 28-32°API para Hollín, 29-34°API para Napo T, 29-31°API para Napo U y 28-29°API para Basal Tena. Las areniscas en estas formaciones presentan una matriz arcillosa, junto con un componente calcáreo que aumenta gradualmente hacia la parte superior de cada secuencia debido a la transgresión marina que resultó en el cierre estratigráfico de cada ciclo, lo que conlleva a una significativa variación mineralógica asociada (Mezza Segura, 2020).

De acuerdo al análisis llevado a cabo por (Andrade Díaz, 2017), proporciona una visión detallada de la producción acumulada del campo hasta fines de 2016, según los registros de (Petroamazonas, 2017). En este período, se alcanzó una producción total de 167,39 millones de barriles de petróleo (MMBBL), distribuidos entre las distintas arenas de la siguiente manera: Basal Tena (6,878 MMBBL), Hollín inferior (114,533 MMBBL), Hollín superior (35,614 MMBBL), T inferior (3,883 MMBBL), T superior (1,656 MMBBL), U inferior (3,259 MMBBL) y U superior (1,569 MMBBL). Esta desagregación de la producción refleja claramente que el reservorio principal del campo es Hollín, mientras que Basal Tena, U y T se identifican como reservorios secundarios. Es relevante señalar que, en el año 2019, según lo mencionado por (Espín, 2019), el campo posee un total de 51 pozos, de los cuales 29 están actualmente activos y en producción en esa fecha precisa. Con respecto, a la producción actual del bloque 56, finalizando marzo 2024 es 2640 BPPD (ARC, 2024).

2.1.1 Características de los reservorios productores del campo Lago Agrio

En el Campo Lago Agrio, se encuentran varias formaciones características de la cuenca oriente, entre las cuales destacan la Formación Hollín, Napo y Tena, las cuales serán comentadas inmediatamente.

La Formación Hollín exhibe una diversidad de facies sedimentarias, desde areniscas finas hasta lutitas, en un entorno influenciado por las mareas. La parte superior de la formación muestra areniscas finas intercaladas con lutitas y material inorgánico, mientras que cerca de la Formación Napo, las areniscas son de grano medio con estratificación cruzada. Por otro lado, en la parte inferior del Hollín, se encuentran areniscas de grano medio con estratificación cruzada y capas de arcilla, seguidas de areniscas finas con laminaciones de materia orgánica, culminando en areniscas de grano fino con laminación discontinua en un ambiente de planicie arenosa de mareas. La litología varía de areniscas de tamaño de grano variable, con predominio de grano medio a fino, y la composición mineral es mayormente cuarzo, con presencia de glauconita, feldespatos y plagioclasas, y cemento calcáreo (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Espín, 2019) (Vásquez Bungancho, 2018).

La Formación Napo presenta cuerpos de arena interrumpidos, rodeados por llanuras fangosas, indicando la deposición de depósitos de plataforma debido a la acción del oleaje. La estratigrafía de la zona se caracteriza por areniscas cuarzosas de diversos tonos, desde blanco hasta café claro, con textura friable, grano fino y cemento silíceo. Además, se registran cuarzos de color gris oscuro en la Arena "T", con una buena selección y cemento silíceo, mientras que la Arenisca "U" y la Arena "T" superior presentan intercalaciones esporádicas de lutitas y calizas. En la parte norte del campo, la Arenisca "T" Inferior muestra un componente arcilloso y cuerpos más dispersos, con un espesor promedio de 45 pies calcáreo (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Espín, 2019) (Vásquez Bungancho, 2018).

La Formación Tena en el área se distingue por estar dividida en dos unidades bien definidas: la Arenisca Tena en la parte superior y la Basal Tena en la inferior. La Arenisca Tena está compuesta por arcillolitas y limolitas rojas, depositadas en un entorno continental, mientras que la Basal Tena contiene clastos de lutitas verdes y cuarzo. En el anticlinal Mirador, estas

areniscas se transforman en margas arenosas verdes con estratificación cruzada de tipo espina de pescado, lo que sugiere una deposición influenciada por las mareas calcáreo (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Espín, 2019) (Vásquez Bungancho, 2018).

La estratigrafía revela la presencia de areniscas cuarzosas de color blanco a translúcido, con grano fino y forma subangular a sub-redondeada. La matriz es calcárea, con una porosidad visible pobre de alrededor del 15%. Además, se destacan arenas orientadas en dirección NE-SO, consideradas entre las mejores rocas reservorio en la cuenca calcáreo (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Espín, 2019) (Vásquez Bungancho, 2018).

A continuación, se muestran las características de la roca con valores promedio de petrofísica de las formaciones productoras.

Tabla 1. Petrofísica promedio de las arenas productoras del campo Lago Agrio, (Borja Santamaria & Escorza Cóndor, 2017) (Vásquez Bungancho, 2018).

Yacimiento	Porosidad, %	Espesor neto promedio, ft	Saturación de agua, %	Saturación de petróleo, %	Permeabilidad, md
Basal Tena	14.52	9	31.62	68.38	15 a 30
U Superior	12.02	8	28.17	71.83	20 a 60
U Inferior	12.08	10	32.34	68.00	20 a 60
T Superior	12.32	9	33.72	67.66	20 a 60
T Inferior	12.06	11	30.71	66.28	20 a 60
Hollín Superior	12.62	18	30.91	69.29	15 a 18
Hollín Inferior	14.39	59	27.42	69.09	50 a 90

Con respecto a las propiedades de fluidos se dispone la siguiente información basado en las muestras a condiciones de reservorio, comúnmente conocida como análisis PVT (presión-volumen-temperatura).

Tabla 2. Propiedades de presión-volumen-temperatura del campo Lago Agrio (Borja Santamaria & Escorza Córdor, 2017) (Vásquez Bungancho, 2018).

Yacimiento	°Api	Presión inicial, psi	Presión actual, psi	Pb, psi	β_{oi} , BY/BN	GOR, scf/bbl	T, °F	μ_o , cP
Basal Tena	24.00	3500	1095	810	1.16	163	212	2.21
U Superior	29.10	4195	1837	700	1.24	186	222	1.07
U Inferior	29.10	4195	1796	700	1.24	191	222	1.07
T Superior	32.00	4417	2101	770	1.22	210	224	3.01
T Inferior	32.40	4417	2312	770	1.22	263	224	3.01
Hollín Superior	28.10	4485	3422	850	1.18	269	228	1.78
Hollín Inferior	28.80	4485	4300	750	1.18	546	232	1.45

El trabajo llevado a cabo por (Ramírez, 2011), señala que en el campo Lago Agrio, la producción experimenta una depletación del 4%, lo cual es una situación común en relación al tiempo transcurrido. No obstante, este fenómeno puede ser mitigado mediante diversas estrategias de producción. Se resalta la importancia de realizar pruebas de presión en los pozos que han experimentado una reducción significativa en su producción, con el fin de analizar parámetros como el índice de productividad o la capacidad de flujo, para luego proponer las medidas o estrategias correspondientes. Es importante destacar que las pruebas de presión BuildUp también pueden ayudar a identificar daños en la formación, lo que permitiría sugerir tratamientos de estimulación para los pozos afectados. En cuanto a las operaciones a realizar, se consideran la acidificación matricial y el fracturamiento.

2.1.2 Sistemas de levantamiento artificial en el campo de estudio

Conforme a los detalles de diferenciación de sistemas ALS aplicados en el campo (Espín, 2019), se puede observar que del total de 29 pozos:

- 18 pozos están bajo operación de bombeo hidráulico tipo jet (BHTP).
- 10 pozos con bombeo electro sumergible (BES).
- Y sólo 1 con bombeo mecánico (BM).

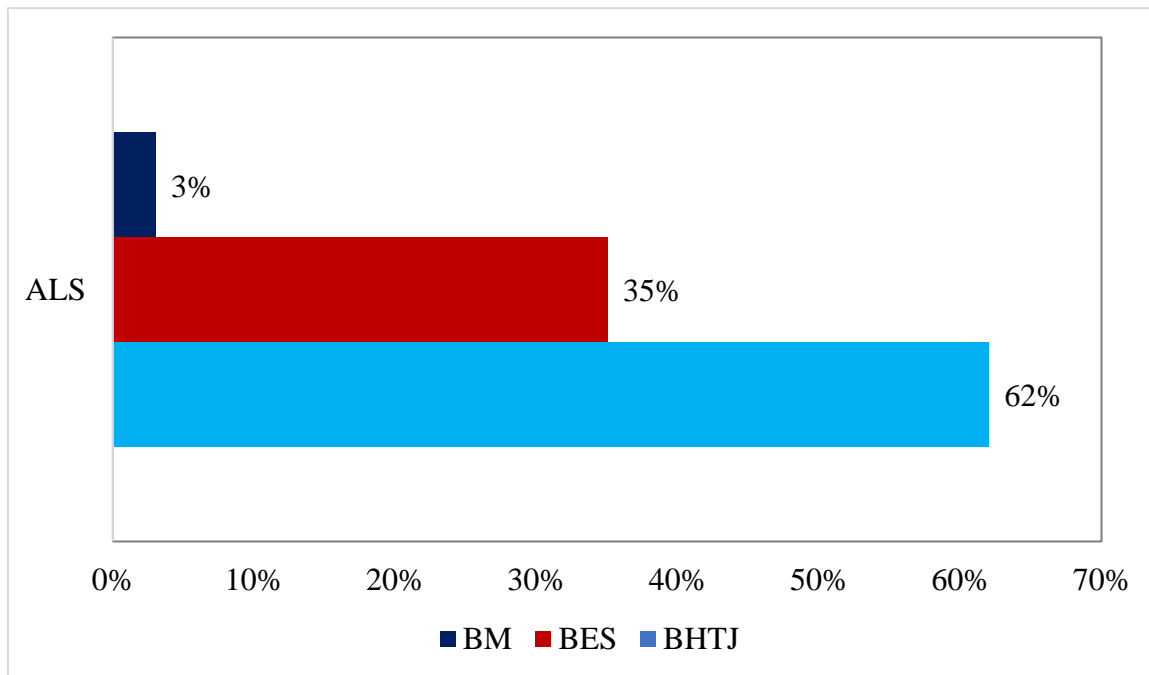


Figura 2. Clasificación de sistemas ALS empleados en el campo Lago Agrio, (Espín, 2019).

2.2 ESTIMULACIÓN DE POZOS

La estimulación de pozos petroleros representa un componente vital en la industria, donde se busca maximizar la extracción de hidrocarburos y prolongar la vida útil de los pozos. Este proceso, que abarca una amplia gama de disciplinas científicas y tecnológicas, desempeña un papel crucial en la superación de desafíos de producción (Economides & Nolte, 2000).

Uno de los métodos comúnmente empleados en la estimulación de pozos es la acidificación matricial (McLeod, 1984). Esta técnica consiste en inyectar ácidos en la formación rocosa circundante para disolver los minerales y aumentar la permeabilidad del yacimiento, facilitando así el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. La acidificación matricial se utiliza especialmente en formaciones de baja permeabilidad donde la extracción convencional es limitada.

Por otro lado, el fracturamiento hidráulico ha revolucionado la industria petrolera al permitir la explotación de reservorios no convencionales, como las formaciones de esquisto (Guo, Liu, & Tan, 2017). En esta técnica, se inyecta una mezcla de agua, arena y aditivos químicos a alta presión en la formación, lo que genera fracturas que permiten liberar el gas o petróleo

atrapado en la roca. El fracturamiento hidráulico ha abierto nuevas oportunidades de producción en áreas previamente consideradas no rentables.

Sin embargo, la estimulación de pozos no se limita a la selección entre acidificación matricial y fracturamiento hidráulico (Economides & Nolte, 2000) (Schechter, 1992). Se trata de un proceso integral que implica la evaluación económica de cada opción, considerando los costos asociados y los beneficios esperados. Además, la mitigación de los daños en la formación y la implementación de medidas correctivas son aspectos fundamentales para garantizar el éxito a largo plazo de estas operaciones (Civan, Chapter 1 - Overview of formation damage, 2023).

La estimulación de pozos petroleros, con métodos como la acidificación matricial y el fracturamiento hidráulico, representa una herramienta indispensable para maximizar la producción de hidrocarburos. Sin embargo, su éxito depende de una planificación cuidadosa, una ejecución precisa y una continua innovación tecnológica para adaptarse a las cambiantes condiciones del mercado y del yacimiento.

2.2.1 Daño de formación.

El daño de formación, una problemática omnipresente en la industria del petróleo y el gas, constituye la principal causa de la disminución de la productividad y la inyectividad en numerosos pozos. Este fenómeno, a menudo denominado como "skin" o "zonal", se manifiesta cuando se altera la permeabilidad original de la formación productora, resultando en una reducción del flujo de fluidos en el pozo (Civan, Chapter 1 - Overview of formation damage, 2023). Diversos factores contribuyen a la generación de este daño, que puede surgir desde el momento mismo de la perforación hasta cualquier etapa de la vida útil del pozo.

Entre los agentes causales más frecuentes se encuentran la invasión de sólidos, la inflamación de arcilla, los cambios en la humectabilidad, la precipitación química y la deposición de diversos materiales, como emulsiones, agua, materiales parafínico-asfálticos, entre otros (BJ Services, 2000). Estos factores pueden generar daños tanto superficiales, que se producen durante la perforación y la terminación del pozo, como daños moderados a profundos, que implican la infiltración de fluidos de perforación en la formación.

La comprensión detallada del daño de formación y sus efectos resulta esencial para la selección adecuada de tratamientos. Esta problemática se clasifica generalmente en dos categorías: daños superficiales o en el interior del pozo, y daños moderados a profundos (BJ Services, 2000). La identificación precisa del tipo y la extensión del daño, así como de los factores desencadenantes involucrados, es crucial para implementar estrategias efectivas de mitigación y restauración de la productividad del pozo (Flores J. , 2005).

❖ *El daño superficial*

Un fenómeno común en la perforación y terminación de pozos, así como en operaciones de reparación, se caracteriza por la invasión de lodo de perforación y otros sólidos en la formación, creando un cilindro de permeabilidad reducida alrededor del pozo. Esta infiltración provoca una disminución en el caudal de fluido y gas en la perforación. Como consecuencia, se forma una torta de filtración rígida e impermeable en la cara del pozo, compuesta mayormente por partículas sólidas provenientes de los fluidos de perforación. Esta torta puede incluso penetrar en la formación, obstruyendo los poros y fracturas del sistema (BJ Services, 2000) (Hawkins, 1956) (Schechter, 1992).

❖ *El daño moderado-profundo*

Representa una etapa más avanzada en la afectación de la formación en pozos petroleros, caracterizada por la penetración más profunda del filtrado o pérdida de agua de los fluidos de perforación o terminación en la formación. Por lo general, se acepta que esta penetración puede alcanzar profundidades de uno o dos pies, aunque en ciertos casos extremos puede llegar hasta siete u ocho pies. La magnitud de esta filtración depende de una serie de factores, como el tiempo de contacto del fluido con la formación, las propiedades del fluido mismo y las características intrínsecas de la formación geológica en cuestión (BJ Services, 2000).

Antes de las operaciones de perforación o reacondicionamiento, la formación se encuentra en equilibrio con los fluidos naturales presentes en ella. Sin embargo, la introducción de fluidos extraños durante el proceso de perforación puede alterar este equilibrio y provocar daños significativos en la formación (Hawkins, 1956). Estos daños pueden manifestarse de diversas formas, como el hinchamiento y la dispersión de arcilla, precipitación química,

formación de bloques de emulsión, alteración de la humectabilidad de los bloques de agua, crecimiento bacteriano, deposición orgánica y de incrustaciones (BJ Services, 2000) (Hawkins, 1956). La deposición de materiales orgánicos e incrustaciones, aunque más común durante la producción del pozo, también puede ser inducida por la interacción entre los fluidos in situ y los fluidos invasores utilizados durante las operaciones de perforación.

❖ *Cambios en el yacimiento*

El efecto del daño de formación en los yacimientos petrolíferos se manifiesta en la alteración de la capacidad de los medios porosos para transmitir fluidos, lo que afecta significativamente la productividad de los pozos. Los medios porosos, compuestos por una matriz sólida y poros interconectados, determinan la porosidad y la permeabilidad de las rocas (BJ Services, 2000). La porosidad, que representa la fracción de espacio vacío en la roca, y la permeabilidad, que define su capacidad para permitir el flujo de fluidos, son factores clave en la extracción de hidrocarburos (Civan, Chapter 1 - Overview of formation damage, 2023).

(Civan, Chapter 19 - Laboratory evaluation of formation damage, 2023) (Economides & Nolte, 2000), mencionan que la mayoría de los yacimientos petroleros comerciales están compuestos por rocas calizas, dolomitas y areniscas, cada una con características físicas distintas. Las areniscas suelen presentar una permeabilidad uniforme y porosidad continua, facilitando un flujo radial hacia el interior del pozo (Lake, 2007). Por otro lado, las calizas y dolomitas exhiben patrones de permeabilidad irregulares y porosidad discontinua, con el flujo de fluidos predominantemente a través de fracturas naturales. A pesar de estas diferencias, la productividad de un pozo depende tanto de la permeabilidad como del radio de la zona alterada alrededor del mismo.

Comprender el flujo de petróleo y gas a través de un material poroso es crucial para evaluar el efecto del daño de formación. Los daños pueden comprometer la permeabilidad y porosidad de la formación, alterando así el flujo de fluidos y reduciendo la eficiencia de extracción (Economides & Nolte, 2000) (Schechter, 1992).

❖ *Cuantificación del daño de formación*

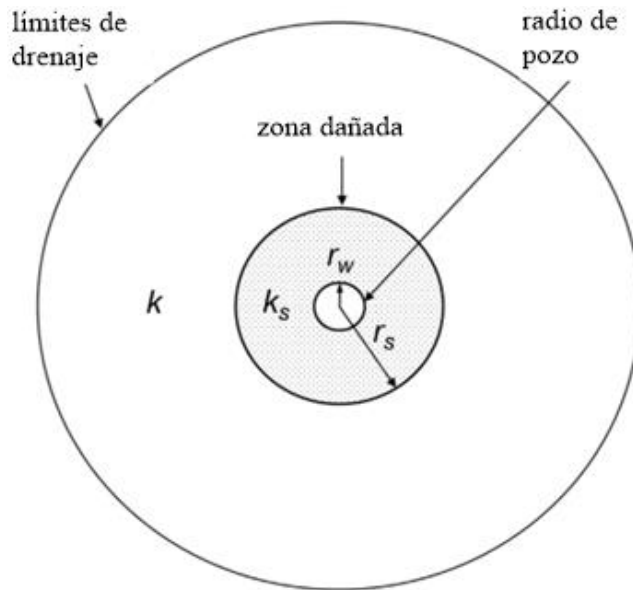


Figura 3. Ilustración radial del daño de formación, (Hawkins Jr., 1956).

La evaluación del daño de formación, introducida por Hawkins en 1956, marcó un hito en la comprensión de los efectos del daño en la permeabilidad alrededor de los pozos petroleros. Hawkins propuso el concepto del factor de daño, representando una región con permeabilidad reducida adyacente al pozo. Este factor se calcula mediante una ecuación que toma en cuenta el radio del pozo (r_w), el radio de la zona dañada (r_s), y las permeabilidades del yacimiento (k) y de la zona dañada (k_s).

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (1)$$

La evaluación del factor de daño resultante revela tres posibilidades: un factor positivo indica una reducción de la permeabilidad en la zona dañada, un factor negativo señala una mejora en la permeabilidad, mientras que un factor nulo indica una permeabilidad constante en la zona afectada.

En pozos fracturados hidráulicamente, se emplea un concepto similar para describir el daño de la formación alrededor de las fracturas inducidas por la inyección de fluidos. Esta metodología, propuesta por (Cinco-Ley & Samaniego-V., 1981), ofrece una forma de cuantificar el daño skin causado por la fuga de fluido de fracturación. La ecuación asociada tiene en cuenta la profundidad del daño, la permeabilidad media en la zona afectada, la semilongitud de la fractura y la permeabilidad del yacimiento.

$$s_{fs} = \frac{\pi b_s}{2x_f} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \quad (2)$$

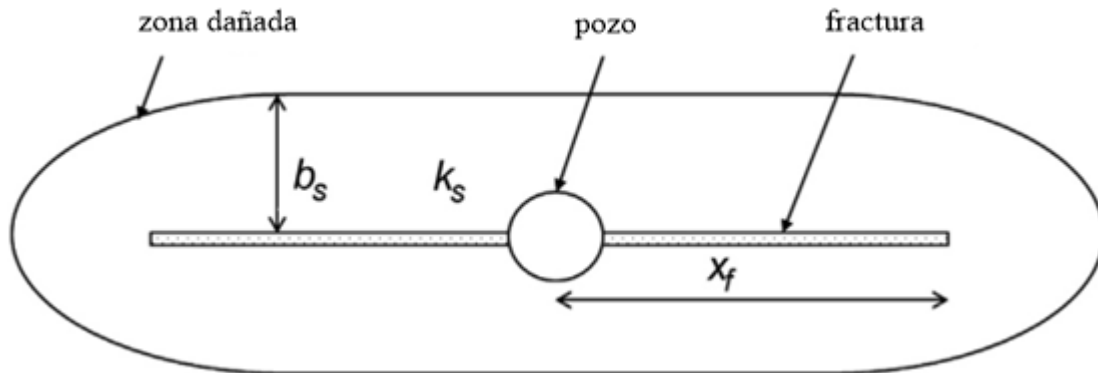


Figura 4. Ilustración del daño a través de una fractura hidráulica, (Cinco-Ley & Samaniego-V., 1981).

2.2.2 Prueba de Restauración de Presión.

La prueba de buildup, también conocida como BUP Test, es una técnica utilizada en la industria petrolera para evaluar las propiedades del pozo y de las formaciones. Consiste en cerrar el pozo por un período de tiempo determinado, después de estabilizar su producción a un caudal constante (Lee, Rollinns, & Spivey, 2003). Durante este tiempo de cierre, se registra y analiza la presión del fondo del hoyo, utilizando dispositivos de medición instalados en el pozo.

La restauración de la presión durante la prueba de buildup proporciona datos valiosos que permiten estimar diversas propiedades del pozo y de las formaciones adyacentes (Lee, Rollinns, & Spivey, 2003). Por ejemplo, la presión promedio del área de drenaje puede ser calculada a partir de los valores registrados de presión. Además, la prueba también ofrece la posibilidad de determinar el factor skin de la región cercana al hueco del pozo, que indica la eficiencia de flujo en esa zona.

2.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La fracturación hidráulica en general es una tecnología relativamente antigua para mejorar las tasas de producción de los yacimientos de gas y petróleo. Sin embargo, esta tecnología ha evolucionado considerablemente. Como se ha indicado en el capítulo I, este estudio se

centra en la fracturación hidráulica como medio para aumentar la permeabilidad de los yacimientos.

La fracturación hidráulica se aplicó por primera vez en 1949; desde entonces, el uso de este método de estimulación ha crecido sustancialmente (Montgomery, 2013). Al principio, la fracturación hidráulica se utilizaba exclusivamente como método de estimulación de pozos, aplicado en casos en los que la permeabilidad natural del yacimiento era demasiado baja para una recuperación económica del petróleo. Pero en la década de 1990, la fracturación hidráulica empezó a utilizarse en yacimientos de mayor permeabilidad como método para remediar daños en la formación alrededor de los pozos (Ghalambor & Economides, 2002). En la Figura 5 se muestran los niveles generales de permeabilidad utilizados para distinguir los yacimientos de alta y baja permeabilidad, en los que también influye la viscosidad del petróleo.

