



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

TEMA:

**“SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

JUAN FERNANDO TOMALÁ SORIANO
RAYMOND ESTEFANO SALVATIERRA QUIMI

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO
LIBERTADOR**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**JUAN FERNANDO TOMALÁ SORIANO
RAYMOND ESTEFANO SALVATIERRA QUIMI**

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. MARLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ

Ing. XAVIER VARGAS, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. EDISON BRITO
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Ing. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

Este trabajo de investigación se lo dedicamos a Dios, ser colmado de sabiduría y amor infinito, quien ha sido un apoyo constante en nuestra trayectoria, ayudándonos a superar cada obstáculo que encontramos en nuestro camino.

A nuestras queridas familias, cuya inquebrantable presencia y constante apoyo han sido fuente de fortaleza. Su aliento y respaldo son esenciales para alcanzar este logro. Sin ustedes, no habría sido posible. Nuestra gratitud es profunda y esta dedicatoria es un humilde reconocimiento de su impacto en este logro académico.

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Ab. Enzo Olimpo Navia Cedeño, Mgr.

Celular: 0986756949

Correo: agendalegislativa7@hotmail.com

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **ENZO OLIMPO NAVIA CEDEÑO**, en mi calidad de **ABOGADO DE LOS TRIBUNALES Y JUZGADOS DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR, MAGÍSTER EN DOCENCIA UNIVERSITARIA MENCIÓN CIENCIAS JURÍDICAS**, por medio de la presente, tengo a bien indicar, que he leído y corregido el Proyecto de Integración Curricular, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado «**SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR**», de los estudiantes: **JUAN FERNANDO TOMALÁ SORIANO Y RAYMOND ESTEFANO SALVATIERRA QUIMI**.

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.

Es cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo al interesado hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 19 de diciembre de 2023



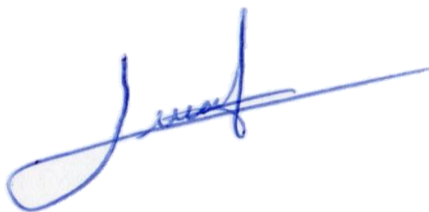
Ab. Enzo Olimpo Navia Cedeño
C.I. 0917083651
ABOGADO DE LOS TRIBUNALES Y JUZGADOS
DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR
MAGÍSTER EN DOCENCIA UNIVERSITARIA
MENCIÓN EN CIENCIAS JURÍDICAS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1042-2020-2152806

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Juan Fernando Tomalá Soriano y Raymond Estefano Salvatierra Quimi, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR”, 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 nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos 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.

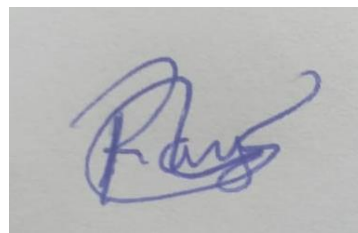
Atentamente,



JUAN TOMALÁ SORIANO

Autor de Tesis

C.I. 2400023103



RAYMOND SALVATIERRA QUIMÍ

Autor de Tesis

C.I. 2400190357

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por los señores: Juan Fernando Tomalá Soriano y Raymond Estefano Salvatierra Quimi, 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.



Firmado electrónicamente por:
XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ

ING. XAVIER VARGAS GUTIERREZ, MSc.

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres y seres queridos, cuya confianza en nuestro espíritu de superación ha sido un faro constante. Apreciamos su dirección que nos ha guiado en la senda correcta hacia nuestros objetivos. Su apoyo inquebrantable y sus palabras de aliento han sido una fuente inagotable de motivación y fortaleza a lo largo de esta travesía.