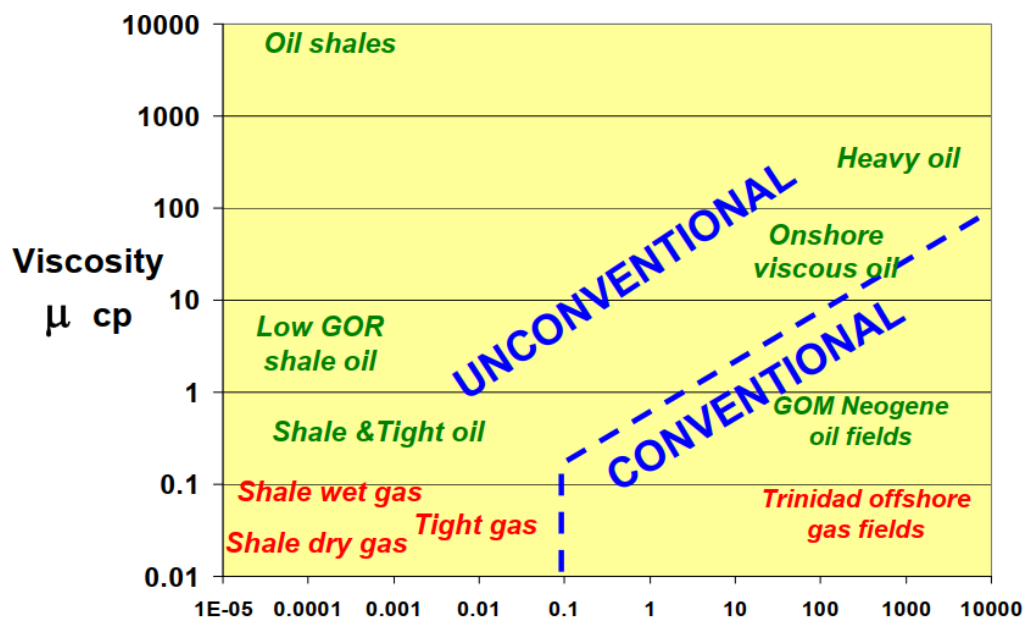


Figura 5. Definición de reservorios no convencionales en un gráfico de viscosidad vs permeabilidad, (Cander, 2012).

Si se bombea fluido en rocas subterráneas profundas a una presión suficiente, la roca se romperá o "fracturará". La descripción técnica de las condiciones que dan lugar a dichas fracturas hidráulicas es la siguiente: las fracturas se forman cuando la presión del fluido supera el esfuerzo de compresión mínimo existente en la roca en una cantidad que excede la resistencia a la tracción de la roca (Economides & Nolte, 2000). El operador no puede controlar fácilmente la orientación de las fracturas hidráulicas. Más bien, son las condiciones

de tensión en la roca las que determinarán la orientación. Las rocas en profundidad experimentan diferentes cantidades de compresión en diferentes direcciones. Dado que el esfuerzo de compresión en la roca suele variar con la dirección, la fractura hidráulica se abrirá preferentemente contra el menor esfuerzo de compresión para una roca con la misma resistencia en todas las direcciones (Economides & Nolte, 2000). Por lo tanto, el plano de fractura se desarrolla en la dirección perpendicular al esfuerzo de compresión mínimo, como se muestra en la Figura 6.

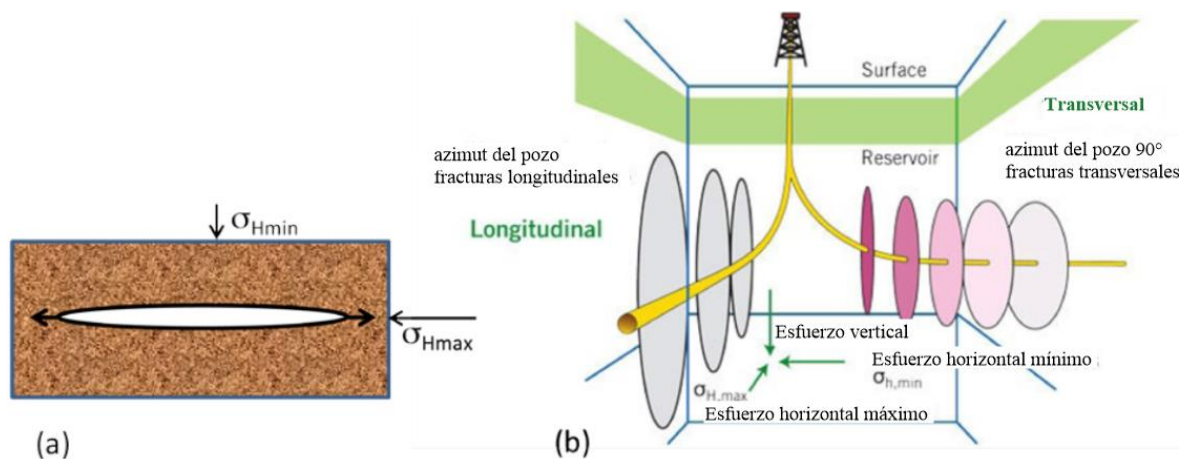


Figura 6. Patrones de fractura para diferentes orientaciones relativas al hoyo a esfuerzos principales de compresión: (a) fracturas abiertas en la dirección de esfuerzo principal mínimo, (b) efectos de la alineación horizontal de los pozos con tensiones principales horizontales máximas y mínimas, (Rahim, Al-Anazi, Al-Kanaan, Habbtar, & Al-Omair, 2012).

Si el esfuerzo de compresión de la roca fuera el mismo en todas las direcciones (o casi), la orientación de la fractura tendería a ser aleatoria. Además de la orientación de la tensión, la resistencia de la roca varía y la geometría de la fractura también depende de la variación de la resistencia de la roca en diferentes direcciones.

Por último, las fracturas naturales suelen estar presentes en cierta medida en la roca natural y afectan a la formación de fracturas hidráulicas. Estas características de la roca son a menudo las vías para las fracturas hidráulicas (Weijermars, 2011). (Gale & Holder, 2010) descubrieron que las fracturas rellenas de calcita secundaria en lodos silíceos son generalmente más débiles que la roca circundante y pueden ser susceptibles de reapertura durante la fracturación hidráulica. Sin embargo, las fracturas rellenas de cuarzo secundario pueden ser más fuertes que la roca circundante y dificultar el desarrollo de fracturas hidráulicas. (Williams-Stroud, Barker, & Smith, 2012) descubrieron que el cizallamiento de

las fracturas existentes desempeñaba un papel importante en la fracturación hidráulica, basándose en el modelado de redes de fracturas discretas y en mediciones micro sísmicas de una prueba de campo de fracturación hidráulica.

2.3.1 Esquema convencional.

La operación típica de fracturación hidráulica implica cuatro pasos de proceso para producir las fracturas (Arthur, Bohm, Coughlin, Layne, & Cornue, 2009). Los largos intervalos de producción presentes en la mayoría de los pozos horizontales conducen a un enfoque por etapas de la fracturación hidráulica. En el enfoque por etapas, se aísla hidráulicamente una parte del pozo para concentrar la presión del fluido de fracturación inyectado en un intervalo aislado, que se denomina "etapa". Tras aislar la etapa, la primera fase del proceso de fracturación es el "pad", en la que se inyecta fluido de fracturación sin apuntalante para iniciar y propagar la fractura desde el pozo. La segunda fase añade apuntalante al fluido de inyección; el apuntalante es necesario para mantener abiertas las fracturas después de que se disipe la presión del fluido. Esta fase también se utiliza para abrir aún más las fracturas hidráulicas. La tercera fase, denominada "flush", consiste en la inyección de fluido sin apuntalante para empujar el apuntalante restante en el pozo hacia las fracturas. La cuarta fase es el "flowback", en la que los fluidos de fracturación hidráulica se retiran de la formación y la presión del fluido se disipa.

A veces se utiliza un prelavado ácido antes de la inyección de la almohadilla. Por ejemplo, la publicación de (Halliburton, 2024) sobre la composición del fluido de fracturación indica que se utiliza en aproximadamente la mitad de sus formulaciones específicas (DOE, 2009). El prelavado con ácido puede ser necesario para eliminar incrustaciones, ayudar a limpiar el lodo de perforación y el cemento de la tubería de revestimiento de las perforaciones y debilitar la roca para ayudar a iniciar una fractura (Halliburton, 2024) (King, 2010). Antes de inyectar el ácido, se añade al fluido un inhibidor de la corrosión, a un nivel del 0,2 al 0,5% en masa, para evitar la corrosión ácida de los componentes de acero, como la tubería de revestimiento (King, 2010). Las concentraciones de ácido de prelavado oscilan entre el 7,5 y el 15% de HCl, y los volúmenes oscilan entre 0,946 y 26,5 m³ (33,4 y 936 pies³ o 250 y 7.000 galones) por etapa inyectados a una velocidad relativamente baja por debajo de la presión de fractura (Halliburton, 2024) (King, 2010).

2.3.2 Modelos de fractura hidráulica.

Hasta ahora se han analizado cuatro tipos de modelos de propagación de fracturas: modelos 2D, pseudo modelos 3D, modelos 3D planares y modelos de fracturas no convencionales. Probablemente nunca habrá un modelo de fractura que pueda captar toda la física del proceso de fracturación hidráulica. La física de la iniciación y propagación de la fractura es difícil de comprender en su totalidad, especialmente en el caso de los yacimientos no convencionales. En los modelos de fracturación no convencionales, la interacción entre las fracturas hidráulicas y naturales suele aproximarse mediante criterios de cruce simples. Siempre se hacen concesiones en el desarrollo de los modelos, y la física comprometida que se considera en cada modelo depende de la naturaleza del problema y de los propios prejuicios (Adachi, Siebrits, Peirce, & Desroches, 2007) (Guo, Liu, & Tan, 2017).

El modelado de fracturas no es único debido a muchas razones, entre las que se incluyen la naturaleza no lineal del proceso, la heterogeneidad de la formación y la física comprometida implementada en el modelo. Por estas razones, un modelo de fractura sin calibración aporta poco valor. Por eso, recoger e introducir los datos adecuados es tan importante como seleccionar un modelo apropiado. Independientemente del modelo que se utilice para calcular la geometría de la fractura, los datos limitados, como las tasas de bombeo y las presiones de tratamiento, recogidos durante los tratamientos de fracturación por sí solos, pueden no ser suficientes para validar el modelo de fractura utilizado (Adachi, Siebrits, Peirce, & Desroches, 2007) (Guo, Liu, & Tan, 2017).

La comparación de la presión neta de los datos de tratamiento se realiza a menudo utilizando un modelo de fractura de elección propia. La presión neta durante un tratamiento se calcula a partir de la tensión horizontal mínima y la presión de tratamiento del fondo del pozo. Unos valores precisos de la tensión horizontal mínima son importantes tanto desde el punto de vista del diseño del tratamiento como del análisis de la presión posterior al tratamiento. La mejor forma de obtener la tensión horizontal mínima es mediante pruebas de inyección de diagnóstico. A menudo, las presiones de tratamiento del fondo del pozo no están disponibles y deben calcularse a partir de las presiones de tratamiento de superficie. Las presiones de tratamiento de fondo de pozo calculadas resultan menos fiables, ya que es difícil estimar con

precisión la fricción del flujo turbulento, especialmente en el caso de fluidos reticulados (Adachi, Siebrits, Peirce, & Desroches, 2007) (Guo, Liu, & Tan, 2017).

2.3.3 Fluidos empleados.

El diseño de una fractura hidráulica requiere la especificación del tipo de fluido de fractura hidráulica. Aunque se utilizan muchos aditivos en los fluidos de fracturación hidráulica, la mayoría de ellos se emplean para mitigar procesos químicos y biológicos adversos. La principal propiedad de los fluidos de fracturación hidráulica que influye en la mecánica de generación de fracturas es la viscosidad. Tanto los datos de laboratorio como los de campo indican que los fluidos de fracturación de baja viscosidad tienden a crear fracturas complejas con una gran área de matriz de fractura y aperturas de fractura estrechas, en comparación con los fluidos de fracturación de mayor viscosidad, que tienden a crear fracturas más simples con una baja área de matriz de fractura y aperturas de fractura amplias (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010).

El fluido de fracturación de menor viscosidad es el agua de deslizamiento, que contiene un aditivo reductor de la fricción (normalmente poliácridamida) y tiene una viscosidad del orden de 0,004 Pa-s (4 cP o $8,36 \times 10^{-5}$ lbf-s/pie²) (unas 4 veces la del agua pura) (Kostenuk & Browne, 2010).

Los fluidos de fractura gelificados suelen utilizar goma guar o polímeros de celulosa para aumentar la viscosidad (King G. E., 2012). Se puede aumentar aún más la viscosidad añadiendo al gel un agente de reticulación que suele ser un ion metálico, como en los quelatos de ácido bórico o circonio (Lei & Clark, 2004). La reticulación une las moléculas de polímero del gel en moléculas más grandes y eso provoca un aumento de la viscosidad de la solución. Los geles lineales tienen viscosidades unas 10 veces superiores a la del agua de deslizamiento, y los geles reticulados tienen viscosidades del orden de 100 a 1000 veces superiores (Montgomery, 2013). Los fluidos de fractura energizados utilizando nitrógeno y surfactante con geles lineales (para crear espumas) conducen a un aumento de la viscosidad del fluido energizado sobre el gel lineal, y la viscosidad de los geles reticulados energizados aumentan en factores de 3 a 10 sobre los que no utilizan un agente reticulante (Ribeiro & Sharma, 2011) (Harris & Heath, 1996). El tipo de fluido de fracturación también afecta a la capacidad de emplazar apuntalante. En particular, los geles reticulados son mejores para

transportar el agente de sostén que el slickwater (Lebas, Shahan, Lord, & Luna, 2013). La viscosidad efectiva también se ve influida por la concentración de apuntalante (Montgomery, 2013).

En general, la longitud de la fractura y la complejidad de la red de fracturas disminuyen a medida que aumenta la viscosidad del fluido de fracturación, como se ilustra en la Figura 2-7 (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010) (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008). Las longitudes de fractura también aumentan con el volumen de fluido de fractura inyectado. (Flewelling, Tymchak, & Warpinski, 2013) descubrieron que la longitud de fractura podía representarse como aproximadamente proporcional a la altura de fractura con un factor de proporcionalidad que oscilaba entre 0,5 y 1. Las aberturas (o anchuras) de las fracturas son del orden de unas pocas décimas de pulgada (Bazan, Lattibeaudiere, & Palisch, 2012) y tienden a aumentar con la viscosidad, la velocidad y el volumen del fluido inyectado (Economides & Nolte, 2000).

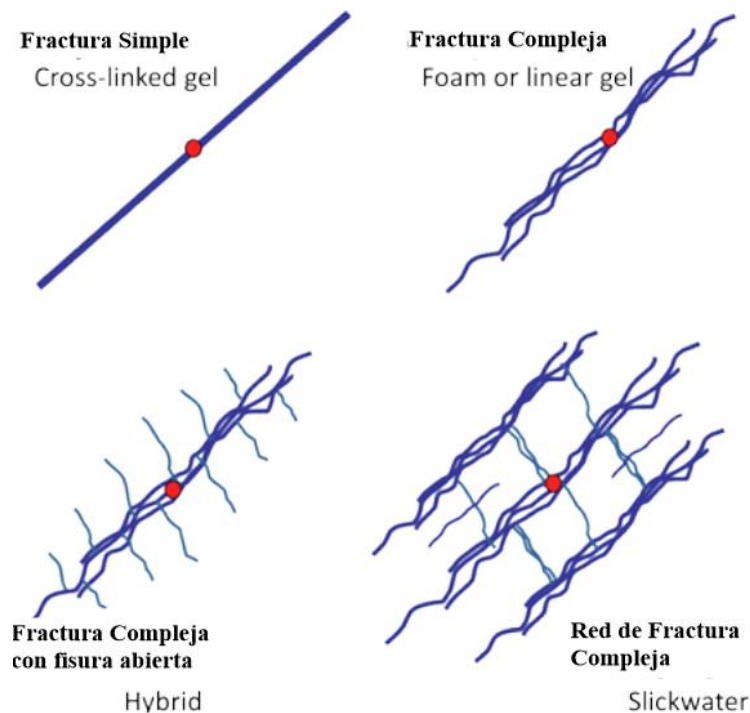


Figura 7. Efectos de la viscosidad del fluido de fractura en la complejidad de la fractura, (Warpinski, Mayerhofer, Vincent, Cipolla, & Lolon, 2009).

El tipo de fluido utilizado depende de las propiedades de la roca del yacimiento, concretamente de la permeabilidad y fragilidad de la roca (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010) (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008). Las

formaciones con mayor permeabilidad intrínseca (pero aún lo suficientemente baja como para justificar la fracturación hidráulica) suelen estimularse utilizando un fluido de fracturación de mayor viscosidad para crear una fractura más simple y ancha (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010). La justificación de esta selección es que la fractura se necesita principalmente para ayudar a mover los fluidos a medida que convergen más cerca del pozo, pero son capaces de fluir adecuadamente hacia la fractura más lejos en la formación. A medida que disminuye la permeabilidad del yacimiento, aumenta la resistencia al movimiento de los fluidos a través de la parte no fracturada de la formación.

Por lo tanto, se necesita un patrón de fractura más denso (menor espaciado entre las fracturas) para minimizar la distancia que los fluidos del yacimiento deben recorrer en la matriz rocosa para entrar en las fracturas inducidas hidráulicamente (Economides & Nolte, 2000). Esto conduce al uso de fluidos de fracturación de menor viscosidad para crear redes de fracturas más densas (y complejas).










La elección del fluido de fracturación también depende de la fragilidad de la roca (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008). Se necesitan aberturas de fractura más anchas a medida que disminuye la fragilidad de la roca (o a medida que aumenta la ductilidad) debido a la mayor dificultad para mantener la permeabilidad de la fractura tras la retirada de la presión (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008). Por lo tanto, tanto la permeabilidad de la roca como su fragilidad influyen en la elección del fluido de fracturación. También se cree que la estimulación de las fracturas naturales es fundamental para un tratamiento eficaz de la fractura hidráulica en lutitas de muy baja permeabilidad (Warpinski, Mayerhofer, Vincent, Cipolla, & Lolon, 2009) (Cramer, 2008) (Fisher, y otros, 2002). Aunque estas características pueden dar lugar a requisitos contradictorios para el fluido de fracturación, la permeabilidad suele ser menor en las rocas frágiles y mayor en las dúctiles (Economides & Nolte, 2000), y las fracturas naturales suelen ser más frecuentes en las rocas frágiles que en las dúctiles. Las fracturas naturales en las pizarras pueden estar selladas por minerales secundarios. Estas fracturas no influyen mucho en la permeabilidad natural, aunque en algunos casos pueden reactivarse preferentemente durante la fracturación hidráulica (Gale & Holder, 2010).

En la tabla 3 se muestran las tendencias generales de los tipos de fluidos de fractura, los volúmenes de fluido utilizados y la complejidad de la fractura en función de las propiedades de la roca. Esta tabla muestra que la fracturación hidráulica en rocas yacimiento dúctiles y

de permeabilidad relativamente alta con baja densidad de fractura natural tiende a recibir un tratamiento de fractura hidráulica utilizando un gel reticulado viscoso con un volumen relativamente bajo de fluido inyectado pero una gran concentración y masa total de apuntalante (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008). La respuesta de fractura en este caso tiende a producir una fractura simple y única desde el pozo hasta la roca que tiene una abertura relativamente grande llena de apuntalante.

A medida que aumenta la fragilidad de la roca y el grado de fracturación natural, y que disminuye la permeabilidad, los tratamientos de fracturación hidráulica tienden a utilizar un fluido de fracturación de mayor volumen y menor viscosidad que lleva menos apuntalante (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010). La respuesta de la roca a este tratamiento de fracturación es la creación de redes de fracturas más complejas en las que las fracturas tienen aberturas relativamente más estrechas y una sección transversal más asimétrica en la dirección vertical como resultado de la penetración limitada del agente de sostén. En resumen, las rocas dúctiles y más permeables suelen recibir tratamientos de fractura con gel, mientras que las rocas más quebradizas y de menor permeabilidad con fracturas existentes son más susceptibles de ser fracturadas con agua pulverizada (Warpinski, Mayerhofer, Vincent, Cipolla, & Lolon, 2009).

Tabla 3. Tendencias generales en las características de la roca, tratamiento de fractura hidráulica aplicado y respuesta a la fractura hidráulica, (Rickman, Mullen, Petre, Grieser, & Kundert, 2008).

Características de la roca			Tratamiento de fractura			Respuesta de fractura		
Fragilidad	Permeabilidad	Fractura natural	Viscosidad del fluido de fractura	Volumen fluido de fractura y Tasa de flujo	Concentración y volumen de propanante	Complejidad de fractura	Ancho de fractura	Perfil de cierre de ancho de fractura
<p>Frágil</p>  <p>Dúctil</p>	<p>bajo $< 0.1 \mu d$</p>  <p>alto $\geq 1 md$</p>	<p>Altamente fracturado</p>  <p>Mínimo</p>	<p>bajo <i>slickwater</i></p> <p>↓</p> <p><i>hibrido</i></p> <p>↓</p> <p><i>gel lineal</i></p> <p>↓</p> <p><i>espuma</i></p> <p>↓</p> <p><i>gel reticulado</i></p> <p>alto</p> 	<p>alto</p>  <p>bajo</p>	<p>bajo</p>  <p>alto</p>	<p>Red</p>  <p>Planar</p>	<p>más estrecho</p>  <p>más amplio</p>	<p>asimétrico</p>  <p>simétrico</p>

Los fluidos de fracturación pueden contener otros aditivos además de los ya identificados. Entre ellos se incluyen biocidas, inhibidores de corrosión, estabilizadores de arcilla y rompedores de polímeros (Kaufman, Penny, & Paktinat, 2008).

En la Tabla 4 se ofrece un resumen de los distintos tipos de aditivos. En algunos casos, los ácidos se inyectan como un pre-lavado separado antes de la inyección del pad de fractura hidráulica con el fin de limpiar las perforaciones de la tubería de revestimiento, ayudar a limpiar los poros cerca del pozo, y disolver los minerales, para ayudar a iniciar las fracturas en la roca (Halliburton, 2024).

El reciclado del fluido de fracturación es una forma de reducir la cantidad de agua necesaria para la fracturación hidráulica. El principal problema es que el fluido de fracturación reciclado desarrolla altas concentraciones de sales disueltas que se convierten en salmueras altamente salinas. Uno de los enfoques ha sido el desarrollo de aditivos más tolerantes a la sal, como los polímeros utilizados para los reductores de fricción del agua de deslizamiento (Paktinat, ONeil, Aften, & Hurd, 2011). También se están desarrollando otros procesos para ayudar a la reutilización de los fluidos de fracturación (Ely, Fraim, Horn, & Jakhete, 2011).

También se están investigando fluidos de fracturación alternativos. Algunos de los propósitos de los fluidos alternativos son reducir el uso de agua y reducir los efectos de daño a la formación causados a veces por los fluidos de fracturación acuosos y por aditivos como los geles. Entre estas alternativas se encuentran el CO₂ supercrítico² y las mezclas supercríticas de CO₂ y nitrógeno, la espuma de CO₂, el nitrógeno, el líquido propano líquido (GLP) y sistemas de propulsores explosivos (EPS) (Rogala, Bernaciak, Krzysiek, & Hupka, 2012).

- Efectos de daño a la formación asociados a la sensibilidad al agua;
- Daños en la formación asociados con el agua y los productos químicos (en particular los geles) que permanecen en el yacimiento;
- Aditivos químicos y sus efectos medioambientales; y
- Eliminación de aguas residuales del flujo de retorno.

Tabla 4. Aditivos para fluidos acuosos de fracturación, (NYSDEC, 2014).

Tipo	Propósito	Ejemplos
Propante	Abren las fracturas y permiten que el gas y los fluidos fluyan más libremente hacia el pozo.	Arena [Bauxita sinterizada; óxido de circonio; microesferas cerámicas].
Ácido	Elimina el cemento y el lodo de perforación de las perforaciones del revestimiento antes de la inyección del fluido de fracturación.	Ácido clorhídrico (HCl, 3% a 28 %) o ácido muriático
Rompedor	Reduce la viscosidad del fluido para liberar apuntalante en las fracturas y mejorar la recuperación del fluido de fracturación.	Peroxidulfatos
Bactericida/Biocida/ Agente antibacterial	Inhibe el crecimiento de organismos que podrían producir gases (especialmente sulfuro de hidrógeno) que podrían contaminar el gas metano. También impide el crecimiento de bacterias que pueden reducir la capacidad del fluido para transportar apuntalante a las fracturas.	Glutraldehído; 2,2-dibromo-3- nitrilopropionamida
Tampón/Agente de ajuste del pH	Ajusta y controla el pH del fluido para maximizar la eficacia de otros aditivos, como los reticulantes.	Carbonato sódico o potásico; ácido acético
Estabilizador de arcilla/Control / KCl	Evita el hinchamiento y la migración de las arcillas de formación que podrían bloquear los espacios porosos, reduciendo así la permeabilidad.	Sales (por ejemplo, cloruro de tetrametilamonio Cloruro de potasio (KCl)
Inhibidor de corrosión	Reduce la formación de óxido en tubos de acero, revestimientos de pozos, herramientas y tanques (utilizado sólo en fluidos de fracturación que contienen ácido).	Metanol; bisulfato de amonio para captadores de oxígeno
Reticulante	Aumenta la viscosidad del fluido utilizando ésteres de fosfato combinados con metales. El aumento de la viscosidad del fluido de fracturación le permite transportar más apuntalante a las fracturas.	Hidróxido de potasio; sales de borato
Reductor de fricción	Permite inyectar fluidos de fracturación a velocidades y presiones óptimas minimizando la fricción.	Copolímero de acrilato-acrilamida de sodio; poliacrilamida (PAM); destilados de petróleo
Agente gelificante	Aumenta la viscosidad del fluido de fracturación, lo que le permite transportar más apuntalante a las fracturas.	Goma guar; destilados de petróleo
Control de hierro	Evita la precipitación de óxidos metálicos que podrían taponar la formación.	Ácido cítrico
Inhibidor de escala	Evita la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario) que podrían taponar la formación.	Cloruro de amonio; etilenglicol
Solvente	Aditivo soluble en aceite, agua y fluidos de tratamiento de base ácida que se utiliza para controlar la humectabilidad de las superficies de contacto o para evitar o romper emulsiones.	Varios hidrocarburos aromáticos
Surfactante	Reduce la tensión superficial del fluido de fracturación, ayudando así a la recuperación del fluido.	Metanol, isopropanol, alcohol etoxilado

2.3.4 Propante.

Después de inyectar el pad de fractura hidráulica, se inyecta el agente de sostén con el fluido de fractura hidráulica. Como ya se ha mencionado, los agentes de sostén son un material granular sólido, como la arena, que actúa para evitar que las fracturas se cierren una vez liberada la presión del fluido de fracturación hidráulica (Sylvester & Bibobra, 2015).

El tamaño de los agentes de sostén y su distribución son factores clave que afectan a la permeabilidad de las fracturas rellenas de agentes de sostén. Los agentes de sostén más grandes y de tamaño más uniforme son los que proporcionan una mayor permeabilidad. El tamaño de los granos de los agentes de sostén suele oscilar entre 10^{-4} y 2×10^{-3} m ($3,28 \times 10^{-4}$ y $6,56 \times 10^{-3}$ pies) de diámetro (Horiba Scientific, 2014).

Además de estas características, la capacidad de transporte y la resistencia del agente de sostén también afectan a la permeabilidad final de la fractura. La capacidad del agente de sostén para ser transportado por un fluido de fractura determinado depende en parte del tamaño y la densidad del agente de sostén. Una mayor capacidad de transporte es deseable porque permite el suministro de agente de sostén en las fracturas profundas de la formación. Los agentes de sostén más pequeños y de menor densidad se transportan más fácilmente (Economides & Nolte, 2000). La resistencia del agente de sostén también es importante. Si la tensión de cierre de la fractura supera la resistencia a la compresión del agente de sostén, los granos de agente de sostén se aplastarán. Esto reduce el tamaño efectivo del agente de sostén y, por tanto, la permeabilidad de la fractura.

El agente de sostén más común es la arena natural tamizada hasta alcanzar un tamaño uniforme (Beckwith, 2015). También se han utilizado varios agentes de sostén sintéticos alternativos, como la bauxita sinterizada y la cerámica. Los agentes de sostén cerámicos y de bauxita pueden fabricarse para tener diferentes densidades de masa y resistencias a la compresión, y el tamaño y la forma pueden controlarse estrictamente para producir granos muy uniformes (Economides & Nolte, 2000). También se han utilizado diversos tipos de revestimientos de resina con todos los tipos de agentes de sostén, incluida la arena (Beckwith, 2015). Los revestimientos de resina pueden ser pretratados o tratados sobre la marcha. Los revestimientos de resina pretartados se utilizan para mejorar la resistencia del apuntalante y evitar el movimiento de los finos rotos del apuntalante. Los recubrimientos de

resina tratadas están destinados a unir el apuntalante después de su colocación para ayudar a prevenir el reflujo del apuntalante durante la fase de reflujo del proceso de fracturación y durante la producción de hidrocarburos (Beckwith, 2015).

El transporte del agente de sostén también influye en la elección de los fluidos de fracturación hidráulica. Los fluidos de menor viscosidad no son tan capaces de transportar agentes de sostén y, por lo general, se utilizan con menores concentraciones de agentes de sostén durante la fase de inyección de agentes de sostén de las operaciones. Una mayor sedimentación de apuntalante en fluidos de menor viscosidad tenderá a depositar el apuntalante en las partes inferiores de la fractura, en comparación con los fluidos de mayor viscosidad (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010). Esto se indica esquemáticamente en la parte derecha de la tabla 3. Además, el suministro de apuntalante es más problemático en las redes de fracturas más complejas creadas por los fluidos de fracturación de menor viscosidad. Por lo tanto, los fluidos de fracturación de menor viscosidad a veces se sustituyen después de la inyección de la almohadilla por fluidos de alta viscosidad para suministrar el apuntalante de forma más eficaz.

El uso de dos o más fluidos de fracturación diferentes durante el mismo evento de fracturación se denomina tratamiento híbrido. Es posible que los tratamientos de fracturación con agua helada solo aporten una cantidad escasa de apuntalante, lo que da lugar a una conductividad dominada por la conductividad de la fractura sin explotar (Cipolla, Warpinski, Mayerhofer, Lolon, & Vincent, 2010). El éxito de un tratamiento de este tipo puede depender de otros factores, como la variación del esfuerzo de compresión de la roca en función de la dirección y la presencia de fracturas naturales que se "autoapuntalan" como resultado del cizallamiento de las superficies de fractura.

2.3.5 Ácido Fracturante.

Una alternativa al uso de apuntalante para mantener la conductividad de la fractura consiste en inyectar ácido clorhídrico bajo la presión de la fractura. Este método se denomina fracturación ácida y sólo es aplicable a los tipos de roca carbonatada fuertemente reactiva. El ácido graba las caras de las superficies de fractura. La presencia de los canales grabados permite que las fracturas sigan siendo permeables incluso después de que se elimine la

presión del fluido de fracturación y la tensión de compresión de la roca haga que las fracturas se cierren (Economides & Nolte, 2000). A veces se prefiere la fracturación ácida en yacimientos carbonatados debido al grado relativamente alto de fracturas naturales generalmente presentes y a las dificultades para colocar apuntalante debido a la fuga de fluido en el sistema de fracturas naturales. La fracturación ácida suele dar lugar a fracturas relativamente cortas en comparación con las fracturas aseguradas con apuntalante; por lo tanto, suele tener más éxito en formaciones de mayor permeabilidad (Economides & Nolte, 2000).

2.3.6 Flujo de retorno del fluido de fracturación.

Como ya se ha mencionado, el reflujo es la cuarta fase de una operación de fracturación hidráulica. Las tasas de flujo de retorno suelen ser elevadas (de 0,00795 a 0,0159 m³/s, equivalente a entre 3 y 6 bbl/min) al principio debido a la carga de alta presión que se acaba de suministrar al yacimiento. Sin embargo, estas tasas suelen disminuir rápidamente a menos de 0,00265 m³/s (1 bbl/min) después de 24 horas, y a 0,0002 a 0,002 m³/s (100 a 1.000 bbl/día o 4.600 a 46.000 galones/día) después de 2 o 3 semanas (King G. E., 2012).

Las salmueras de formación naturales se mezclan con el fluido de fracturación recuperado y afectan a la composición del fluido de retorno. Las aguas de formación natural de los yacimientos de petróleo suelen contener altos niveles de sólidos disueltos, componentes orgánicos procedentes del contacto con hidrocarburos in situ y, con frecuencia, niveles más elevados de materiales radiactivos naturales (NORM). Las concentraciones de sólidos disueltos, componentes orgánicos y materiales radiactivos pueden ser elevadas debido a la disolución de estos componentes en el agua de formación durante el contacto prolongado con la roca y los hidrocarburos (King G. E., 2010).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 ESQUEMA DE TRABAJO

El fracturamiento hidráulico, también conocido como fracking, es un proceso utilizado en la industria petrolera para aumentar la productividad de un pozo. A continuación, se proporciona un esquema general del proceso.

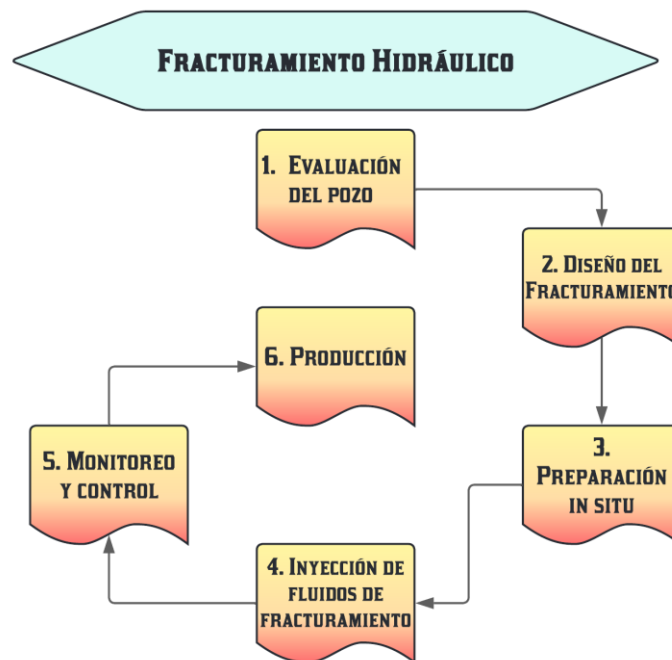


Figura 8. Enfoque de diseño de la fractura hidráulica, (Guo, Liu, & Tan, 2017).

Aunque el proceso de fracking es mayormente aplicado en fractura de esquistos (yacimientos no convencionales), es aplicado a pozos normales, como algunos casos de la cuenca Oriente, que no precisamente son ese tipo de yacimientos (Buitrón Garrido & Piedra Bazarro, 2020) (Mencías Almeida, 2016). Las etapas 3 y 5 no son contempladas en este trabajo, pues sólo pueden ser llevadas a cabo en el campo; a diferencia de las etapas 4 y 6 que pueden ser procesadas por simulación numérica o iteraciones matemáticas. Las etapas 1 y 2, son

realizadas bajo los criterios de la literatura y un software para el diseño del programa de fracturamiento.

3.2 EVALUACIÓN DEL POZO

Para el diseño de un fracturamiento hidráulico de manera efectiva, es fundamental contar con una variedad de datos e información pertinente. Estos incluyen:

- **Reportes de BuildUp:** Estos informes proporcionan datos cruciales sobre la capacidad de la formación para retener presión, lo que es esencial para determinar la viabilidad y la estrategia de fracturamiento.
- **Diagramas de Completación:** Estos diagramas ofrecen una representación visual detallada de la disposición y la estructura de los pozos, lo que ayuda a identificar las zonas objetivo y a diseñar la colocación óptima de las fracturas.
- **Historial de Workover:** El historial de intervenciones de trabajo en el pozo proporciona información valiosa sobre la historia de mantenimiento y operaciones del pozo, lo que puede influir en el diseño y la ejecución del fracturamiento.
- **Histórico de Producción:** El análisis del mismo ofrece perspectivas sobre el comportamiento del reservorio a lo largo del tiempo, lo que permite una mejor comprensión de las características de la formación y las oportunidades de optimización de la producción.
- **Mineralogía de la arena:** Comprender la composición mineralógica de la formación es crucial para evaluar su respuesta al fracturamiento hidráulico y para diseñar fluidos de fracturamiento adecuados.

3.2.1 Pruebas Build Up

Acorde a la información recabada, registra 2 test de este tipo entre 2017 y 2018, exactamente una diferencia de 6 meses y 22 días. Esto es importante, donde explicaría la naturaleza del pozo y su posible favorabilidad al fracturamiento hidráulico. Los test corresponden a la arena T inferior.

Tabla 5. Análisis principal de la prueba de presión BUP del pozo LAG041, tomada en agosto 2017 y marzo 2018 por (Empresa de servicio, 2017-2018).

Parámetro	Valor	
	Builup A: agosto	Builup B: marzo
	2017	2018
KoH, [mD*ft]	60	37.31
Ko, [mD]	5	2.87
St, [adimensional]	-2	1.34
Pr, [Psi]	2080	1890
Pwf, [Psi]	302	304
Pws, [Psi]	1959	1796
J, [BFPD/psi]	0.079	0.047
r_w [ft]	0.34	0.34
r_e [ft]	789.91	789.91
\emptyset [%]	12.82	12.82

Gráficamente, al comparar las dos pruebas de presión no es observable una diferencia destacable en el comportamiento, más allá de un ligero cambio en los valores de los parámetros registrados en la Tabla 5, que son abordado posteriormente. Como el cambio no es destacable, se puede detallar la naturaleza del yacimiento tomando como global la Figura 9.

Parece que el yacimiento está experimentando una recuperación de presión significativa inicialmente después del cierre del pozo, pero luego la presión se estabiliza y comienza a declinar gradualmente. Esto puede indicar que el yacimiento tiene una permeabilidad limitada o que existe algún tipo de daño en el pozo que está afectando la productividad.

La región de tiempos tempranos indica almacenamiento (Figura A.a. – B.a.), pero por un tiempo muy corto, lo que podría significar que el pozo recupera fluidos satisfactoriamente en un período corto o que no alcanza al objetivo del mismo (se llega a una conclusión con el historial de producción), luego describe una prolongada región de tiempos medios y de tiempos tardíos.

El análisis de las derivadas de presión, si se presenta una diferencia destacable en la región de tiempos tempranos. En la Figura A.b describe un buildup con daño por postflujo, pero en la Figura B.b un buildup con daño sin postflujo; esto es contrastado con la Tabla 5, porque lo primero significa que existió una estimulación y es válida con el daño $S=-2$ y en lo segundo existe un daño $S=1.34$ no permitiendo flujo.

Hay que poner atención al indicador de daño de pozo, que por la prueba BUP es de 1.34 para el último registro que poseemos y es del 2018, por naturaleza el daño debió seguir incrementándose a la fecha actual. A la indisponibilidad de una nueva prueba BUP (debe hacerse obligadamente si se pretende estudiar su aplicabilidad in situ), puede determinarse analíticamente mediante la ecuación (Beggs, 1991):

$$q_o = J(P_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \cdot FE \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (3)$$

En torno al último BUP, se tomaría a este como Estado 1, y al estado que se quiere predecir como Estado 2; siendo sus variables:

Tabla 6. Análisis de variables en torno al último BUP, elaboración propia.

	Estado 1	Estado 2
Índice de productividad, varía.	$J_1 = 0.047 \text{ bfd/psi}$	$J_2 = ?$
Presión de fondo y Presión de burbuja, no debería variar demasiado.	$P_{wf} = 304 \text{ psi}$ $P_b = 1050 \text{ psi}$	$P_{wf} = 304 \text{ psi}$ $P_b = 1050 \text{ psi}$
Daño de pozo varía	$S_1 = 1.34$	$S_2 = ?$
Eficiencia de flujo varía	EF_1	EF_2

La eficiencia de flujo se define como:

$$FE = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} \quad (4)$$

Pero analíticamente a través de experiencias de campo, se conoce que la expresión $\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)$ es aproximadamente cercana a 7 para cualquier variación entre el radio de pozo y drenaje (Beggs, 1991), quedando:

$$FE = \frac{7}{7 + S} \quad (5)$$

Como se mencionó, el indicador FE debe variar, así mismo el parámetro J. Esta relación se expresa como:

$$J_2 = J_1 \cdot \frac{FE_2}{FE_1} \quad (6)$$

Conociendo que FE1 y J1 se refiere al estado 1 podríamos especificar el S1, obteniendo una expresión que permitiría relacionar el daño esperado S2 con las condiciones anteriores.

$$J_2 = J_1 \cdot \frac{\frac{7}{7 + S_2}}{\frac{7}{7 + S_1}} \quad (7)$$

$$J_2 = 0.047 \cdot \frac{\frac{7}{7 + S_2}}{\frac{7}{7 + 1.34}} \rightarrow J_2 = \frac{0.39198}{7 + S_2}$$

Tomando estas presunciones y aplicándolas en la ecuación 3, considerando que se requiere el estado 2 de esta operación.

$$q_{o2} = J_2(P_R - P_b) + \frac{J_2 \cdot P_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \cdot FE_2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \rightarrow$$

$$\rightarrow q_{o_2} = \frac{0.39198}{7 + S_2} (1890 - 1050) + \frac{\frac{0.39198}{7 + S_2} \cdot 1050}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{300}{1050} \right) - 0.8 \cdot \frac{7}{7 + S_2} \left(1 - \frac{300}{1050} \right)^2 \right]$$

$$\rightarrow q_{o_2} = \frac{329.2632}{7 + S_2} + \frac{228.655}{7 + S_2} \left[\frac{9}{7} - \frac{20}{7(7 + S_2)} \right]$$

$$\rightarrow q_{o_2} = \frac{329.2632}{7 + S_2} + \frac{293.985}{7 + S_2} - \frac{653.3}{(7 + S_2)^2} \rightarrow q_{o_2} = \frac{623.2482}{7 + S_2} - \frac{653.3}{(7 + S_2)^2}$$

$$\begin{aligned} \rightarrow q_{o_2} &= \frac{623.2482(7 + S_2) - 653.3}{(7 + S_2)^2} \rightarrow q_{o_2} \cdot (7 + S_2)^2 \\ &= 623.2482(7 + S_2) - 653.3 \end{aligned}$$

$$\rightarrow q_{o_2} \cdot (49 + 14S_2 + S_2^2) = 4362.7374 + 623.2482S_2 - 653.3$$

$$\rightarrow 49q_{o_2} + 14q_{o_2}S_2 + q_{o_2}S_2^2 = 623.2482S_2 + 3709.4374$$

Reagrupar y factorizar:

$$\begin{aligned} q_{o_2} \cdot S_2^2 + (14 \cdot q_{o_2} - 623.2482) \cdot S_2 + (49 \cdot q_{o_2} - 3709.4374) \\ = 0 \end{aligned} \quad (8)$$

Esta ecuación cuadrática puede resolverse con su forma general y conforme al último registro del histórico de producción, antes de que ocurra el cierre del pozo, el cual preside el valor de $q_{o2} = 40 \text{ bpd}$, siendo las constantes:

$$a = q_{o2} = 40 \qquad b = 14 \cdot q_{o2} - 623.2482 \qquad c = 49 \cdot q_{o2} - 3709.4374$$

$$b = 14 \cdot 40 - 623.2482 = -63.2482 \qquad c = 49 \cdot 40 - 3709.4374$$

$$c = -1749.4374$$

$$S_2 = \frac{-(-63.2482) \pm \sqrt{(-63.2482)^2 - 4(40 \cdot -1749.4374)}}{2 \cdot 40}$$

$$\rightarrow S_2 = \frac{63.2482 \pm 532.8324}{80} = \frac{596.0806}{80} = 7.45$$

Nota: en el último paso se tomó los valores que hagan posible una solución positiva. Puede determinarse la permeabilidad de la zona dañada con la ecuación y tomando como daño $7.45 \approx 8.0$. Además, para el valor de r_s se empleó para valores prácticos 1.3123.

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \tag{9}$$

$$8 = \left(\frac{2.87}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{1.3123}{0.34} \right)$$

Despejando k_s , se determina una permeabilidad de pozo dañado de 0.2 md.

3.2.2 Diagrama de completación

Trabajando en base al diagrama de la figura 10, se recaba la información de las dimensiones del hoyo y equipo de completación en el sitio.

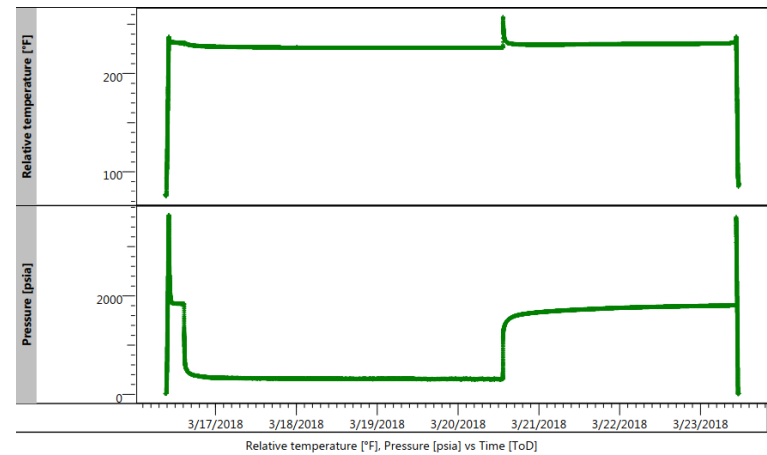
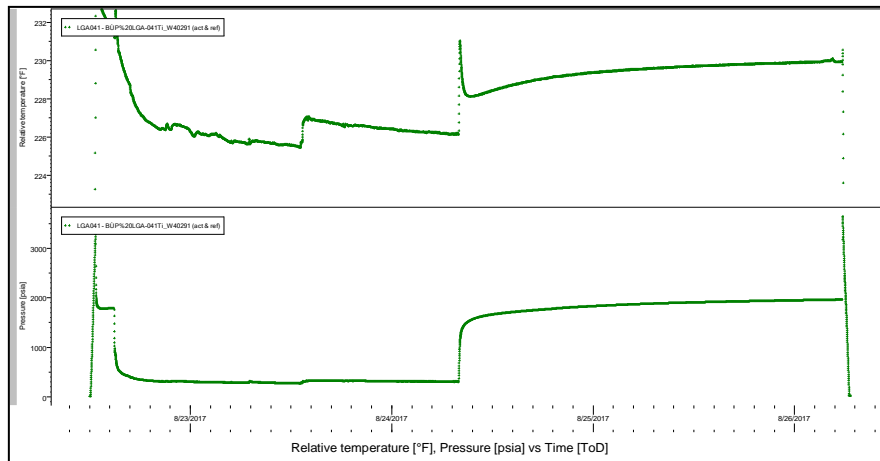
Tabla 7. Condición mecánica del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2017-2018).