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

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

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xvi
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xviii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xxi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	1
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
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LIBERTADOR.....	5
2.2 FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	7
2.2.1 Daño de formación en pozos petroleros.	7
2.2.2 Estimulación de pozos.	13
2.2.3 Esquema convencional de fracturamiento hidráulico.....	14
2.2.4 Fluidos de fracturamiento hidráulico.....	17
2.3 SELECCIÓN DEL MODELO DE FRACTURA.....	23
2.4 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURACIÓN	27
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	30
3.1 ESQUEMA DE TRABAJO	30
3.2 SELECCIÓN DE CANDIDATOS	32
3.2.1 Índice de heterogeneidad	32
3.2.2 Filtro de precandidatos	37
3.3 REQUERIMIENTOS DE DATOS.	39
3.3.1 Factor de daño de candidatos a fracturamiento hidráulico.	40

3.3.2 Condición mecánica de los candidatos.....	41
3.3.3 Selección de agente apuntalante y fluido fracturante.....	42
3.4 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO.....	45
3.4.1 Generación del programa de tratamiento.....	46
3.5 SIMULADOR DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, FRACPRO.....	51
3.5.1 Predicción de factor skin post-fracturamiento.....	56
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	58
4.1 PROGRAMA FINAL DE TRATAMIENTO.....	58
4.2 PREDICCIÓN DEFINITIVA DE DIMENSIONES DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	59
4.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	62
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	66
5.1 CONCLUSIONES.....	66
5.2 RECOMENDACIONES.....	68
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	70
ANEXO A.....	77
ANEXOS B.....	78
ANEXOS C.....	80

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo Libertador en el mapa de bloques petroleros del Ecuador, (Baby et al., 2004; San-Martín et al., 2003; Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).....	5
Figura 2. Región de daño de formación alrededor de un pozo, (Hawkins Jr., 1956).....	11
Figura 3. Región de daño de formación alrededor de una fractura hidráulica, (Cinco-Ley & Samaniego, 1981; Hawkins Jr., 1956).....	12
Figura 4. Directrices generales para la selección de fluidos de fracturación en pozos de petróleo, (Economides & Nolte, 2000).....	21
Figura 5. Diferentes modelos de fractura hidráulica: (a) Geometría PKN, (b) Geometría KGD, (c) Modelo agrupado P3D, (d) Modelo basado en celdas P3D, (Adachi et al., 2007).	23
Figura 6. Geometría de la fractura del modelo PKN, (Perkins & Kern, 1961).....	24
Figura 7. Procedimiento de iteración para determinar tiempo de bombeo, (Guo et al., 2017b).....	29
Figura 8. Enfoque de diseño de la fractura hidráulica. Elaboración propia.	31
Figura 9. Índice de heterogeneidad, (Harami et al., 2013).	35
Figura 10. Distribución de pozos en base al HI de la sección Carabobo, Activo Libertador. Elaboración propia.....	36
Figura 11. Distribución de pozos en base al HI de la sección Shushufindi, Activo Libertador. Elaboración propia.....	36

Figura 12. Historial de producción de precandidatos, sección Shushufindi, Activo Libertador. Elaboración propia.....	38
Figura 13. Historial de producción de precandidatos, sección Carabobo, Activo Libertador. Elaboración propia.....	39
Figura 14. Selección del agente tapón o apuntalante en función de la presión de cierre, (Economides & Nolte, 2000).....	43
Figura 15. Desempeño del apuntalante seleccionado frente a la presión de cierre. Elaboración propia.....	46
Figura 16. Ingreso de programa inicial de fracturamiento hidráulico. Elaboración propia.	52
Figura 17. Indicación gráfica 2D de las dimensiones de la fractura sin optimizar. Elaboración propia.....	53
Figura 18. Indicación gráfica 3D de las dimensiones de la fractura sin optimizar. Elaboración propia.....	54
Figura 19. Planeación de optimización del programa de bombeo. Elaboración propia.	55
Figura 20. Relación conductividad de la fractura y el factor skin equivalente, (Cinco-Ley & Samaniego, 1981).....	56
Figura 21. Longitud media de fractura optimizada vs concentración del apuntalante. Elaboración propia.....	59
Figura 22. Predicción de presiones aplicadas al tratamiento. Elaboración propia.	60
Figura 23. Indicación gráfica 2D de las dimensiones de la fractura hidráulica optimizada. Elaboración propia.....	60
Figura 24. Indicación gráfica 3D de las dimensiones de la fractura hidráulica optimizada. Elaboración propia.....	62
Figura 25. Modelamiento del reservorio-campo Carabobo (Activo Libertador). Elaboración propia.....	63