Wellbore	Nombre de sección	Longitud de sección, ft	de	Diámetro de hoyo, in	Diámetro de broca, in		
	Intermedia		9750		12.00	12.25	
Producción		10200-9750 = 450		7.00	8.50		

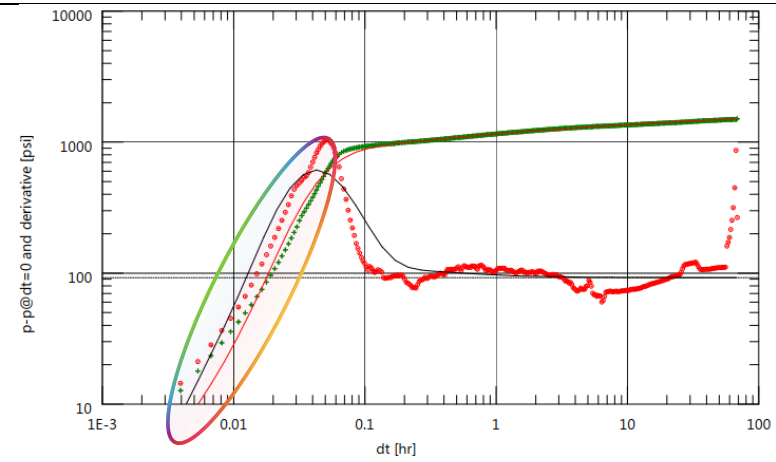
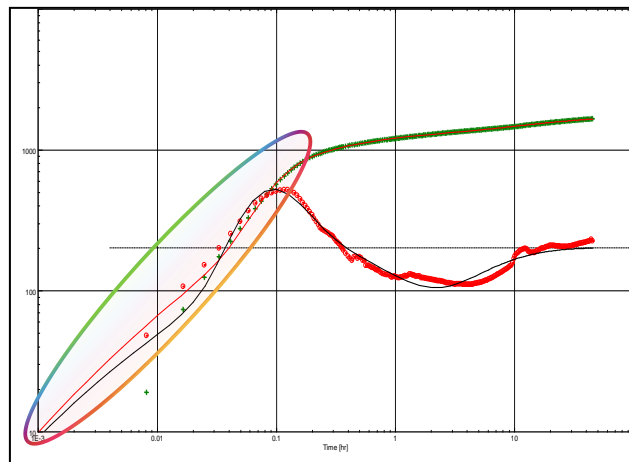
Casing	Nombre de sección	Longitud de sección, ft	de	Diámetro interno, in	Diámetro externo, in	Peso, lb/ft	Grado
	Intermedia		9750		8.861	9 5/8	53.5
Producción		10176		6.276	7.00	25.0	C-95

Tubing	Nombre de sección	Profundidad, ft	de	Diámetro interno, in	Diámetro externo, in	Peso, lb/ft	Grado
	Tubing		9870.46		2.992	3 1/2	9.30

a. Prueba de presión, respecto al tiempo.



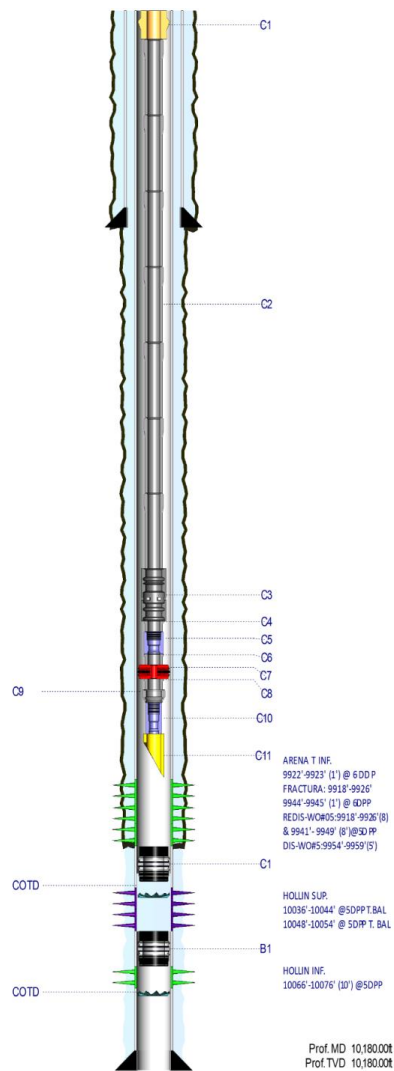
b. Gráfica log-log, de presión y su derivada.



A. Buildup A.

B. Buildup B.

Figura 9. Análisis gráfico en el historial de las pruebas buildup realizadas al pozo LAG041, por (Empresa de servicio, 2017-2018).



COMPLETACION BOMBEO HIDRAULICO						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
C1	1	17.06	17.06	0.93	5.00	7 1/16" x 3 1/2"x3" EUE TBG HANGER PAM
C2	319	17.99	17.99	9,750.91	3.50	319 JUNTAS 3 1/2" EUE 9,3 PPF, N-80 CLASE "A", TENARIS.
C3	1	9,768.90	9,768.90	3.13	4.50	SSD 3 1/2" 2.81" SL EUE BOX X PIN SS6-17038 HALLIBURTON HCT
C4	1	9,772.03	9,772.03	31.40	3.50	TUBERIA, 3 1/2" 9.30 LPP, N-80 CLASE "A" TENARIS
C5	1	9,803.43	9,803.43	1.00	4.50	NO-GO LANDING NIPPLE 3 1/2" x 2.75" EUE B-P 46-OP-6609 + SV 2.75" SV5 17035 HALLIBURTON HCT
C6	1	9,804.43	9,804.43	29.75	3.50	TUBERIA, 3 1/2" 9.30 LPP, N-80 CLASE "A" TENARIS
C7	1	9,834.18	9,834.18	5.52	5.98	PKR PHL 7 23-29 3 1/2 API-EU + 1.67' CENTRO DE GOMAS. SN 101393089 HALLIBURTON HCT
C8	1	9,839.70	9,839.70	29.53	3.50	TUBERIA, 3 1/2" 9.30 LPP, N-80 CLASE "A" TENARIS
C9	1	9,869.23	9,869.23	1.23	4.50	CROSS OVER 3 1/2" EUE BOX X 2 7/8" 6.5# EUE PIN 0507-4 HALLIBURTON HCT
C10	1	9,870.46	9,870.46	0.95	3.68	NO-GO LANDING NIPPLE 2 7/8" x 2.25" "R" EUE B-P 36-OP-5707 HALLIBURTON HCT
C11	1	9,871.41	9,871.41	0.47	3.68	MULE SHOE GUIDE 2 7/8" EUE BOX 82-11 HALLIBURTON HCT
CIBP						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
C1	1	9,970.00	9,970.00	2.00	5.73	7" EZ-DRILL WO 04
TAPÓN DE LIMPIEZA						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
COTD	1	10,020.00	10,020.00	2.00	6.13	COTD @ 10020' WO 4
CIBP						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
B1	1	10,060.00	10,060.00	1.20	6.13	CIBP DE 7" 26 LBS/PIE
TAPÓN DE LIMPIEZA						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
COTD	1	10,124.00	10,124.00	8.00	6.28	COTD 7 in, C.P.I.

Figura 10. Diagrama de completación del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2017).

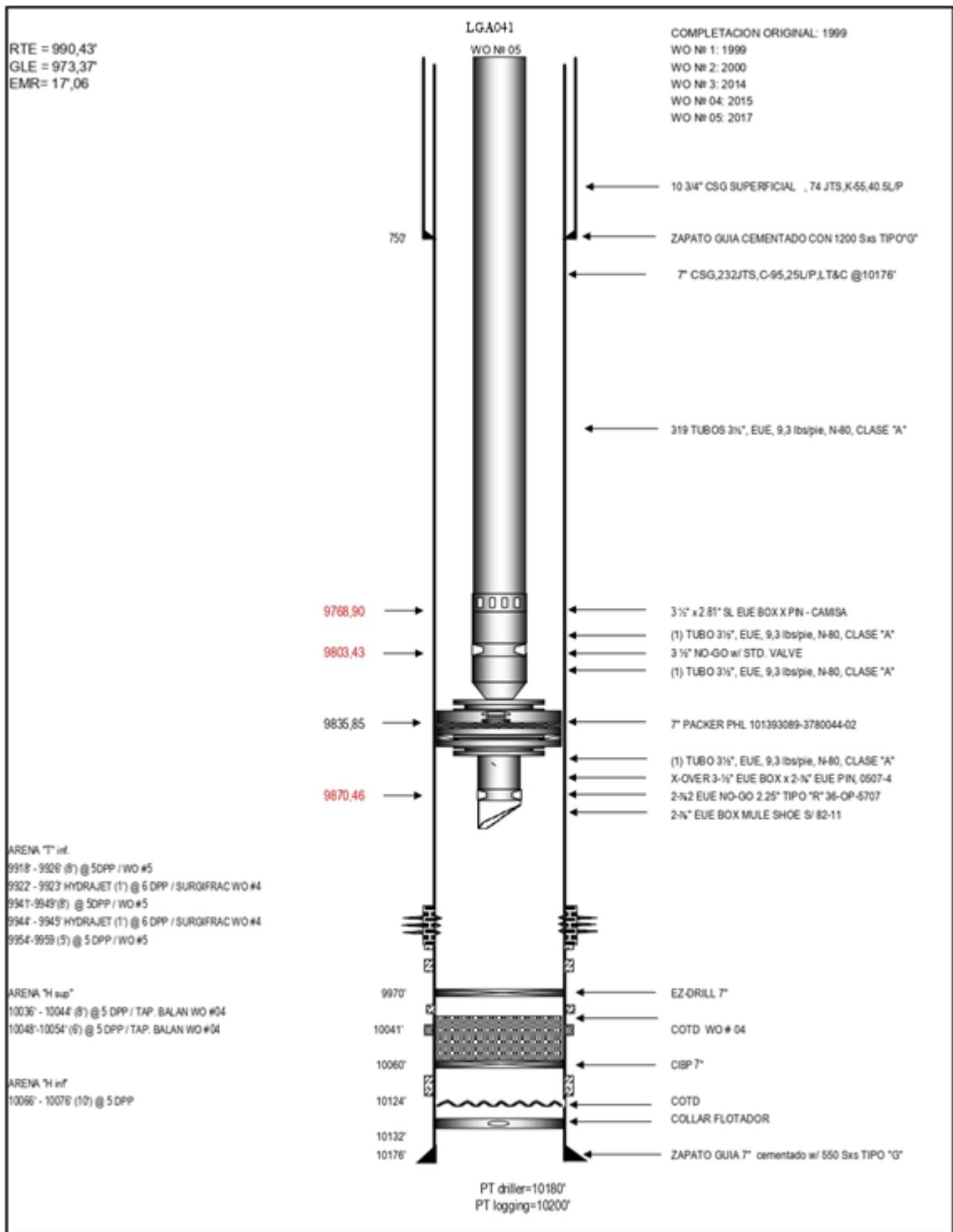


Figura 11. Diagrama general de completación del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2018).

3.2.3 Historial de workover

Desde el diagrama de completación de la Figura 10, resalta el último trabajo de reacondicionamiento (workover #5) mediante un proceso de fractura en los intervalos:

@ 9918 – 9926 ft (5 DPP)

@ 9941 – 9949 ft (5 DPP)

@ 9954 – 9959 ft (5 DPP)

El espesor de la zona de pago puede oscilar entre 11 a 20 ft, y pueden involucrar netamente la arena T inferior o a veces también la arena T superior. Como se puede observar, ya se realizó un proceso de fractura, lo que podría sugerir realizar un proceso de re-fracturamiento.

3.2.4 Histórico de producción

Recíprocamente con los dos test de BUP del 2017 a 2018, se muestra el historial de producción en este periodo. Se caracteriza por dos zonas que involucran la estimulación previa y en la otra la declinación de producción posterior al segundo BUP. Como tal, es necesario modelar por separado, estas dos situaciones, aunque la que nos interesa es la sección final, que nos permitiría predecir la declinación hasta la situación donde se cierra el pozo por bajo aporte (abril-2019).

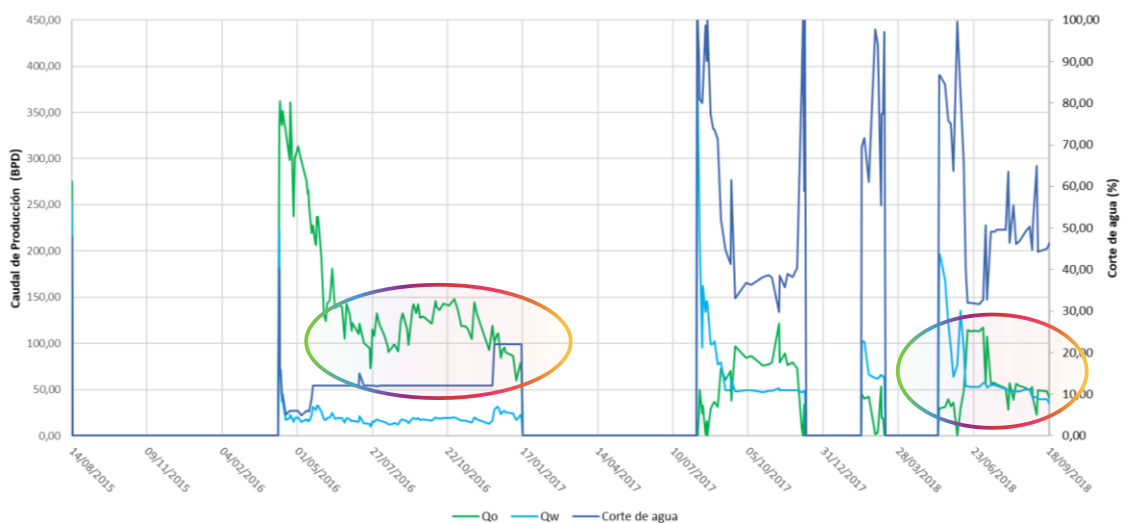


Figura 12. Histórico de producción del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2018).

Para el forecasting de la curva de petróleo, Excel es una buena opción y aplicando la teoría de declinación exponencial puede llevarse a cabo mediante la ecuación:

$$q = q_o(1 - D)^t \quad (10)$$

Una vez alcanzado este objetivo (Figura 13), permite la predicción faltante hasta la fecha de cierre (sección de la gráfica punteada en la figura 15). Las condiciones y datos obtenidos para ello fueron (curva de petróleo); tasa inicial de 114.41 bpd, tasa final de 40 bpd, y coeficiente de declinación de 0.01106 bpd-d.

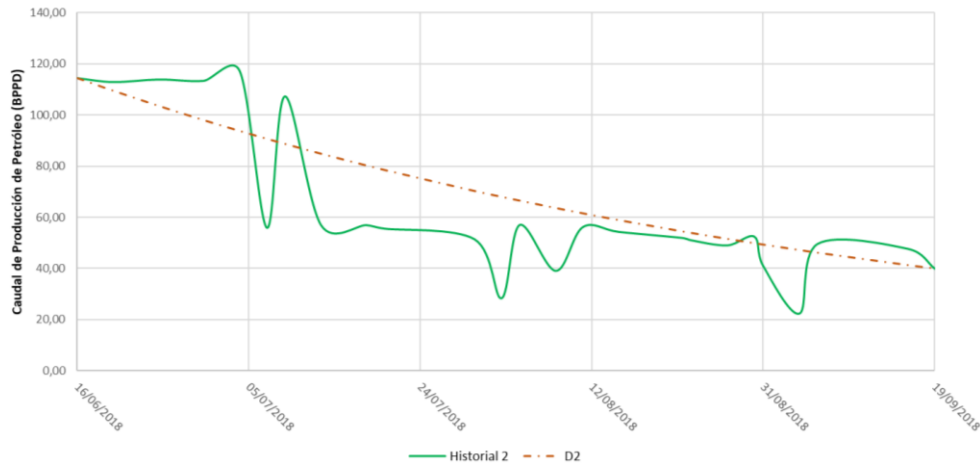


Figura 13. Histórico de producción de petróleo en la zona final, (Empresa de servicio, 2018).

Para modelizar el comportamiento del agua de la zona final, nos enfocamos en el corte de agua, y mediante ChatGPT se puede aplicar un análisis de que modelo posee mejor ajuste. Como se observa en la Figura 14, los modelos logarítmicos y exponencial tienen sus pros y contras, por lo que una combinación de los dos podría generar un buen modelo.

a. Modelizado logarítmico	b. Modelizado exponencial
---------------------------	---------------------------

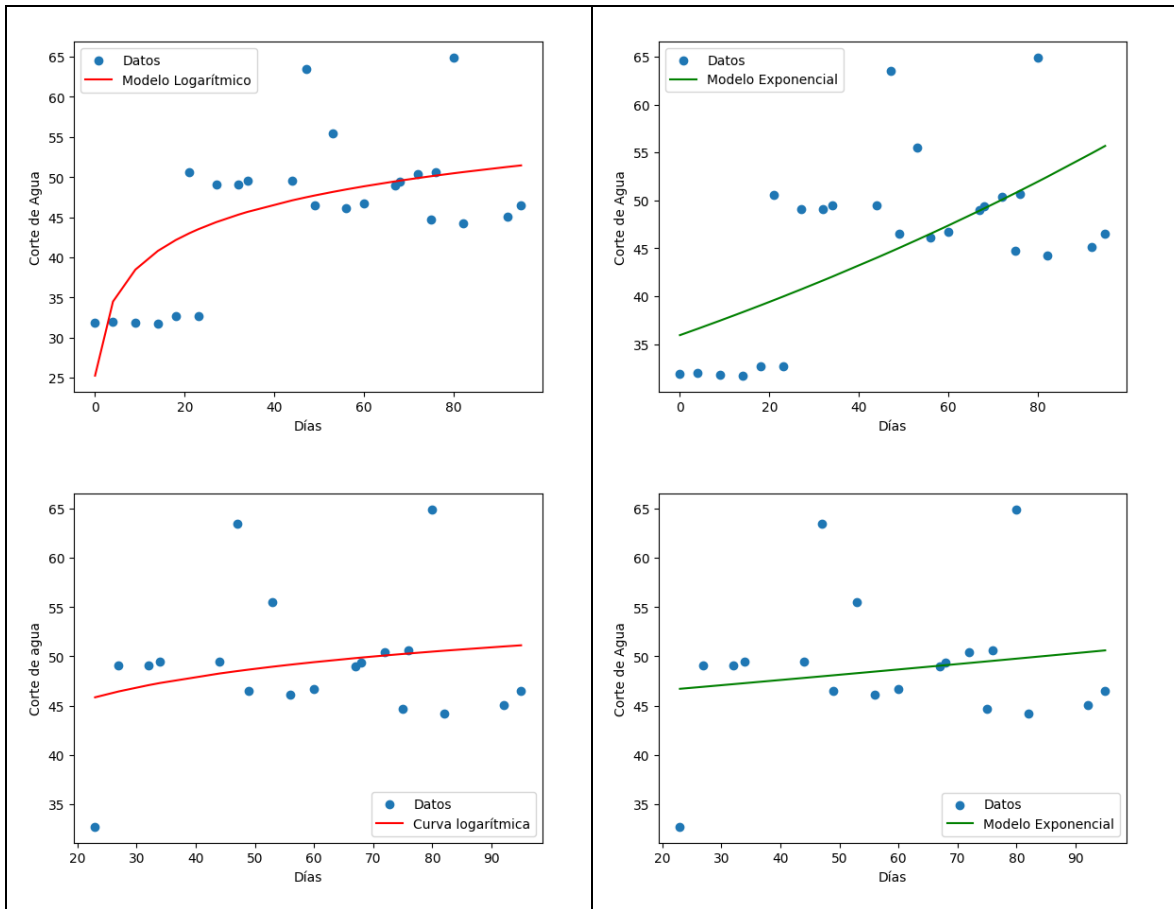


Figura 14. Modelizando el historial de producción antes del cierre del pozo LAG041, elaboración propia.

El modelo obtenido fue el siguiente, y es el que permitió completar la Figura 15.

$$f_w = 5.6234 \cdot \log(10.7567t) + 23.3592 \cdot e^{0.002617t} \quad (11)$$

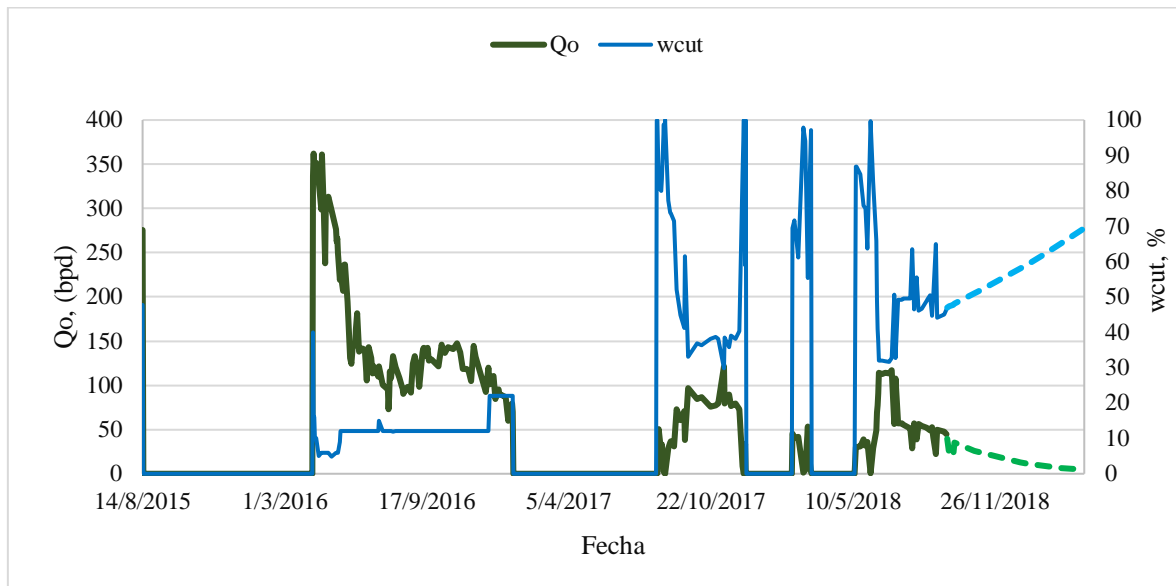


Figura 15. Historial y predicción de producción hasta cierre del pozo LAG041, (Empresa de servicio, 2018).

3.2.5 Mineralogía

El análisis de la mineralogía en la región de interés (arena T inferior) requiere una prueba de núcleo. Sin embargo, ante la falta de disponibilidad de dicha prueba, nos basaremos en la Tabla 8, la cual presenta los datos utilizados por (Jiménez Naranjo, 2015) para la mineralogía de la arena U. Esta elección se fundamenta en la correlación de presencia de arcilla (5 a 15%) entre las arenas U y T, según (Almeida Campana & Cárdenas Cárdenas, 2010).

Tabla 8. Mineralogía sustituta para la arena T del pozo LAG041, (Jiménez Naranjo, 2015).

Composición mineral	Mineral presente
SiO ₂ (cuarzo)	97 %
CaCo ₃ (calcita)	-
CaMg(CO ₃) ₂ (Dolomita)	1 %
Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄ (caolinita)	2 %

3.3 Diseño de fractura

Se realiza en torno a la selección de los fluidos que serán parte del programa de fracturamiento sea como medio de pre-tratamiento, apuntalamiento y fractura. Tal y como menciona (Tomalá Soriano & Salvatierra Quimi, 2024) el fluido de apuntalado habitualmente aplicado en pozos del oriente ecuatoriano es el Carbolite 20/40, útil para presiones de cierre mayores a 7000 psi que hacen necesario apuntalantes de alta resistencia (HSB) (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020) (Mencías Almeida, 2016).

En lo que respecta al fluido fracturante, recomiendan la serie YFHTD o SAPPHIRE por su favorabilidad en lograr geometrías de fractura adecuadas que mejoran la producción en casos satisfactorios en Ecuador. Y por consiguiente para la etapa de desplazamiento final, puede emplearse la misma tipología de fluido fracturante o la serie WF. Todos los fluidos mencionados son compatibles con la mineralogía de la arena productora.

El programa de fracturamiento debe seguir la estructura resumida siguiente, esta puede repetir la fase 2 cuantas veces sea necesario, o a veces intercalaciones específicas de los fluidos desplazantes y de fracturas, con el objetivo de alcanzar las dimensiones de fractura deseado.

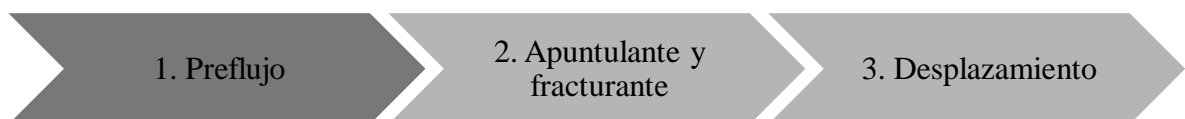


Figura 16. Esquema general del programa de fractura, Elaboración propia.