Figura 26. Optimización de producción de fluidos post-fracturamiento en el total de los pozos candidatos. Elaboración propia.	65
Anexo A1. Esquema general de las condiciones mecánicas de los pozos en estudio. ...	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción aproximada de cada campo del activo Libertador a junio 2019, (Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).	6
Tabla 2. Producción actual del activo Libertador a junio 2023, (BCE, 2023).	6
Tabla 3. Tipos más comunes de daño de formación asociados a diversas condiciones de pozo, (BJ Services, 2000).	7
Tabla 4. Componentes de los fluidos de fracturación, (Economides & Nolte, 2000; Fink, 2011; Harris, 1988).	19
Tabla 5. Diferentes tipos de fluidos de fracturación hidráulica, (Economides & Nolte, 2000; Fink, 2011; Harris, 1988).	20
Tabla 6. Fluidos Fracturantes y condiciones para su uso, (Lake, 2007).	22
Tabla 7. Cálculo de HI, sección Carabobo del Activo Libertador. Elaboración propia.	33
Tabla 8. Cálculo de HI, sección Shushufindi del Activo Libertador. Elaboración propia.	34
Tabla 9. Precandidatos de pozos a partir de la evaluación HI, creación propia.	37
Tabla 10. Fuentes de datos, (Lake, 2007).	40
Tabla 11. Estimación teórica del daño de pozo, (Petroamazonas, 2018).	41
Tabla 12. Detalles generales del hoyo para pozos candidatos, (Petroamazonas, 2018).	41
Tabla 13. Detalles generales del casing para pozos candidatos, (Petroamazonas, 2018).	42

Tabla 14. Detalles generales del tubing para pozos candidatos, (Petroamazonas, 2018).	42
Tabla 15. Fluidos del programa de fracturamiento hidráulico, (Buitrón Garrido & Piedra Bazarro, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016).	46
Tabla 16. Data inicial de diseño de programa de fracturación. Elaboración propia.....	47
Tabla 17. Programa de concentración calculado. Elaboración propia.	49
Tabla 18. Factores adimensionales de conductividad de fractura propuestos. Elaboración propia.	50
Tabla 19. Predicción del simulador para las dimensiones de la fractura hidráulica sin optimizar. Elaboración propia.	54
Tabla 20. Programa de concentración calculado. Elaboración propia.	58
Tabla 21. Dimensiones de la fractura hidráulica optimizada. Elaboración propia.....	61
Tabla 22. Factores skin esperados para los pozos estimulados. Elaboración propia.....	64
Tabla B.1. Propiedades generales geomecánicas de los campos del Activo Libertador.	78
Tabla C.1. Sumario generado para el diseño de fractura hidráulica optimizada.	80

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- API: American Petroleum Institute.
- BCE: Banco Central del Ecuador.
- BPD: Barriles por día.
- BSW: Contenido de agua libre y sedimentos.
- CAR: Carabobo.
- CEPE: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.
- EOJ: End of job.
- HEC: Hidroxietilcelulosa.
- HI: Índice de heterogeneidad.
- HPG: Hidropropil guar.
- HPC: Hidroxipropil celulosa.
- HSB: Apuntalante de alta resistencia.
- IP: Índice de productividad.
- KGD: Khristianovic-Geertsma-deKlerk.
- PAM: Poliacrilamida.
- PKN: Perkins-Kern-Nordgren.
- PVT: Presión, volumen y temperatura.
- SSQ: Shushufindi.
- TVD: Profundidad vertical verdadera.
- VAN: Valor actual neto.
- VES: Tensioactivos viscoelásticos.

“SELECCIÓN DE POZOS PETROLEROS ADECUADOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO LIBERTADOR”

Autor: Juan Fernando Tomalá Soriano

Raymond Estefano Salvatierra Quimi

Tutor: Xavier Vargas Gutiérrez.