En esta sección, también se aborda las dimensiones objetivo que se quieren alcanzar de la fractura, para esto se analiza el espesor de la zona de pago, y como se describió oscila entre 11 a 21 ft, normalmente un espesor de interés adecuado sería 25 ft. Pero si se considera la arena T en su totalidad el espesor de esta varía entre 60 a 80 ft, lo cual podría convertirse en la altura de la fractura deseada. Ahora para la longitud media de fractura, es decir longitudinalmente, podría esperarse entre 100 a 120 ft. Todos estos detalles fueron analizados a partir de (Mencías Almeida, 2016) (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020).

Para determinar el programa óptimo de fractura se realizó diferentes combinaciones de fluidos, variando desde el fluido fracturante, el de lavado (flush) y el apuntalante (propante).

Tabla 9. Codificación de los fluidos iterados para optimizar la fractura del pozo LAG041, elaboración propia.

Función	Fluido	Código adjudicado
Preflujo y Fracturante	YF130.1HTD	F1.1
	YF135.1HTD	F1.2
	YF140.1HTD	F1.3
	YF145.1HTD	F1.4
	YF150.1HTD	F1.5
	YF160.1HTD	F1.6
Flush o desplazamiento final	WF130	FL1.1
	WF140	FL1.2
	WF160	FL1.3
Apuntalante	Carbolite 20/40	P1.1
	CarboProp 20/40	P1.2
	EconoProp 20/40	P1.3
	Sinterball 20/40	P1.4
	Sintered Bauxita 20/40	P1.5
	SinterLite Bauxita 20/40	P1.6

Para simplificar la visibilidad de los datos y resultados se adjudicaron códigos para estos fluidos (Tabla 9). La estrategia de optimización del programa de fracturamiento fue la siguiente:

- a) Realizar combinaciones entre los fluidos fracturante y de lavado, dejando como default el propante Carbolite 20/40. Determinando el óptimo fluido fracturante y flush.
- b) Hacer lo mismo para los diferentes fluidos apuntalantes y seleccionar el óptimo.

- c) Ahora corresponde a definir la tasa de bombeo adecuada iterando las siguientes a 20, 25, 30, 35, 40 bpm.
- d) Así mismo con la máxima concentración de propante: 8, 9, 10, 11, 12 y 13 ppg.
- e) Finalmente, aprovechar la capacidad del software para analizar el programa de fracturamiento en un estado ideal.

3.4 Validación del diseño de fractura mediante software especializado.

Para ello, se dispone del software FracCade versión 7.0 de la compañía Schlumberger, que se puede obtener gratuitamente por ser un software en desuso, siendo ahora la única forma de emplear una versión más reciente con el paquete completo de Petrel, pero esto de ninguna manera desacredita los resultados que puede proporcionar la versión 7.0 debido a que conserva las mismas asunciones que la versión más actual, lo único diferente es que se agregaron nuevas funcionalidades y la forma interactiva con el usuario.

También nos apoyamos con otro software, en caso de alguna necesidad, llamado FracPro que permite modelar y simular operaciones de este tipo; y es posible el análisis post-fracturamiento (Shanshan Liu, 2018). De la misma forma, si hiciera falta se dispone del paquete de software de CMG para el pronóstico de producción (Stewart, Joslin, Alexander, & Jackson, 2024).

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 PROGRAMA DE TRATAMIENTO DE FRACTURA

Para mejorar la selección adecuada de los fluidos en las tres fases principales del programa de fracturamiento, se decidió iterar el comportamiento de variadas combinaciones pertenecientes a los fluidos de la serie YFHTD, WF y Propante.

4.1.1 Óptimo fluido fracturante y lavado

Primero se realizaron las pruebas de simulación de fractura variando combinaciones del fluido fracturante y fluido de lavado (flush). Como describe la Tabla 10 como la figura 17, los mejores perfiles son las combinaciones 1 y 4, con cierta favorabilidad a la combinación 1 porque existe un cruce de curvas que representaría optimización. Además, el volumen inyectado es menor con respecto a otros casos con buena longitud de fractura, pero mayor volumen inyectado. Con esto, el fluido fracturante y de lavado óptimos, son respectivamente el YF130.1HTD y WF130.

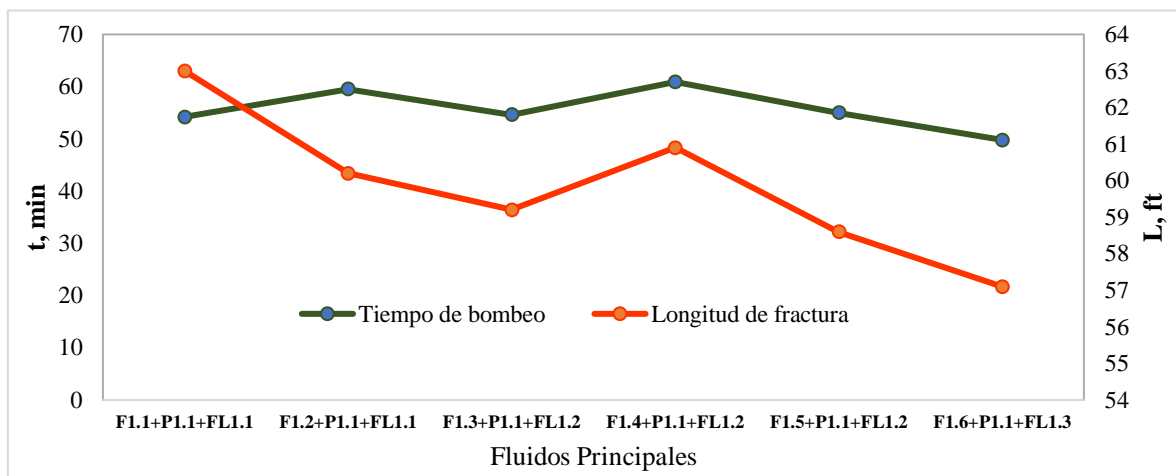


Figura 17. Combinaciones de fluido fracturante y lavado para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.

Tabla 10. Resultados globales entre combinaciones de fluido fracturante y lavado para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.

Fluidos empleados	N° de etapas	Volumen inyectado	Masa propante	Volumen slurry	Tiempo de bombeo	Longitud fractura
		gal	lbs	bbls	min	ft
F1.1+P1.1+FL1.1	9	43600	45000	1085	54.2	63.0
F1.2+P1.1+FL1.1	10	47600	55000	1190.6	59.5	60.2
F1.3+P1.1+FL1.2	7	44600	28000	1091.1	54.6	59.2
F1.4+P1.1+FL1.2	8	49600	36000	1218.5	60.9	60.9
F1.5+P1.1+FL1.2	8	44600	36000	1099.4	55	58.6
F1.6+P1.1+FL1.3	7	40600	28000	995.8	49.8	57.1

4.1.2 Óptimo fluido apuntalante

Es evidente en la figura 18, que el propante CarboProp 20/40 (F1.1+P1.2+FL1.1) mantiene una longitud de fractura mayor a las otras alternativas y aunque el gasto de inyección total no es bajo, las dimensiones de fractura lo valen.

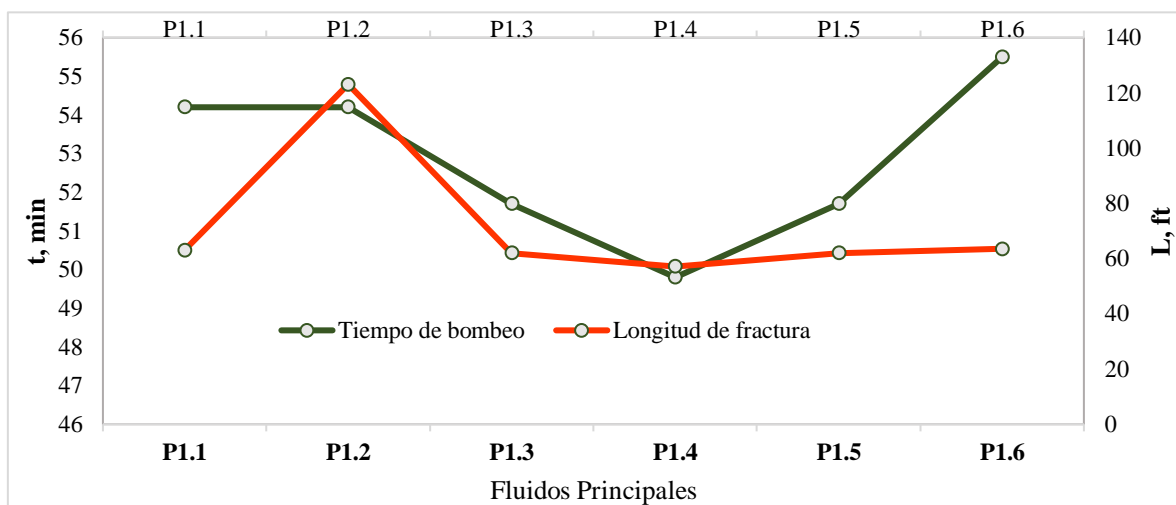


Figura 18. Combinaciones de fluido apuntalante frente a los fluidos YF130.1HTD-WF130 para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.

Tabla 11. Resultados globales desde los fluidos YF130.1HTD – WF130 entre combinaciones de fluido apuntalante para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.

Fluidos empleados	N° de etapas	Volumen inyectado	Masa propante	Volumen slurry	Tiempo de bombeo	Longitud fractura
		gal	lbs	bbls	min	ft
F1.1+P1.1+FL1.1	9	43600	45000	1085.0	54.2	63.0.
F1.1+P1.2+FL1.1	10	43600	55000	1084.8	54.2	123.1
F1.1+P1.3+FL1.1	10	41600	55000	1033.8	51.7	62.0
F1.1+P1.4+FL1.1	10	40600	28000	995.8	49.8	57.1
F1.1+P1.5+FL1.1	10	41600	55000	1033.8	51.7	62.0
F1.1+P1.6+FL1.1	10	44600	55000	1109.5	55.5	63.5

4.1.3 Tasa de bombeo estimada

El mejor desempeño es para las tasas de 20, 25 y 30 bpm con una oscilante longitud de fractura de 123 a 124 ft; pero si nos centramos en el gasto de volumen total de inyección, la mejor elección es a 30 bpm.

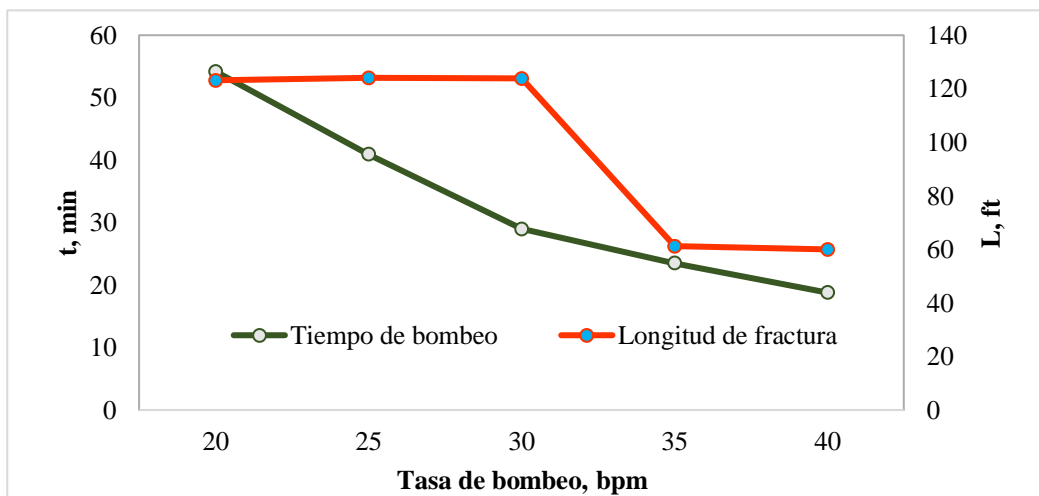


Figura 19. Longitud de fractura frente a variaciones de la tasa de bombeo, elaboración propia.

Tabla 12. Variaciones de la tasa de bombeo para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.

Tasa de bombeo	N° de etapas	Volumen inyectado	Masa propante	Volumen slurry	Tiempo de bombeo	Longitud de fractura
bpm		gal	lbs	bbls	min	ft
20	10	43600	55000	1084.8	54.2	123.1
25	10	40600	65000	1021.9	40.9	124.1
30	10	34600	55000	870.5	29.0	123.8
35	10	32600	55000	822.9	23.5	61.2
40	10	29600	55000	751.5	18.8	60.0

4.1.4 Máxima concentración de propante

De acuerdo a lo obtenido en la figura 20 y tabla 13, las concentraciones máximas idóneas es 9, 10 y 12 ppg. Se considera la concentración de 10 ppg, la más adecuada, porque se emplea una masa de propante y volumen total menor de fluidos; y la longitud de fractura es adecuada.

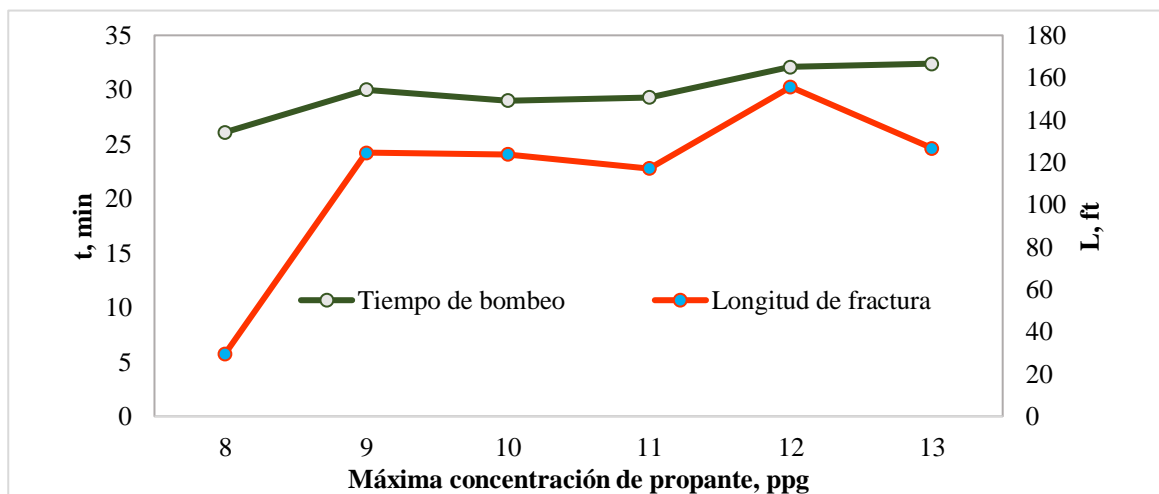


Figura 20. Longitud de fractura frente a variaciones máximas de concentración de propante, elaboración propia.

Tabla 13. Variaciones de la concentración máxima del propante para optimizar el programa de fractura, elaboración propia.

Concentración máxima	N° de etapas	Volumen inyectado	Masa propante	Volumen slurry	Tiempo de bombeo	Longitud fractura
ppg		gal	lbs	bbls	min	ft
8	8	31600	36000	783	26.1	29.6
9	9	35600	63000	901.1	30.0	124.5
10	10	34600	55000	870.5	29.0	123.8
11	11	34600	66000	879.9	29.3	117.1
12	12	37600	78000	961.5	32.1	155.6
13	13	37600	91000	972.5	32.4	126.7

Finalmente, se proporciona los dos programas de fracturamiento; a) el programa generado con una tasa fija por etapa de propante (1.0 ppg) y b) el programa ideal sin tener en cuenta una tasa fija de propante. Satisfactoriamente el programa a) es el que alcanza un buen dimensionamiento de la fractura hidráulica al respecto al otro programa con solo 29.3 ft de longitud de fractura.

a) Tasa fija por etapa de propante (1.0 ppg)

Etapa	Fluido	Bombeo	Tiempo	Conc gel	Vol fluido	Conc prop	Masa prop	Vol slurry
		bpm	min	lb/gal	gal	PPA	lb	bbl
PAD	F1.2	30.0	16.7	30.0	21000	0.00	0	500.0
1 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.8	30.0	1000	1.00	1000	24.7
2 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.9	30.0	1000	2.00	2000	25.5
3 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.9	30.0	1000	3.00	2999	26.4
4 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.9	30.0	1000	4.00	3999	27.2
5 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.9	30.0	1000	5.00	4999	28.1
6 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	1.0	30.0	1000	6.00	5999	28.9
7 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	1.0	30.0	1000	7.00	6998	29.8
8 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	1.0	30.0	1000	8.00	7998	30.6
9 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	1.0	30.0	1000	9.00	8998	31.5
10 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	1.1	30.0	1000	10.00	9998	32.3
FLUSH	FL1.1	30.0	2.9	30.2	3600	0.00	0	85.7

b) Programa ideal sin tasa fija por etapa de propante.

Etapa	Fluido	Bombeo	Tiempo	Conc gel	Vol fluido	Conc prop	Masa prop	Vol slurry
		bpm	min	lb/gal	gal	PPA	lb	bbl
PAD	F1.2	30.0	16.8	30.0	21160	0.00	0	503.8
4 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.8	30.0	849	3.72	3155	22.9
6 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.8	30.0	802	5.52	4427	22.9
6 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.4	30.0	391	6.40	2506	11.5
7 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.4	30.0	387	6.83	2642	11.5
7 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.6	30.0	572	7.24	4145	17.2
8 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.6	30.0	564	7.79	4389	17.2
8 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.6	30.0	556	8.27	4598	17.2
9 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.6	30.0	549	8.75	4803	17.2
9 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.6	30.0	542	9.25	5009	17.2
10 PPA	F1.1 + P1.2	30.0	0.6	30.0	537	9.60	5149	17.2
FLUSH	FL1.1	30.0	2.9	30.2	3600	0.00	0	85.7

Tabla 14. Programas de fracturamiento definitivos recomendados para el pozo LAG041 incrementar producción, elaboración propia.

4.2 DIMENSIONES DE FRACTURA HIDRÁULICA ESTIMADA

Lo obtenido en la figura 21, rescatamos los más relevante como la longitud media de fractura de 123.8 ft o aproximando a 124 ft que, si consideramos la longitud total, sería 248 ft. La altura de fractura de 401.7 ft es considerable (área de acción por la fractura – Figura 23) y habría que realizar un modelo a escala o simulador de reservorios para analizar otros aspectos.

En la conductividad de fractura se cuantifica cómo de bien puede fluir el hidrocarburo a través de la fractura basada en la permeabilidad del material que llena la fractura y el ancho de la misma. La simulación pronostica 745 md.ft en la totalidad de la arena de interés, que es una buena valoración. Una mayor conductividad de fractura indica un mejor flujo de hidrocarburos desde la formación hacia el pozo, lo que es deseable para maximizar la producción.

Con respecto, al parámetro F_{CD} de 30.1 puede interpretarse como:

- Alta Eficiencia de Fractura: La fractura creada tiene una alta capacidad para permitir el flujo de hidrocarburos. Esto es deseable porque significa que la fractura está bien diseñada y tiene una buena permeabilidad y apertura efectiva.
- Buena Relación entre Fractura y Yacimiento: Un valor de F_{CD} alto sugiere que la fractura es eficaz en maximizar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo, aprovechando al máximo la permeabilidad y la longitud de la fractura en comparación con la permeabilidad del yacimiento.
- Posible Sobredimensionamiento: Aunque un F_{CD} alto generalmente es positivo, también puede indicar que la fractura es mucho más conductiva de lo necesario en relación con la capacidad del yacimiento. Esto podría significar que se ha invertido más en el fracturamiento de lo que es estrictamente necesario, lo cual puede no ser económicamente óptimo.

```

Initial Fracture Top TVD..... 9900.0 ft
Initial Fracture Bottom TVD..... 9980.0 ft

Propped Fracture Half-Length..... 123.8 ft
Propped Width at Well..... 0.046 in
Average Propped Width..... 0.028 in
Average Gel Concentration..... 246.1 lb/mgal
Average Fluid Retained Factor..... 1.00
Max Hydraulic Fracture Half-Length..... 200.9 ft
EOJ Hydraulic Fracture Half-Length..... 143.5 ft
EOJ Hydraulic Width at Well..... 0.143 in
EOJ Hydraulic Height at Well..... 401.7 ft
EOJ Net Pressure..... 162 psi
Efficiency..... 0.226
Estimated Closure Time..... 19.4 min
Equivalent Leakoff..... 3.3E-3 ft/min0.5
Effective Conductivity..... 745 md.ft
Effective Fcd..... 30.1

```

Figura 21. Predicciones del simulador de fractura hidráulica, elaboración propia.

El programa de fracturamiento está planificado para 29 minutos, pero el punto esencial es que el dimensionamiento de la fractura se alcanza a los 26 minutos (Figura 22). Por otro lado, el mantenimiento óptimo de las condiciones de fractura (eficiencia de la fractura) se prolongan por 38 minutos (figura 24). Como se puede determinar, la fractura hidráulica abarca la zona de interés de producción y estimulada el sector circundante del tope y la base.

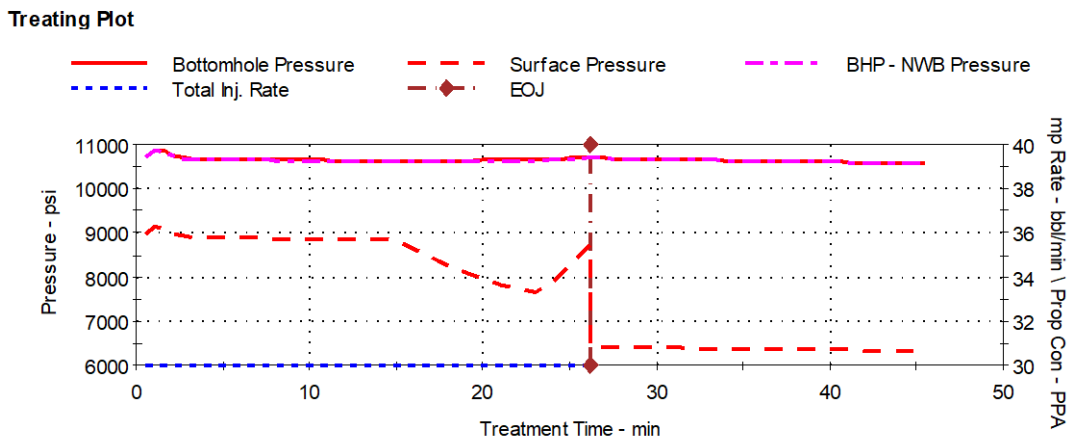


Figura 22. Presión vs tiempo de inyección para alcanzar la fractura hidráulica, elaboración propia.

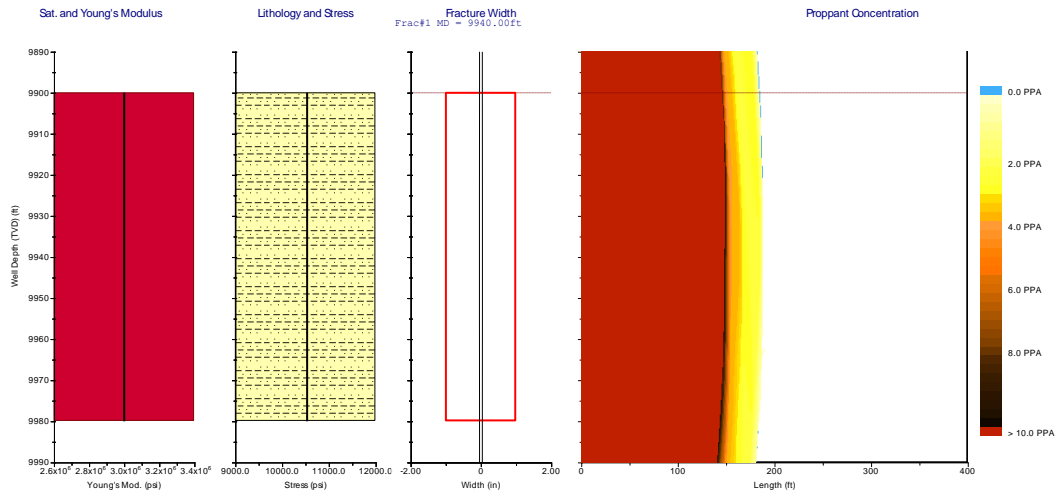


Figura 23. Área de acción de la fractura hidráulica, elaboración propia.