RESUMEN

El fracturamiento hidráulico requiere el acoplamiento del comportamiento de la roca y del fluido. Es una de las técnicas más utilizadas en los diversos campos petroleros a nivel global. Se caracteriza por resolver problemas relacionados a baja productividad, que en ocasiones se atribuyen a daños en la perforación y permeabilidad baja del yacimiento. En este marco, el objetivo de este estudio analiza los parámetros que intervienen en el fracturamiento hidráulico, mediante el software especializado, para elegir pozos adecuados a este proceso. El esquema metodológico de esta investigación se basa en: 1) recopilación de datos y selección de pozos candidatos, 2) selección del modelo de fractura hidráulica, apuntalantes y fluido fracturante; y, 3) diseño de fractura y generación de esquema de tratamiento. Los resultados identificaron a los pozos CAR-05, CAR -14 y CAR-15 como candidatos a estimulación. De acuerdo con el HI, los pozos seleccionados del campo Carabobo, demostraron baja producción de petróleo y agua, que es un indicativo de problemas de baja permeabilidad. Algunos pozos de Shushufindi parecían ser buenos candidatos; pero indicaban baja producción de petróleo y casi acercándose al cuadrante de alta producción de agua, por esa razón no fueron seleccionados. Para lograr una longitud media de fractura de 120 ft con ancho de 0.123 in y conductividad de 2363 mD-ft y FcD de 0.5, en forma general para los 3 pozos candidatos, se debe bombear 18776 gal de fracturante YF140.1HTD, 5398 gal de WF140 y 34800 lb de apuntalante Carbolite 20/40, en un tiempo de bombeo 20.4 minutos en 10 etapas a 30 bpm. También se indica

un aumento del 5.5% del factor de recobro, tasas de producción inicial que sobrepasan los 1000 bpd.

PALABRAS CLAVE: diseño de fractura, producción, factor de recobro, Carabobo, Shushufindi.

“SELECTION OF SUITABLE OIL WELLS FOR HYDRAULIC FRACTURING IN THE LIBERTADOR FIELD”

Autor: Juan Fernando Tomalá Soriano

Raymond Estefano Salvatierra Quimi

Tutor: Xavier Vargas Gutiérrez.

ABSTRACT

Hydraulic fracturing requires the coupling of rock and fluid behaviour. It is one of the most used techniques in the various oil fields globally. It is characterised by solving problems related to low productivity that are sometimes attributed to drilling damage and low reservoir permeability. In this framework, the objective of this study is to analyse the parameters involved in hydraulic fracturing using specialised software to choose wells suitable for this process. The methodological scheme of this research is based on 1) data collection and selection of candidate wells, 2) selection of the hydraulic fracture model, proppant and fracturing fluid and 3) fracture design and generation of treatment scheme. The results identified wells CAR-05, CAR -14 and CAR-15 as candidates for stimulation. According to the HI, selected wells in the Carabobo field demonstrated low oil and water production, indicative of low permeability problems. Some Shushufindi wells seemed to be good candidates but indicated low oil production and almost approaching the high water production quadrant; for that reason, they were not selected. To achieve an average fracture length of 120 ft with a width of 0.123 in and conductivity of 2363 mD-ft and FCD of 0.5, in general for the three candidate wells, 18776 gals of YF140.1HTD fracturing, 5398 gals of WF140 and 34,800 lb of Carbolite 20/40 proppant, in a pumping time of 20.4 minutes in 10 stages at 30 bpm. Also indicated is a 5.5% increase in the recovery factor and initial production rates that exceed 1000 bpd.