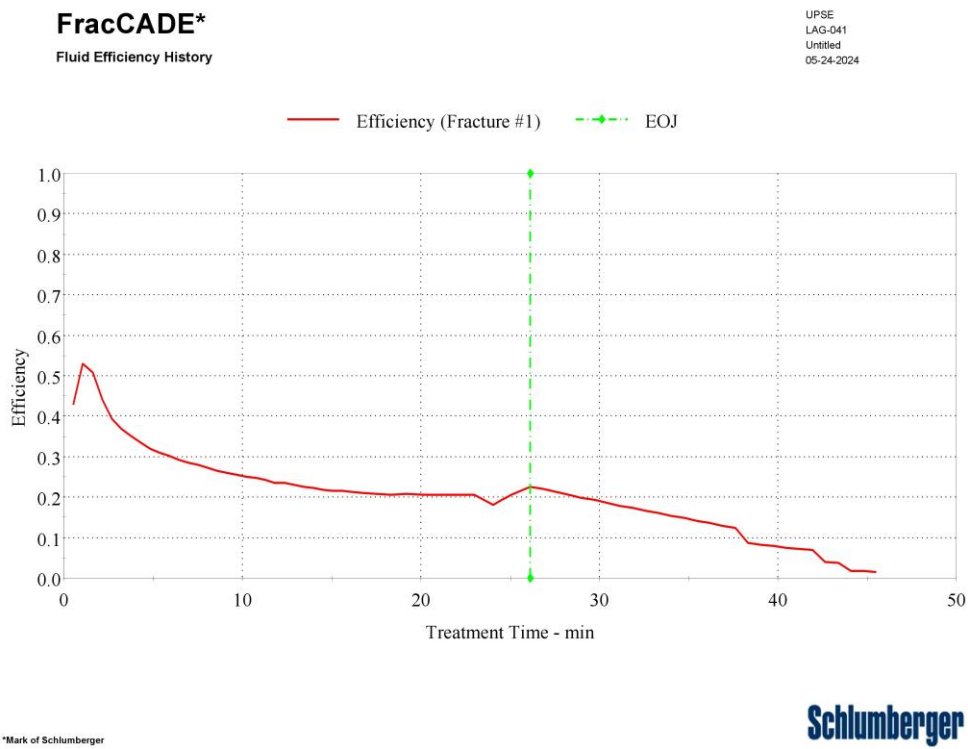
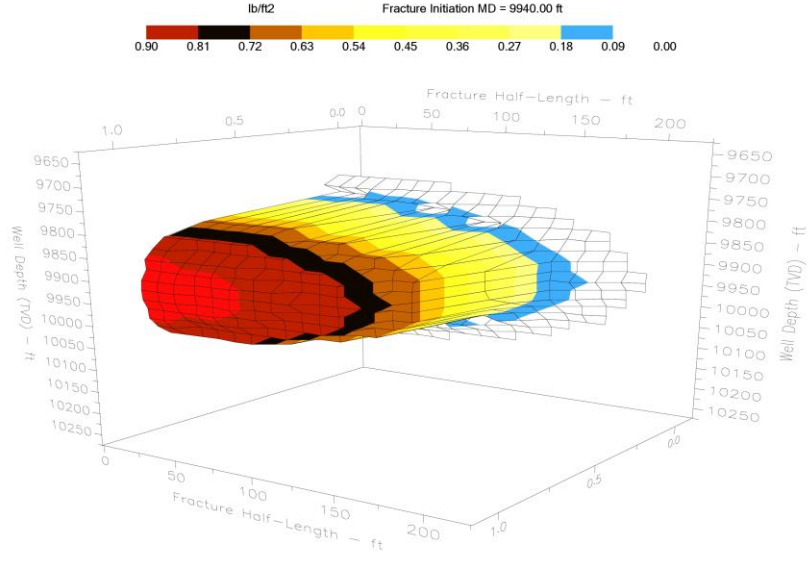


Figura 24. Eficiencia de fractura a través del tiempo, elaboración propia.

FracCADE*
ACL Proppant Concentration Contour

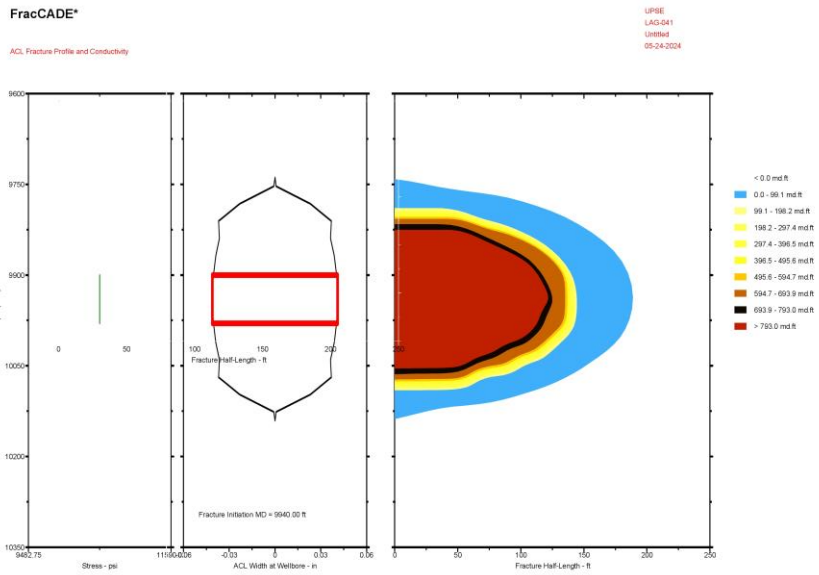
UPSE
LAG-041
Untitled
05-24-2024



*Mark of Schlumberger



Figura 25. Dimensionamiento de fractura vista 3D, elaboración propia.



*Mark of Schlumberger

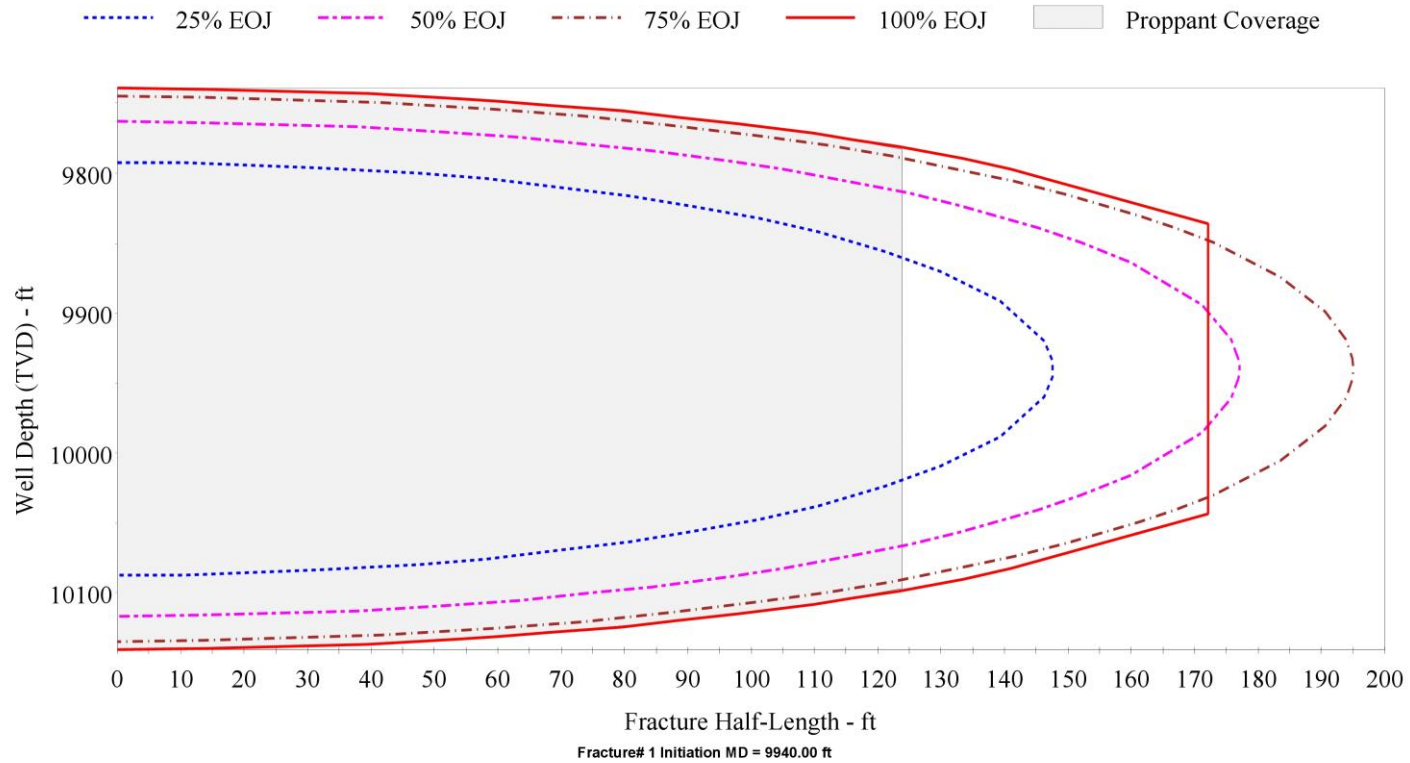


Figura 26. Dimensionamiento de fractura vista 2D, elaboración propia.

FracCADE*

Fracture Geometry History - Unified

UPSE
LAG-041
Untitled
05-24-2024



*Mark of Schlumberger



Figura 27. Influencia del dimensionamiento de fractura, elaboración propia.

4.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN EN POZO ESTIMULADO

Conociendo el indicador F_{CD} que se utiliza para evaluar la eficiencia con la que una fractura hidráulica puede transportar hidrocarburos desde la formación rocosa hacia el pozo, y empleando la relación de (Cinco-Ley & Samaniego-V., 1981), podemos estimar un valor de skin de pozo estimulado bajo la ecuación siguiente (obtenida desde la correlación gráfica):

$$s_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) = 0.75 \quad (12)$$

$$s_f = 0.75 - \ln\left(\frac{123.8}{0.34}\right) = -5.147 \approx -5$$

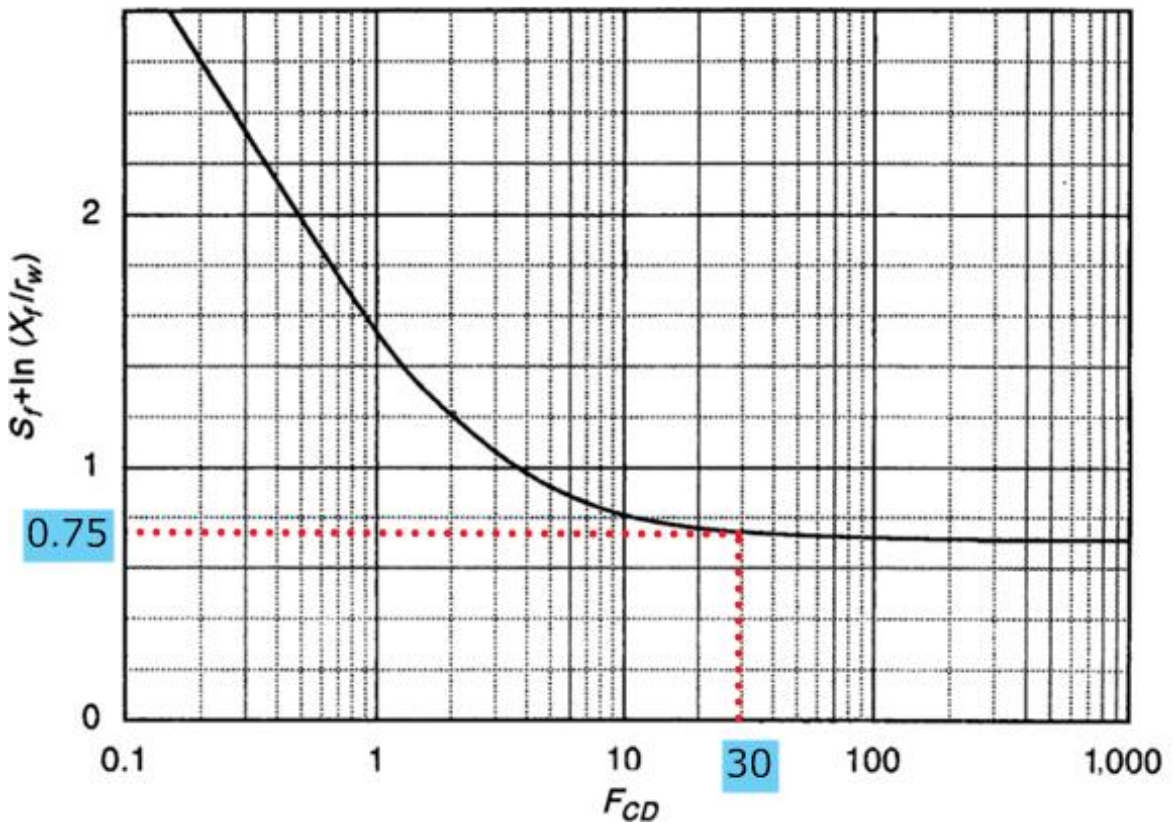


Figura 28. Relación de eficiencia de fractura y factor skin, (Cinco-Ley & Samaniego-V., 1981).

Se desarrolló un modelo radial del pozo LAG-041 en un simulador comercial, asumiendo los datos obtenidos de la fractura. El resultado es sustancialmente positivo en la recuperación de petróleo-crudo, como lo indica la figura 30.

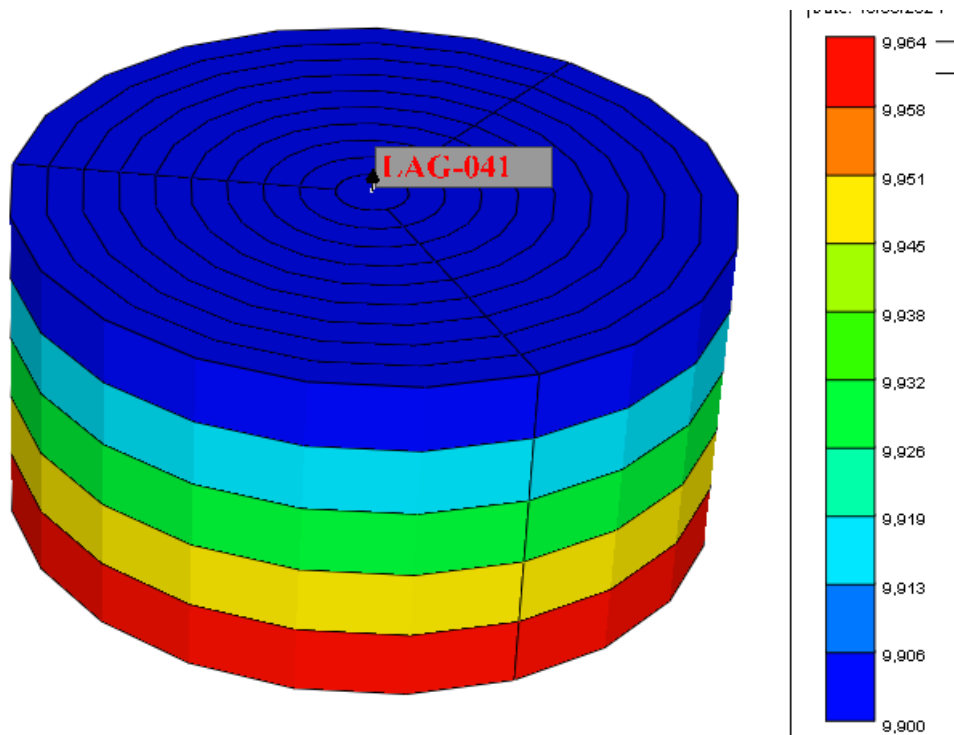


Figura 29. Modelo de reservorio para único pozo LGA-041 en simulador comercial, elaboración propia.

Tabla 15. Compilación global de indicadores para análisis técnico de factibilidad, elaboración propia.

Tiempo.	Q_o, bpd	N_p, bp	$f_r, \%$	$w_{cut}, \%$	Comentario
01-01-2019	12.66	59583.73	12.5	47.40	Corresponde al período de declinación antes
02-04-2019	0.00	60305.26	12.64	49.03	que cierre el pozo
01-02-2025	250.83	72310.43	14.16	43.86	18% con respecto al factor de recobro fue el
01-01-2027	91.00	165458.41	32.40	76.30	incremento de recuperación del pozo. El control de producción de agua (76%), aún es operable.

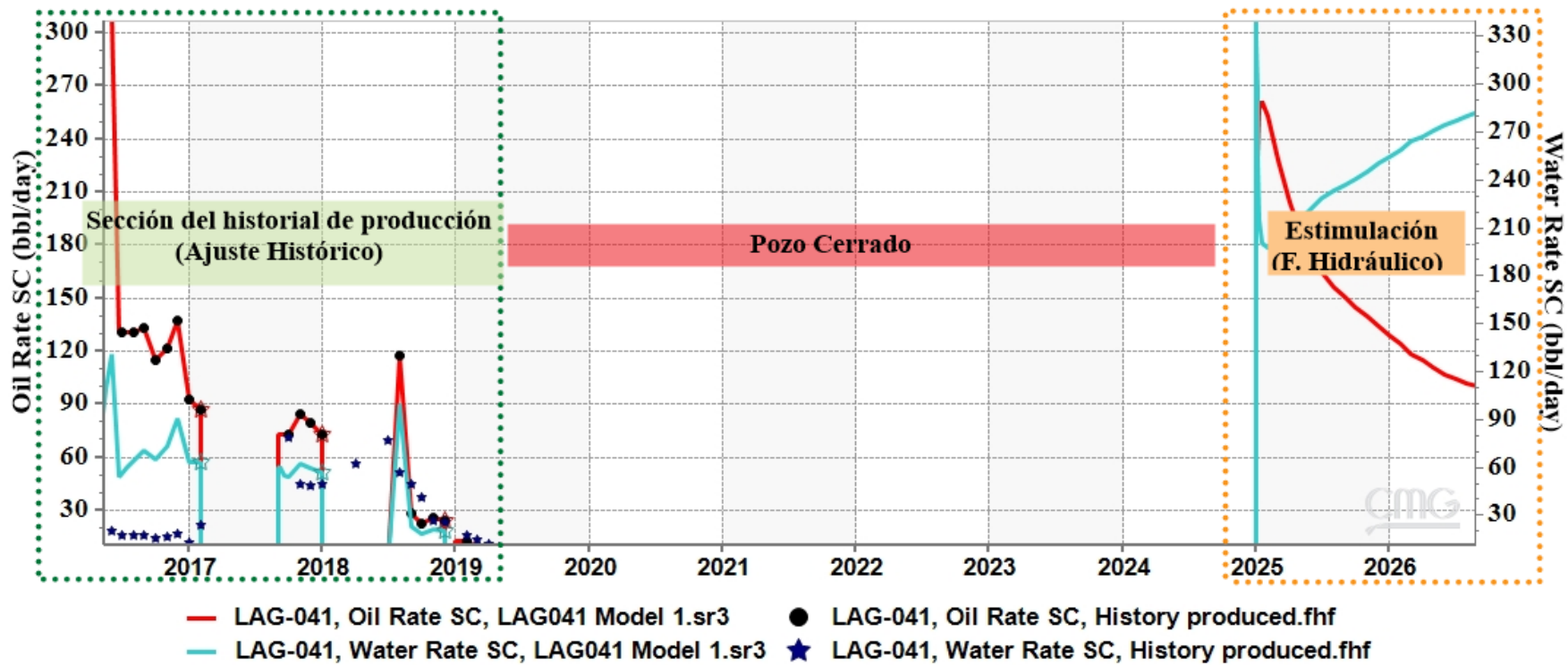


Figura 30. Forecast del pozo LAG-041 estimulado por fracturamiento hidráulico, elaboración propia.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La implementación del fracturamiento hidráulico en el pozo LGA041 demostró ser altamente eficiente, resultando en un incremento significativo de la producción de petróleo. El pozo experimentó un aumento en la producción desde 60,305.26 barriles hasta 165,458.41 barriles, lo que refleja un incremento del 174.5%. Este aumento de producción evidencia la efectividad del fracturamiento hidráulico en la mejora del rendimiento del pozo.

Las variables operacionales, como la selección del fluido de fracturamiento y el diseño de la inyección de propanes, fueron optimizadas a través de simulaciones iterativas. Se determinó que la combinación de fluidos YF130.1HTD y WF130, junto con el propano CarboProp 20/40, proporcionaron los mejores resultados en términos de longitud y conductividad de fractura, mejorando la eficiencia global del proceso.

La evaluación técnica y las simulaciones permitieron identificar los principales riesgos, como el control de producción de agua. Se implementaron medidas de mitigación efectivas que lograron mantener el control del corte de agua en niveles operables, asegurando así la viabilidad del proyecto a largo plazo. La producción de agua se mantuvo operable en un 76%.

El desarrollo del modelo radial del pozo LGA041 en un simulador comercial proporcionó una predicción precisa del comportamiento del pozo post-fracturamiento. Los resultados del modelo indicaron un incremento sustancial en la recuperación de petróleo-crudo, confirmando la efectividad de las técnicas de simulación y la precisión del modelo predictivo utilizado para la planificación y ejecución del fracturamiento hidráulico.

5.2 RECOMENDACIONES

Realizar un monitoreo constante y ajustes periódicos de las variables operacionales como la tasa de bombeo, el tipo y cantidad de propante, y la selección de fluidos de fracturamiento. Esto asegurará que el proceso de fracturamiento hidráulico mantenga su eficiencia y se adapte a las condiciones cambiantes del yacimiento y del pozo.

Utilizar tecnologías avanzadas de simulación y modelado para predecir y planificar mejor las operaciones de fracturamiento hidráulico. Estas herramientas pueden ayudar a identificar los parámetros óptimos y prever los posibles resultados, minimizando riesgos y mejorando la producción.

Invertir en la capacitación continua del personal técnico involucrado en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Un equipo bien entrenado puede implementar de manera más efectiva las técnicas y tecnologías más recientes, asegurando operaciones más seguras y eficientes.