KEYWORDS: Fracture design, production, recovery factor, Carabobo, Shushufindi.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El campo Libertador se caracteriza por ser un campo maduro, debido a su tiempo y características del yacimiento. En ocasiones presenta problemas de producción como daños de formación, alta producción de arena, deposición de asfaltenos, y alto corte de agua. Lo que evidencia el declive de producción de sus pozos, la producción actual de cada pozo oscila los 350 barriles por día, lo cual representa un valor relativamente bajo, ya que otros pozos mantienen la producción superior a los 5000 barriles por día. Además, existen 20 pozos con sistemas de bombeo electro sumergible, que se encuentran en una zona de la arena U superior, donde las permeabilidades son bajas, lo que dificulta el flujo de fluidos desde el reservorio.

1.2 ANTECEDENTES

Tripoppoom et al. (2020) analizaron un pozo de petróleo en la cuenca Pérmica con fracturamiento hidráulico, mediante datos de análisis de prueba de inyección de fractura de diagnóstico, pruebas PVT, datos de núcleos cercanos al pozo e interpretación petrofísica. Encontraron parámetros inciertos como la geometría y la conductividad de la fractura, la permeabilidad y saturación de agua de la matriz y de la fractura; y las curvas de permeabilidad relativa. Las fracturas y las propiedades del yacimiento se caracterizaron de manera probabilística a partir de datos de producción. Este estudio mejora el diseño de fracturamiento futuro y optimiza la selección de pozos petroleros adecuados al proceso de fracturamiento.

Wang et al. (2018) describieron los efectos sobre la productividad y optimización de los parámetros de las fracturas hidráulicas, analizando propiedades de los yacimientos como la permeabilidad y la porosidad para la estimación de la productividad y el diseño del fracturamiento hidráulico de pozos horizontales de Xianjiang. La optimización de los parámetros del fracturamiento hidráulico se pudo procesar mediante el uso de un modelo homogéneo con permeabilidad promedio, pero el diseño de más fracturas hidráulicas y más largas en la zona de alta permeabilidad tendrá un efecto significativo en la productividad de la etapa inicial, siendo las fracturas hidráulicas con espacio y longitud uniformes mejores por mucho tiempo.

Wang et al. (2015) utilizaron redes de fracturas complejas para mejorar el análisis de presión transitoria de formaciones de petróleo fracturadas hidráulicamente mediante difusividad fractal, representando la porosidad y permeabilidad de la red de fracturas en el volumen de reservorio estimulado. Este modelo brinda una representación real del flujo en diferentes sectores alrededor del pozo horizontal fracturado, generando curvas de tipo más confiables para el análisis de presiones transitorias de formaciones de petróleo.

Molenaar et al. (2022) crearon una base de datos de desempeño de fracturación de pozos estimulados hidráulicamente por fracturamiento en el sur de Omán, considerando variables como producción inicial, tasa bruta y BSW, para establecer la idoneidad del fracturamiento hidráulico en los pozos de petróleo y gas. Los resultados de este estudio demuestran que el rendimiento de la fracturación depende de muchas variables que van desde las propiedades del subsuelo hasta la ejecución de la superficie del trabajo de fracturación.

Mencías (2016) desarrolló un análisis técnico experimental con pozos fracturados y pozos candidatos a la fracturación del campo petrolero Guanta-Dureno, mediante el análisis de variables como reservas, historial de producción, historial de reacondicionamiento, datos de build up, registros eléctricos y registros de cementación. Los resultados muestran simulaciones de diseño de la fractura que comprueban la eficiencia del fracturamiento de tal forma que se incrementa la producción del petróleo.

Pérez et al. (2019) estudiaron la viabilidad del fracturamiento hidráulico en pozos petroleros de México, mediante el análisis de parámetros de terminación de pozos y

sistemas artificiales de recuperación que se pueden determinar antes del fracturamiento hidráulico. Los resultados de este estudio presentan un programa de selección de equipos que depende de sus características geológicas, petrofísicas, plan de perforación y terminación del pozo.

Bustos (2018) seleccionó pozos candidatos para el fracturamiento hidráulico del campo petrolero Gustavo Galindo Velasco a través del historial de producción, estimación de reservas, interpretación de registros eléctricos y diseño de fractura. Encontró el incremento de la producción después de efectuar el fracturamiento hidráulico en pozos seleccionados mediante el uso de indicadores de rentabilidad.

1.3 HIPÓTESIS

Se incrementará la producción de los pozos del campo Libertador, mediante el fracturamiento hidráulico de la arena U superior.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Analizar los parámetros que intervienen en el fracturamiento hidráulico, mediante el software especializado, para elegir pozos adecuados a este proceso.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Desarrollar una metodología de selección de pozos, basadas en el índice de heterogeneidad.
- Realizar el diseño de la fractura, mediante método numérico PKN, para definir la orientación y geometría.
- Analizar el historial de producción, antes y después del fracturamiento.

1.5 ALCANCE

Se pretende investigar conceptos y variables del fracturamiento hidráulico de enfoque cuantitativo y cualitativo. Además, de la implementación del método de heterogeneidad, el cual permitirá identificar los pozos candidatos, en base a los eventos y situaciones.

Finalmente se contrastan las causas del decline de la producción y en qué condiciones se manifiesta; debido a que en el software especializado se diseñarán fracturas con propante y permitirá comprender la ubicación del apuntalante, las mejoras de conductividad, las dimensiones de la fractura, los efectos del daño del apuntalante por aplastamiento, el ajuste en los poros, los ciclos de tensión y el flujo sin Darcy y multifásico.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Productividad del pozo.

1.6.2 Variables Independientes.

- Propiedades Petrofísicas de la arena U superior.
- Registros de reacondicionamientos o pulling.
- Análisis PVT.
- Pérdidas de producción.
- Registros de pozos.
- Esquema o diagrama del pozo.
- Historial de producción.
- Pruebas de presión.
- Propiedades geomecánicas de la roca.
- Reservas.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LIBERTADOR

El campo Libertador se ubica en la provincia de Sucumbíos, al norte de la Cuenca de Oriente, con coordenadas geográficas que van desde la latitud 00°04' a 00°06'S, longitud 76°33'00' a 76°33'00'S. Abarca 96,663 acres (391,2 km²) de extensión (Figura 1) (San-Martín et al., 2003; Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).

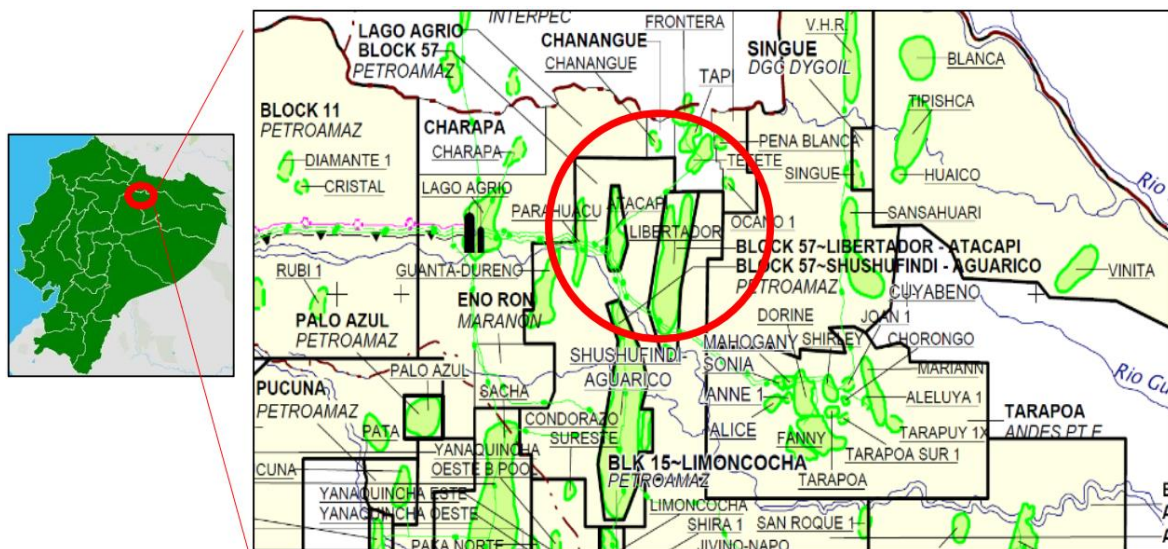


Figura 1. Ubicación del campo Libertador en el mapa de bloques petroleros del Ecuador, (Baby et al., 2004; San-Martín et al., 2003; Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).