Continuar y mejorar la evaluación de los impactos ambientales del fracturamiento hidráulico. Implementar prácticas de mitigación efectivas para reducir cualquier efecto negativo sobre el medio ambiente, asegurando que las operaciones sean sostenibles y cumplan con las regulaciones ambientales vigentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce, A., & Desroches, J. (July de 2007). Computer simulation of hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44(5), 739-757. doi:10.1016/J.IJRMMS.2006.11.006
- Allen, T. O., Roberts, A. P., Barry, P., Ewing, S. P., Fast, C. R., McCune, C. C., . . . Visher, G. (2018). *Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation, Volume 2, Sixth Edition*. PetroSkills, LLC. Obtenido de <https://books.google.com.ec/books?id=VQszswEACAAJ>
- Andrade Díaz, R. D. (2017). *Caracterización de los reservorios principales del Campo Lago Agrio para optimización de producción*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19025>
- ARC. (2024). Cifras del sector hidrocarburífero, Producción diaria de petróleo y gas natural. *Cifras del sector hidrocarburífero, Producción diaria de petróleo y gas natural*. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/produccion-diaria-de-petroleo/>
- Armijo, I., Aspillaga, C., Bustos, C., Calderón, A., Cortés, C., Fossa, P., . . . Vivanco, A. (2021). Manual de metodología de la investigación. En *Diseño de la investigación* (págs. 24-40). Concepción, Chile: Universidad del Desarrollo.
- Arthur, J. D., Bohm, B. K., Coughlin, B. J., Layne, M. A., & Cornue, D. (March de 2009). Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs. *All Days*. doi:10.2118/121038-MS
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (October de 2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Petroecuador. doi:10.4000/BOOKS.IFEA.2984
- Baby, Patrice; Rivadeneira, Marco; Barragan, Roberto. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Lima: IFEA, IRD, Petroamazonas.
- Bageri, B., Jaber, J. A., Adebayo, A. R., Barri, A., Solling, T. I., & Salin, R. B. (August de 2023). Understanding the complexity of secondary formation damage: Mechanism and detection strategies during filter cake removal process. *Geoenergy Science and Engineering*, 212287. doi:10.1016/J.GEOEN.2023.212287

- Bazan, L. W., Lattibeaudiere, M. G., & Palisch, T. T. (2012). Hydraulic Fracture Design and Well Production Results in the Eagle Ford Shale: One Operator's Perspective. Obtenido de <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:110603688>
- Bhayyalal, U., & Kothari, D. (2022). Research methodology techniques and trends. EE.UU. doi:doi.org/10.1201/9781315167138
- BJ Services. (2000). *FORMATION DAMAGE MANUAL*. Texas.
- Borja Santamaria, P. I., & Escorza Córdor, L. A. (2017). *Comparación técnico-económica entre sistemas de completación inteligente y dual concéntrica para optimizar la producción del activo Lago Agrio*. Quito: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/11901>
- Bradley, H. B., & Gipson, F. W. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. Obtenido de <https://books.google.com.ec/books?id=EvZPAQAIAAJ>
- Cander, H. (2012). What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability*. *AAPG Annual Convention and Exhibition*. Obtenido de <http://www.worldoil.com/March-2012-How-local-variations-in-thermal-maturity-affect-shale-oil-economics-and-productibility.html>
- Cinco-Ley, H., & Samaniego-V., F. (September de 1981). Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 33, 1749-1766. doi:10.2118/7490-PA
- Cipolla, C. L., Warpinski, N. R., Mayerhofer, M. J., Lolon, E. P., & Vincent, M. C. (September de 2010). The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture-Treatment Design. *SPE Production & Operations*, 25, 438-452. doi:10.2118/115769-PA
- Cisneros, P. (2020). *Proyecto para recuperación secundaria de crudo pesado de la arenisca basal tena por inyección de agua en el campo Libertador del Oriente Ecuatoriano*. Universidad Tecnológica . Obtenido de <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/24010>
- Civan, F. (2023). Chapter 1 - Overview of formation damage. En F. Civan (Ed.), *Reservoir Formation Damage (Fourth Edition)* (Fourth Edition ed., págs. 1-12). Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00023-6>

- Civan, F. (2023). Chapter 19 - Laboratory evaluation of formation damage. En F. Civan (Ed.), *Reservoir Formation Damage (Fourth Edition)* (Fourth Edition ed., págs. 645-711). Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00027-3>
- Civan, F. (2023). Chapter 20 - Field diagnosis and measurement of formation damage. En F. Civan (Ed.), *Reservoir Formation Damage (Fourth Edition)* (Fourth Edition ed., págs. 715-738). Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00012-1>
- Civan, F. (2023). Chapter 22 - Formation damage control and remediation: conventional techniques and remedial treatments for common problems. En F. Civan (Ed.), *Reservoir Formation Damage (Fourth Edition)* (Fourth Edition ed., págs. 783-813). Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00025-X>
- Dick Bernal, L., & Ojeda Triana, P. (8 de 2017). *Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo La Cira Infantas*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). Reservoir stimulation.
- Espín, J. (2019). *Análisis técnico para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo mecánico en pozos del Campo Lago Agrio [Tesis de pregrado]*. Universidad Central del Ecuador (UCE).
- Flewelling, S. A., Tymchak, M. P., & Warpinski, N. (2013). Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations. *Geophysical Research Letters*, 40, 3602-3606. doi:<https://doi.org/10.1002/grl.50707>
- Flores, J. (2005). Perforating for Zero Skin: A Study of Productivity Improvement in Ecuador. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1699-1705. doi:10.2118/95859-MS
- Flores, J. G. (October de 2005). Perforating for Zero Skin: A Study of Productivity Improvement in Ecuador. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1699-1705. doi:10.2118/95859-MS
- Gale, J. F., & Holder, J. (2010). Natural fractures in some US shales and their importance for gas production. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*, 7, 1131-1140. doi:10.1144/0071131

- Ghalambor, A., & Economides, M. J. (2002). Formation damage abatement: A quarter-century perspective. *SPE Journal*, 7(1), 4-13. doi:10.2118/77304-PA
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (March de 2017). Petroleum production engineering: Second Edition. *Petroleum Production Engineering: Second Edition*, 1-740.
- Halliburton. (2024). Hydraulic Fracturing. *Hydraulic Fracturing*. Obtenido de <https://www.halliburton.com/en/completions/stimulation/hydraulic-fracturing>
- Harris, P. C., & Heath, S. J. (1996). Rheology of crosslinked foams. *11*. doi:10.2118/28512-PA
- Hawkins, M. (December de 1956). A Note on the Skin Effect. *Journal of Petroleum Technology*, 8(12), 65-66. doi:10.2118/732-G
- King, G. E. (September de 2010). Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2, 900-949. doi:10.2118/133456-MS
- King, G. E. (April de 2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor, and Engineer Should Know About Hydraulic Fracturing Risk. *Journal of Petroleum Technology*, 64, 34-42. doi:10.2118/0412-0034-JPT
- Kostenuk, N., & Browne, D. J. (October de 2010). Improved Proppant Transport System for Slickwater Shale Fracturing., *All Days*, págs. SPE-137818-MS. doi:10.2118/137818-MS
- Lake, L. (2007). *Petroleum Engineering Handbook* (Vols. I-VII). Obtenido de <https://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volumes-I-VII-Print-Set-P126.aspx>
- Lebas, R., Shahan, T., Lord, P., & Luna, D. (February de 2013). Development and Use of High-TDS Recycled Produced Water for Crosslinked-Gel-Based Hydraulic Fracturing. doi:10.2118/163824-MS
- Lee, J., Rollins, J., & Spivey, J. (2003). *Pressure Transient Testing*. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Lei, C., & Clark, P. E. (September de 2004). Crosslinking of Guar and Guar Derivatives. doi:10.2523/90840-MS

- López, A., & Ramos, G. (08 de diciembre de 2021). Acerca de los métodos teóricos y empíricos de investigación: significación para la investigación educativa. *Revista Conrado*, 22-31. Obtenido de <https://conrado.ucf.edu.cu/index.php/conrado/article/view/2133>
- McLeod, H. J. (1984). Matrix Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 2055–2069.
- Mezza Segura, Z. v. (2020). *Evaluación del desarrollo de un plan piloto para recuperación mejorada mediante inyección de CO2 en el Bloque 56-Campo Lago Agrio de la región amazónica ecuatoriana*. Quito: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/21057>
- Montgomery, C. (May de 2013). Fracturing Fluids. *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing 2013*, 3-24. doi:10.5772/56192
- Otzen, T., & Manterola, C. (2017). Técnicas de Muestreo sobre una Población a Estudio. *International Journal of Morphology*, 35(1), 227-232. doi:10.4067/S0717-95022017000100037
- Petroamazonas. (2017). *Plan de Desarrollo Campo Lago Agrio 2017-2031*. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- Primicias. (2023). Los tres conflictos de Petroecuador con comunidades amazónicas. *Los tres conflictos de Petroecuador con comunidades amazónicas*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/petroecuador-conflictos-comunidades-amazonia/>
- Proaño Rodríguez, M. (6 de 2012). *Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo Auca*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Rahim, Z., Al-Anazi, H., Al-Kanaan, A., Habbtar, A., & Al-Omair, A. (2012). Improved gas recovery—2 (Conclusion): Productivity increase using hydraulic fracturing—expectation vs. reality. *Oil & Gas Journal*. Obtenido de <https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/17227289/improved-gas-recovery2-conclusion-productivity-increase-using-hydraulic-fracturingexpectation-vs-reality>
- Ramírez, L. (2011). *Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el Campo Lago Agrio [Tesis de pre grado]*. Universidad Tecnológica Equinoccial.

- Ribeiro, L. H., & Sharma, M. M. (2011). Multi-phase fluid-loss properties and return permeability of energized fracturing fluids. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2011*, 55-67. doi:10.2118/139622-MS
- Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B., & Kundert, D. (September de 2008). A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale., *All Days*, págs. SPE-115258-MS. doi:10.2118/115258-MS
- Sánchez Sánchez, J. (3 de 2015). *Desarrollo del cálculo y aplicación de la estimulación matricial para optimizar la producción de los campos maduros del Oriente ecuatoriano, como el campo Shushufindi*. Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Sandoval Moscoso, E. E. (2017). *Estudio del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo lago agrio de la Amazonía Ecuatoriana para incrementar su producción de crudo*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial. Obtenido de <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/16804>
- Schechter, R. S. (1992). *Oil well stimulation*. Richardson, TX (United States); Society of Petroleum Engineers. Obtenido de <https://www.osti.gov/biblio/7026788>
- Sylvester, O., & Bibobra, I. (2015). A Method for Stimulation Candidate Well Selection.
- Vásquez Bungancho, H. G. (2018). *Análisis multicriterio para la recuperación mejorada del campo Lago Agrio*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19304>
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2020). Primer on Enhanced Oil Recovery. En *Gas flooding* (págs. 97-120). United States: Elsevier.
- Weijermars, R. (June de 2011). Analytical Stress Functions Applied to Hydraulic Fracturing: Scaling the Interaction of Tectonic Stress And Unbalanced Borehole Pressures. *American Rock Mechanics Association (ARMA)*. Obtenido de <https://dx.doi.org/>

ANEXO A

The screenshot shows the 'Administration' window of Schlumberger FracCADE. The interface includes a menu bar (File, Edit, View, FracCADE, General, Tools, Window, Help) and a toolbar. Below the toolbar are tabs for 'Intro', 'Admin', 'Well', 'Zone', 'Res Fld', 'Fluid', and 'Prop'. The 'Well' tab is active, displaying a form with the following fields:

Operator:	Well:
Company: UPSE	Well: LAG-041
County: ECUADOR	Field: LAGO AGRIO
State: [dropdown]	Formation Name: Tinferior
Country: Ecuador	Location: [text box]
Prepared For: [text box]	Legal Description: [text box]
Date Prepared: 05-24-2024	Latitude: [Deg.] [Min.] [Sec.] [dropdown]
	Longitude: [Deg.] [Min.] [Sec.] [dropdown]

Below the form is a 'Comments:' section with two empty text boxes. At the bottom right, there are buttons for 'Service Provider...' and 'Setup...'.

Anexo A1. Datos administrativos del pozo LAG041, software FracCade.

The screenshot shows the 'Well Completion' window of Schlumberger FracCADE. The interface includes a menu bar (File, Edit, View, FracCADE, General, Tools, Window, Help) and a toolbar. Below the toolbar are tabs for 'Intro', 'Admin', 'Well', 'Zone', 'Res Fld', 'Fluid', and 'Prop'. The 'Well' tab is active, displaying a sub-tabbed interface with 'Well Completion', 'Hole Survey', 'Tubular', and 'Perforation'. The 'Well Completion' sub-tab is active, showing a diagram of a wellbore with three vertical lines representing the treatment path. The diagram is labeled 'Treatment Path' and 'Treatment Pumped Through: TUBING'. To the right of the diagram are several data entry fields:

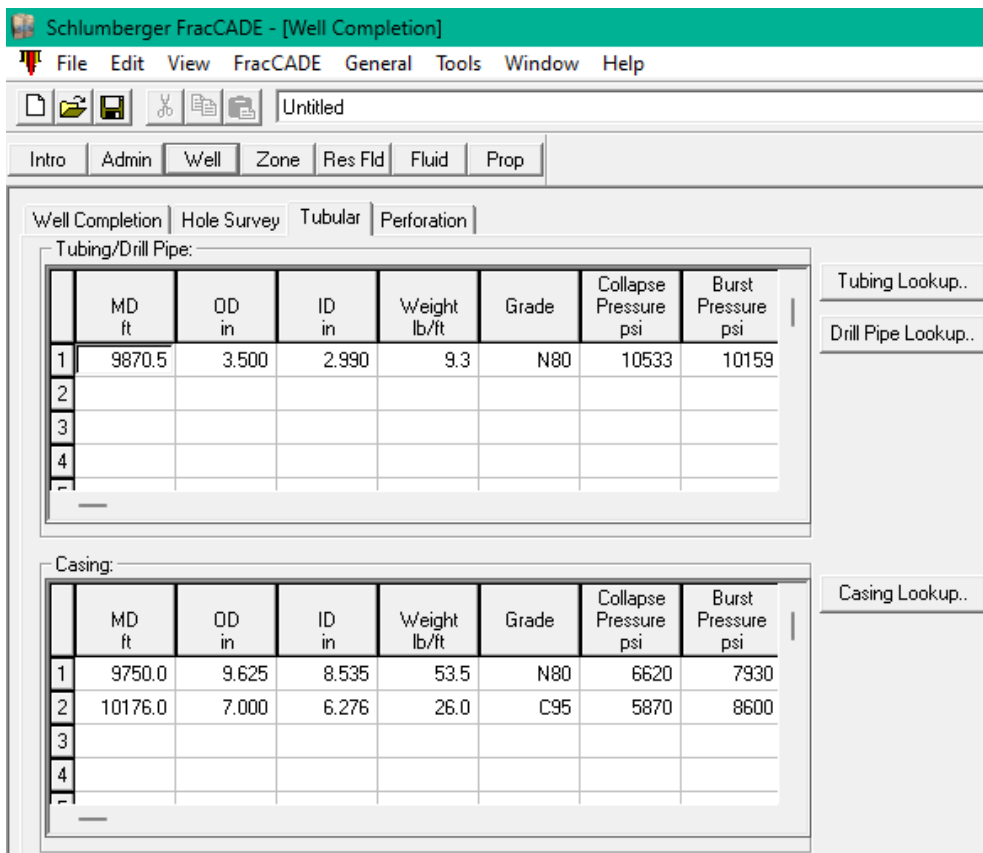
Hole	
Total Depth (Measured)	10200.0 ft
Hole Size	7.00 in

Well Analysis Type	Well Location
<input checked="" type="radio"/> Vertical/Deviated well	<input type="radio"/> OffShore
<input type="radio"/> Horizontal well	<input checked="" type="radio"/> OnShore

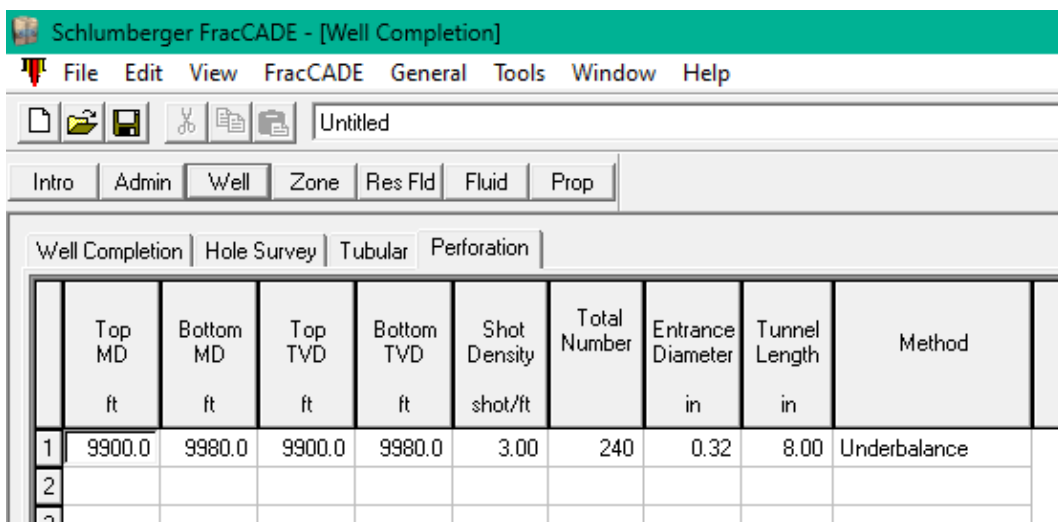
Temperatures	
Bottom Hole Static Temperature	225 degF
Surface Temperature	80 degF

Bottom Hole Temperature Calculation Variables	
Cement Thickness	1.000 in
Cement Thermal Conductivity	1.001 BTU/ft/h/°F

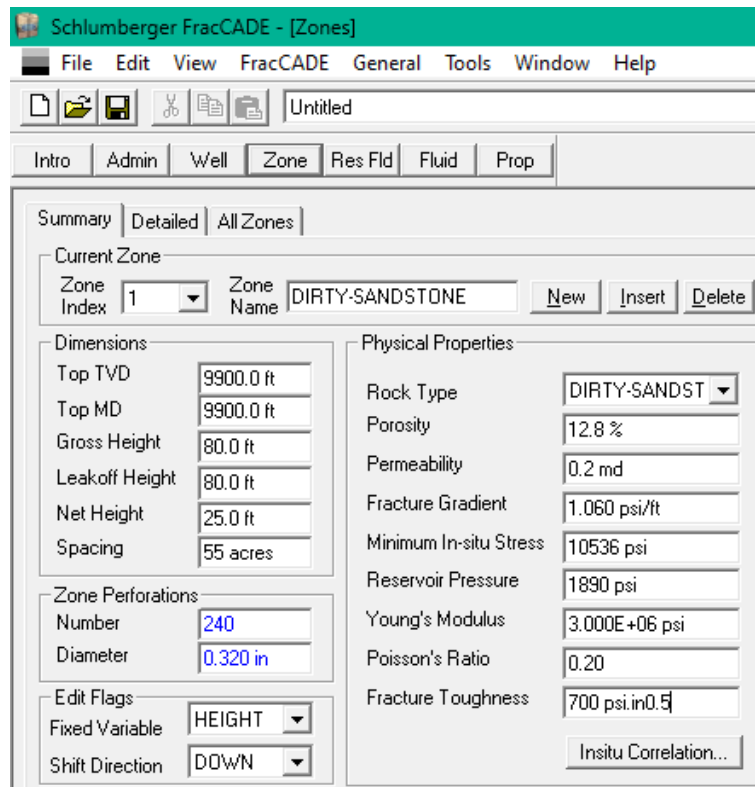
Anexo A2. Datos iniciales del pozo LAG041, software FracCade.



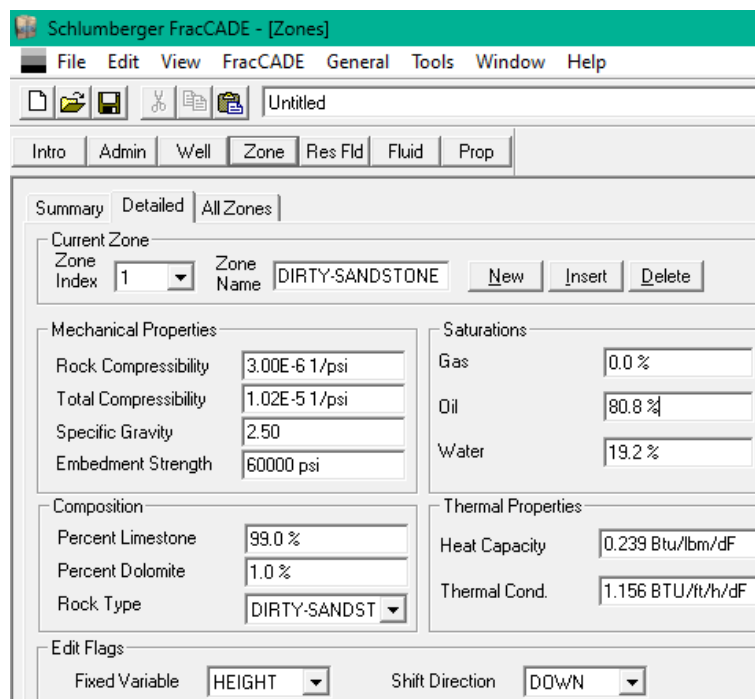
Anexo A3. Ingreso de información de tubing y casing, software FracCade.



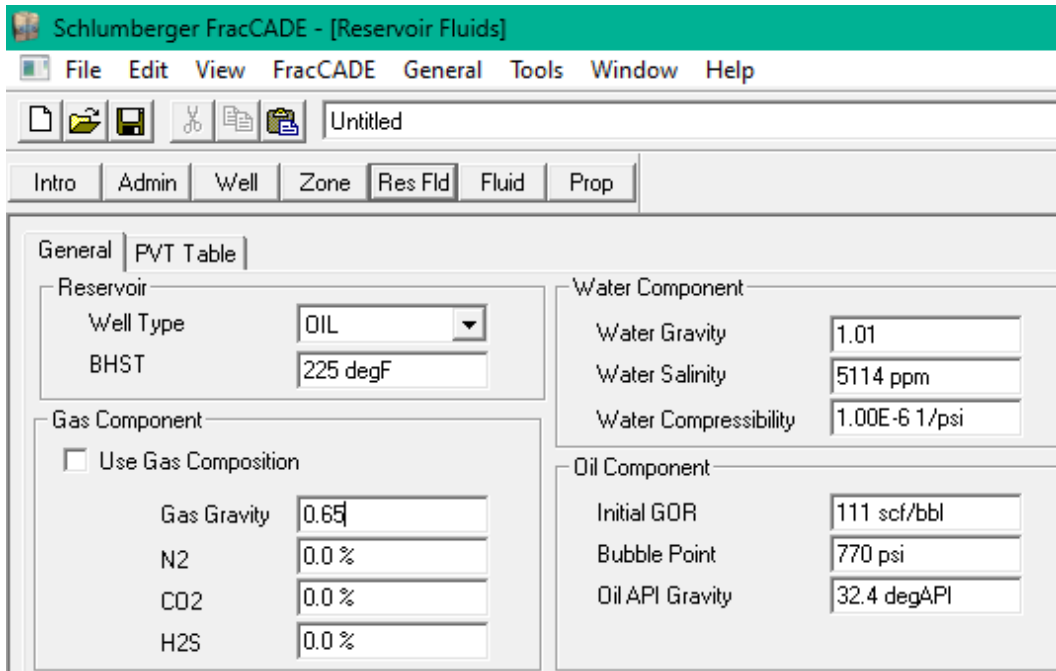
Anexo A4. Ingreso de densidad de disparos, software FracCade.



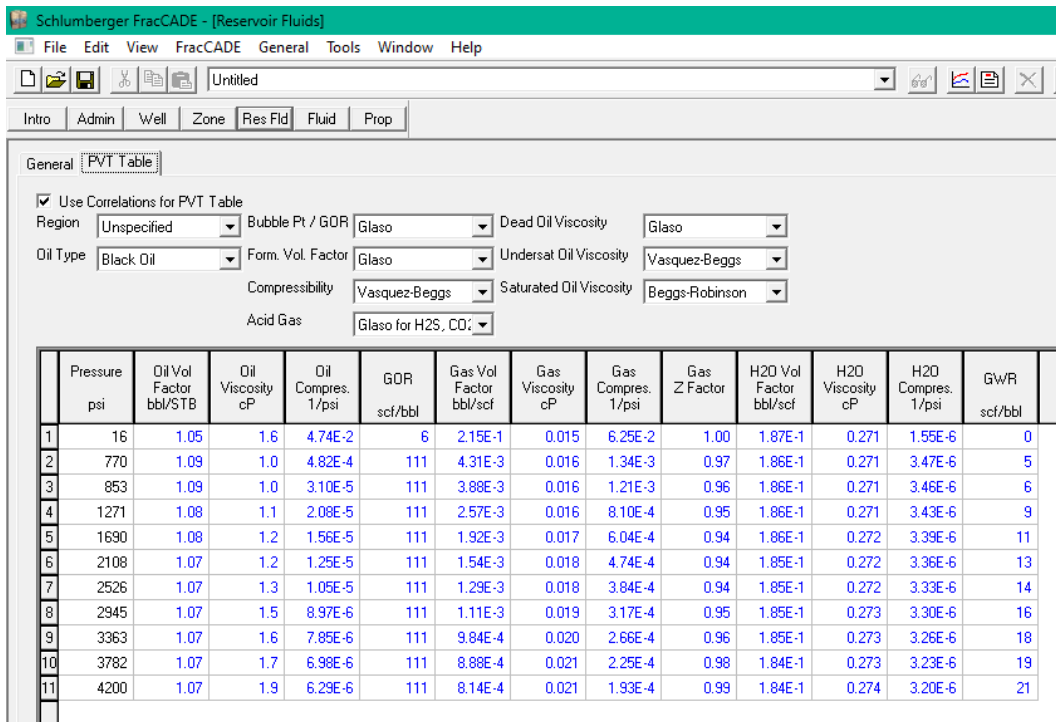
Anexo A5. Ingreso de información de la zona de interés, software FracCade.



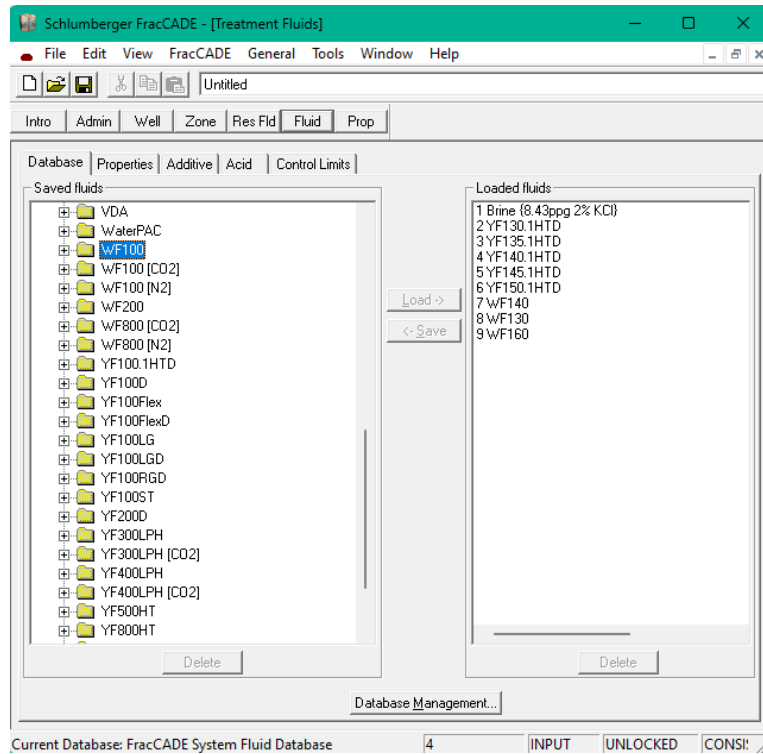
Anexo A6. Parámetros de la roca, software FracCade.



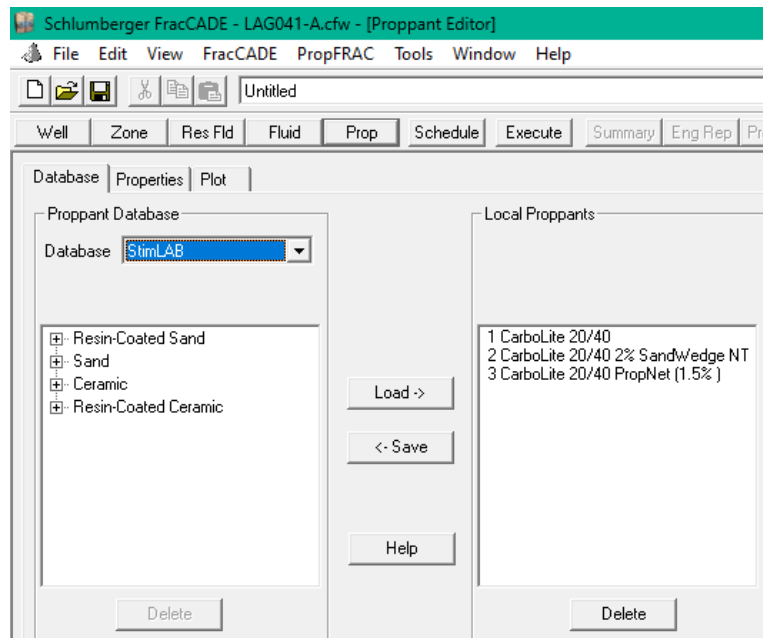
Anexo A7. Información PVT de los fluidos, software FracCade.



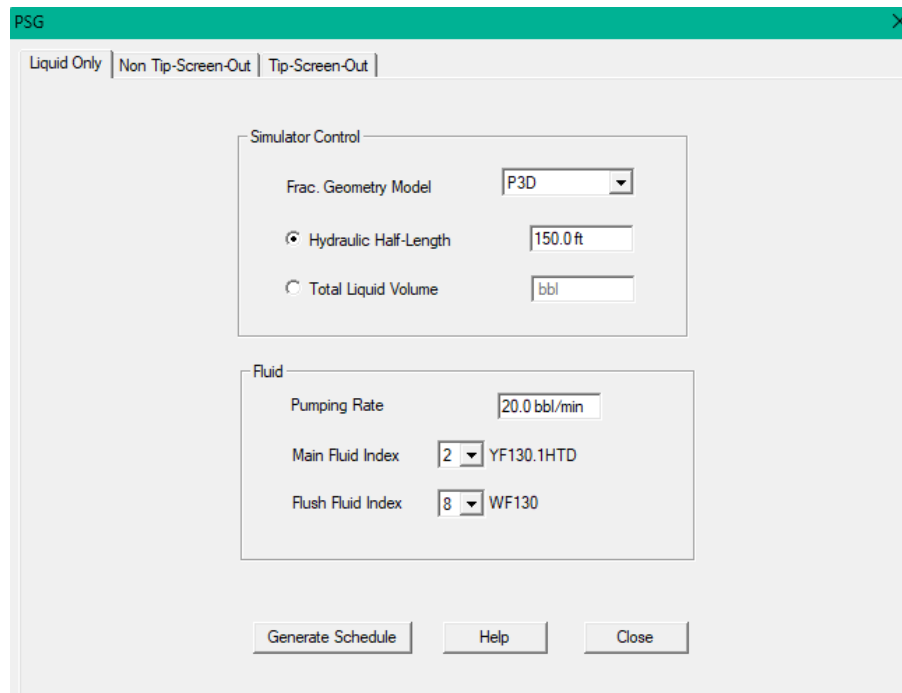
Anexo A8. Generación de PVT, software FracCade.



Anexo A9. Selección de fluidos fracturantes y deslizantes, software FracCade.



Anexo A10. Selección de fluidos propantes, software FracCade.



Anexo A11. Selección del modelo de fractura, software FracCade.

ANEXO B

Tabla B.1. Sumario de resultados del simulador de fractura hidráulica.

Schlumberger

FracCADE Simulation Report

Company:..... UPSE District:.....
Well:..... LAG-041 Phone:.....
Field:..... LAGO AGRIO Prepared for:..
County:..... ECUADOR Prepared by:....
Country:..... Ecuador Proposal Number:
Location:..... Case:..... Untitled
Formation:..... Tinferior

File: G:\Tesinas\Tesis [Flujo Estim]\Diseño de fractura\LAG041-A.cfw

Well Data:

Well Spacing..... 55.0 acres
Injection Flag..... TUBING
Well Type..... Vertical
Well Location..... OnShore

Hole Size at Perforated Interval..... 7.00 in
Bottom Hole Static Pressure..... 4200 psi
Bottom Hole Static Temperature..... 225 degF
Earth Surface Temperature..... 80 degF
Fluid Surface Temperature..... 80 degF

T u b i n g C a s i n g

Bot.	OD	Weight	ID	Bot.	OD	Weight	ID
MD			MD				

ft	in	lb/ft	in	ft	in	lb/ft	in
9870.5	3.500	9.3	2.990	9750.0	9.625	53.5	8.535
		10176.0	7.000	26.0	6.276		

Reservoir Data:

Well Type..... OIL
 Reservoir Fluid Compressibility..... 6.286E-06 1/psi
 Reservoir Fluid Viscosity..... 1.871E+00 cP

Total compressibility and reservoir fluid viscosity were computed from correlations and the following parameters.

Gas Gravity..... 0.65
 Oil API Gravity..... 32.4 degAPI
 Gas-Oil Ratio..... 111 scf/bbl
 Bubble Point Pressure..... 770 psi
 Equivalent 2D Top Zone..... 1
 Equivalent 2d Bottom Zone..... 1

Zone Height Data:

Zone	Zone	Top	Gross	Leakoff	Net Rock
Nbr	Name	TVD	Height	Height	Height Type
		ft	ft	ft	ft
1	DIRTY-SANDSTON	9900.0	80.0	80.0	25.0 DIRTY-SANDSTONE
2D		9900.0	80.0	80.0	25.0

Zone Stress Profile Data:

Zone	Top	Fracture	Min. Insitu	Reservoir
Nbr	TVD	Gradient	Stress	Pressure

	ft	psi/ft	psi	psi
1	9900.0	1.060	10536	4200
2D	9900.0	1.060	10536	4200

Zone Mechanical Properties:

Zone Nbr	Top TVD	Young's Modulus	Poisson Ratio	Toughness	Sp. Gr.	Embed. Strength	Lime- Stone	Dolo- Mite
	ft	psi	psi.in0.5	psi	%	%		
1	9900.0	3.000E+06	0.20	700	2.50	60000	99.0	1.0
2D	9900.0	3.000E+06	0.20	700	2.50	60000	99.0	1.0

Zone Transmissibility Properties:

Zone Nbr	Top TVD	Perm.	Porosity	Total Compr.	Oil Sat.	Gas Sat.	H2O Sat.
	ft	md	%	1/psi	%	%	%
1	9900.0	0.2	12.8	1.02E-5	80.8	0.0	19.2
2D	9900.0	0.2	12.8	1.02E-5	80.8	0.0	19.2

Perforation Data:

Top MD	Top TVD	Bottom MD	Bottom TVD	Shot Density	Total Entrance Number	Entrance Diameter
ft	ft	ft	ft	shot/ft		in
9900.0	9900.0	9980.0	9980.0	3.00	240	0.32

Proppant Data:

Stress on Proppant..... 10522 psi

Prop. Proppant	Mesh	Mean	Pack	Grain	Prop	Prop
----------------	------	------	------	-------	------	------

Nbr. Name	Size	Dia.	Por.	Sp.Gr.		Retained	Perm.
				Factor			
	in	%		%		md	
1 CarboLite 20/40	20/40	0.029	35.0	2.74	100	66204	
2 CarboProp 20/40	20/40	0.025	35.0	3.36	100	133695	
3 EconoProp 20/40	20/40	0.026	35.0	2.68	100	55778	
4 Sinterball 20/40	20/40	0.027	35.0	3.62	100	132136	
5 Sintered Bauxite 20/40	20/40	0.026	35.0	3.62	100	110208	
6 SinterLite Bauxite 20/40	20/40	0.029	35.0	3.30	100	69074	

Fluid Additive Data:

Fld. Fluid Nbr. Name	Gel Breaker Base Fluid		Quality		Quality
	Conc.	Conc.	Sp. Gr.	CO2	N2
	lb/mgal	lb/mgal	%	%	
1 Brine {8.43ppg	0.0	0.0	1.01	0.0	0.0
2 YF130.1HTD	30.0	0.0	1.00	0.0	0.0
3 YF135.1HTD	35.0	0.0	1.00	0.0	0.0
4 YF140.1HTD	40.0	0.0	1.00	0.0	0.0
5 YF145.1HTD	45.0	0.0	1.00	0.0	0.0
6 YF150.1HTD	50.0	0.0	1.00	0.0	0.0
7 WF140	40.0	0.0	1.00	0.0	0.0
8 WF130	30.2	0.0	1.00	0.0	0.0
9 WF160	60.0	0.0	1.00	0.0	0.0
10 YF160.1HTD	60.0	0.0	1.00	0.0	0.0

Fluid Rheology Data:

Fld. Fluid Nbr. Name	n-prime	k-prime	Viscosity	Shear	Settling	Temp. for
	lb.f.s ⁿ /ft	cP	1/s		degF	
1 Brine {8.43ppg	1.00	5.58E-6	0.267	170	0.00	0.01
2 YF130.1HTD	0.30	3.80E-3	5.000	170	0.00	0.01
3 YF135.1HTD	0.29	9.50E-3	11.865	170	0.00	0.01

4 YF140.1HTD	0.25	4.92E-3	5.000	170	0.00	0.01
5 YF145.1HTD	0.38	2.52E-3	5.000	170	0.00	0.01
6 YF150.1HTD	0.52	1.23E-3	5.000	170	0.00	0.01
7 WF140	1.00	2.09E-5	1.000	170	0.00	0.01
8 WF130	1.00	2.09E-5	1.000	170	0.00	0.01
9 WF160	1.00	2.09E-5	1.000	170	0.00	0.01
10 YF160.1HTD	0.61	7.74E-4	5.000	170	0.00	0.01

Fluid Leakoff Data:

Fld. Nbr.	Fluid Name	Leakoff Visc.	Cw	Ct	Spurt
		cP	ft/min ^{0.5}	ft/min ^{0.5}	gal/100ft ²
1	Brine {8.43ppg}	.3	1.0E+0	2.9E-3	0.0
2	YF130.1HTD	1.0	2.0E-3	1.4E-3	0.6
3	YF135.1HTD	1.0	2.3E-3	1.6E-3	0.0
4	YF140.1HTD	1.0	2.9E-3	1.8E-3	1.1
5	YF145.1HTD	1.0	2.7E-3	1.7E-3	1.0
6	YF150.1HTD	1.0	2.5E-3	1.6E-3	0.8
7	WF140	1.0	5.9E-4	5.3E-4	0.2
8	WF130	1.0	1.3E-3	1.0E-3	0.4
9	WF160	1.0	5.7E-4	5.1E-4	0.1
10	YF160.1HTD	1.0	2.2E-3	1.5E-3	0.8

PropFRAC Placement Simulation Data:

Fracture Geometry Model..... RAD
Gross Fracture Height..... 80.0 ft
Leakoff Height..... 80.0 ft
Simulation Mode..... REGULAR
Time Step..... REGULAR
Bridging Factor..... 2.5
Model Poroelasticity..... NO
Include 2D Flow..... No
Max BH Pressure..... 100000 psi

Shut-In Time..... 0.0 min

Use Viscous Heating in Temperature Calculations... YES

Use Corrected Rheology for Borate Fluids..... YES

Initial Fracture:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Perforation Friction	Include Tortuosity	Include Deviation Misalignment	Include Phasing
ft	ft					
9900.0	9980.0	YES	YES	NO	NO	

Perforation Friction:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Perforation Friction	Include Coefficient	Erosion Rate	Perforation Diameter	Number of Perforations
ft	ft				in		
9900.0	9980.0	YES	YES		0.5	0.32	240

Deviation Tortuosity:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Deviation Tortuosity	Tortuosity Angle	Tortuosity Coefficient
ft	ft			deg	
9900.0	9980.0	YES	NO	0	0.5

Phasing Misalignment:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Phasing Misalignment	BH Cement Pressure	Pinch Coefficient	Slurry Erosion	Pinch Correction Velocity	Erosion
ft	ft			psi		ft/min		
9900.0	9980.0	YES	NO	9483	0.5	0.5	2400	

Bottom Hole Pump Schedule:

Step Nbr	Pump Rate	Fluid Name	Clean Fluid	Prop. Nbr.	Prop. Conc.	Prop. Mass	Slurry Volume	Inj. Time
Volume								
	bbbl/min	gal	PPA	lb	bbbl	min		
1	30.0	YF130.1HTD	21000	0	0.00	0	500.0	16.7
2	30.0	YF130.1HTD	1000	2	1.00	1000	24.7	0.8
3	30.0	YF130.1HTD	1000	2	2.00	2000	25.5	0.9
4	30.0	YF130.1HTD	1000	2	3.00	2999	26.4	0.9
5	30.0	YF130.1HTD	1000	2	4.00	3999	27.2	0.9
6	30.0	YF130.1HTD	1000	2	5.00	4999	28.1	0.9
7	30.0	YF130.1HTD	1000	2	6.00	5999	28.9	1.0
8	30.0	YF130.1HTD	1000	2	7.00	6998	29.8	1.0
9	30.0	YF130.1HTD	1000	2	8.00	7998	30.6	1.0
10	30.0	YF130.1HTD	1000	2	9.00	8998	31.5	1.0
11	30.0	YF130.1HTD	1000	2	10.00	9998	32.3	1.1
Total:			34600.4		54987.9	870.5	29.0	

Surface Pump Schedule:

Step Nbr	Pump Rate	Fluid Name	Clean Fluid	Prop. Nbr.	Prop. Conc.	Prop. Mass	Slurry Volume	Inj. Time
Volume								
	bbbl/min	gal	PPA	lb	bbbl	min		
1	0.0	YF130.1HTD	3648	0	0.00	0	86.9	0.0
2	30.0	YF130.1HTD	17352	0	0.00	0	413.2	13.8
3	30.0	YF130.1HTD	1000	2	1.00	1000	24.7	0.8
4	30.0	YF130.1HTD	1000	2	2.00	2000	25.5	0.9
5	30.0	YF130.1HTD	1000	2	3.00	2999	26.4	0.9
6	30.0	YF130.1HTD	1000	2	4.00	3999	27.2	0.9
7	30.0	YF130.1HTD	1000	2	5.00	4999	28.1	0.9
8	30.0	YF130.1HTD	1000	2	6.00	5999	28.9	1.0

9	30.0	YF130.1HTD	1000	2	7.00	6998	29.8	1.0
10	30.0	YF130.1HTD	1000	2	8.00	7998	30.6	1.0
11	30.0	YF130.1HTD	1000	2	9.00	8998	31.5	1.0
12	30.0	YF130.1HTD	965	2	10.00	9648	31.2	1.0
13	30.0	WF130	3648	0	0.00	0	86.9	2.9

Total: 34612.9 54638.5 870.5 26.1

Pump Schedule Totals

Summary for This Stage

Average Pump Rate..... 30.0 bbl/min
Volume Weighted Average Rate..... 30.0 bbl/min
Total Fluid Volume..... 34600 gal
Total Proppant Mass..... 55000 lb
Total Slurry Volume..... 870.5 bbl
Total Pump Time..... 29.0 min

Fluid Based Totals for This Stage

Fluid Time	Average Volume Weighted		Total	Total	Total	Total
	Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Slurry Vol	Pump
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
YF130.1HTD	30.0	30.0	31000	54988	784.8	26.2
WF130	30.0	30.0	3600	0	85.7	2.9

Proppant Based Totals for This Stage

Proppant Time	Average Volume Weighted		Total	Total	Total	Total
	Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Slurry Vol	Pump
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
CarboProp 20/40	30.0	30.0	10000	54988	284.8	9.5

Summary for Each Treatment

Treatment Type Time	Average Volume Weighted		Total	Total	Total	Total
	Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Slurry Vol	Pump
	bbbl/min	bbbl/min	gal	lb	bbbl	min
Propped Fracture	30.0	30.0	34600	54988	870.5	29.0

Summary for Each Fluid in Each Treatment

Treatment Type Time	Fluid	Average Volume Weighted		Total	Total	Total	Total
		Pump Rate	Average Rate	Fluid Vol	Prop Mass	Slurry Vol	Pump
		bbbl/min	bbbl/min	gal	lb	bbbl	min
Propped Fracture	YF130.1HTD		30.0	30.0	31000	54988	784.8
Propped Fracture	WF130		30.0	30.0	3600	0	85.7

PropFRAC Placement Simulator Predictions:

Initial Fracture Top TVD..... 9900.0 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 9980.0 ft

Propped Fracture Half-Length..... 123.8 ft
 Propped Width at Well..... 0.046 in
 Average Propped Width..... 0.028 in
 Average Gel Concentration..... 246.1 lb/mgal
 Average Fluid Retained Factor..... 1.00
 Max Hydraulic Fracture Half-Length..... 200.9 ft
 EOJ Hydraulic Fracture Half-Length..... 143.5 ft
 EOJ Hydraulic Width at Well..... 0.143 in
 EOJ Hydraulic Height at Well..... 401.7 ft
 EOJ Net Pressure..... 162 psi
 Efficiency..... 0.226
 Estimated Closure Time..... 19.4 min

Equivalent Leakoff..... 3.3E-3 ft/min^{0.5}
 Effective Conductivity..... 745 md.ft
 Effective Fcd..... 30.1

Dist.	EOJ	EOJ	EOJ	EOJ	ACL	ACL	ACL	ACL	ACL
From	Frac	Slurry	Pack	Prop	Prop	Prop	Prop	Gel	Conduc-
Well	Height	Height	Height	Conc.	Width	Height	Conc.	Conc.	tivity
ft	ft	ft	ft	PPA	in	ft	lb/ft ²	lb/mgal	md.ft
31.0	400.4	400.4	300.8	8.1	0.044	400.1	0.45	321.7	447
61.9	391.9	391.9	289.4	7.5	0.036	391.5	0.35	277.5	340
92.9	374.8	374.8	265.4	6.9	0.027	374.1	0.25	209.5	233
123.8	346.4	346.4	223.1	5.8	0.011	222.1	0.10	84.0	91

Max Surface Pressure..... 9144 psi
 Max Hydraulic Horsepower..... 6722.2 hhp

Fracture Conductivity and ACL Propped Length Per Zone Data:

Zone	Zone	Top	Gross	Fracture	ACL
Nbr	Name	TVD	Height	Conductivity	Propped
			Length		
		ft	ft	md.ft	ft
1	DIRTY-SANDSTON	9900.0	80.0	745	123.8

Bottom Hole Static Temperature..... 225 degF
 Observation Temperature..... 220 degF

Step Exposure Time Prediction:

Step	Pump	Fluid	Clean	Inj. BH	Inj	Time	Time	Time	Time
Nbr	Rate	Name	Fluid	Time	Temp	at	At	At	At
	Volume		BHST	220	220	220			
	bbbl/m	gal	min	degF	min	min	min	min	
1	30.0	YF130.1HTD	21000	16.7	111	7.4	7.4	7.4	7.4

2	30.0	YF130.1HTD	1000	0.8	98	2.0	2.0	2.0	2.0
3	30.0	YF130.1HTD	1000	0.9	98	1.0	1.0	1.0	1.0
4	30.0	YF130.1HTD	1000	0.9	98	0.0	0.0	0.0	0.0
5	30.0	YF130.1HTD	1000	0.9	98	0.0	0.0	0.0	0.0
6	30.0	YF130.1HTD	1000	0.9	97	0.0	0.0	0.0	0.0
7	30.0	YF130.1HTD	1000	1.0	96	0.0	0.0	0.0	0.0
8	30.0	YF130.1HTD	1000	1.0	96	0.0	0.0	0.0	0.0
9	30.0	YF130.1HTD	1000	1.0	96	0.0	0.0	0.0	0.0
10	30.0	YF130.1HTD	1000	1.0	95	0.0	0.0	0.0	0.0
11	30.0	YF130.1HTD	1000	1.1	97	0.0	0.0	0.0	0.0

Breaker and Gel Concentrations by Step:

Step Nbr	Fluid Name	Clean Fluid Volume gal	Step Gel Conc. lb/mgal	Step Breaker Conc. lb/mgal
1	YF130.1HTD	21000	30.0	0.0
2	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
3	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
4	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
5	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
6	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
7	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
8	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
9	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
10	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0
11	YF130.1HTD	1000	30.0	0.0