El campo Libertador en la Cuenca Oriente de Ecuador fue descubierto en 1982 por CEPE (Petroproducción), perforando el pozo exploratorio Secoya Oeste-1. Aproximadamente el 90% del petróleo original in situ está contenido en las areniscas inferiores 'U' e inferior 'T' de la Formación Napo. El resto se divide en 'T' Superior, 'U' Superior y Basal Tena. Al perforar 98 pozos, Libertador había producido aproximadamente 266 millones de barriles de petróleo en diciembre de 2002.

El rango API es de 22° a 35°. Esto corresponde al 20% del petróleo originalmente presente (San-Martín et al., 2003; Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).

Constituye una de las zonas productoras de petróleo más importantes del país, está conformada por los campos: Secoya, Shuara, Pichincha, Shushuqui. Pacayacu, Atacapi, Parahuacu, Tapi, Tete, Frontera, Carabobo, Ocano, Peña Blanca y Chanangue. Actualmente es operada por Petroamazonas EP. El presente estudio considera los campos Atacapi, Secoya, Shuara y Tapi (Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).

En la información encontrada acerca de la producción registrada por el activo Libertador, se menciona a continuación las producciones aproximadas de sus campos a junio de 2019 (Tabla 1). Además, en la Tabla 2 se resume la producción más actual del activo por el Banco Central del Ecuador (BCE, 2023).

Tabla 1. Producción aproximada de cada campo del activo Libertador a junio 2019, (Zapata Gaibor & Pinto Arteaga, 2019).

Campo	Fluido [BPD]	Petróleo [BPPD]	Agua [BAPD]
Atacapi	13.000	2.000	11.000
Secoya	50.000	5.000	45.000
Pichincha	6.000	700	5.300
Shuara	12.000	1.000	11.000
Tapi	13.000	1.500	11.500
Tetete	8.000	500	7.500

Tabla 2. Producción actual del activo Libertador a junio 2023, (BCE, 2023).

Activo	Corte de agua	Petróleo [BPPD]	Agua [BAPD]
Libertador	91%	11.362	11.2651

2.2 FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.2.1 Daño de formación en pozos petroleros.

El daño a la formación se ha convertido en una expresión muy conocida en la industria del petróleo y el gas, y es la principal razón por la que muchos pozos de inyección de petróleo, gas y agua tienen una baja productividad o inyectividad. Este daño se expresa a menudo como "skin" o "zonal", que se produce cuando se altera la permeabilidad original de la formación productora. El resultado neto de estos daños es una disminución de la capacidad de flujo del pozo (BJ Services, 2000). El daño de formación se debe a muchos factores y puede producirse desde el momento en que se penetra la formación, mediante perforación, hasta cualquier momento durante la vida de un pozo:

- Invasión de sólidos.
- Hinchamiento de arcilla y migración de finos.
- Cambios en la humectabilidad.
- Precipitación química.
- Bloques de emulsión.
- Bloques de agua.
- Bacterias por productos.
- Deposición orgánica.
- Deposición de incrustaciones.
- Daños por perforación.

Tabla 3. Tipos más comunes de daño de formación asociados a diversas condiciones de pozo, (BJ Services, 2000).

Pozo nuevo	Pozo viejo	Pozo de inyección
<ul style="list-style-type: none"> • Invasión de fluidos y/o sólidos. a. Sólidos del lodo. b. Filtración de lodos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deposición de incrustaciones y corrosión. • Bloques de agua y emulsiones. • Materiales parafínicos-asfálticos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deposición de incrustaciones y corrosión. • Hinchamiento de arcilla. • Petróleo.

- c. Cemento.
 - Hinchamiento de arcillas y migración de finos.
 - Sólidos no filtrados.
-

Se reconoce comúnmente que el daño a la formación, se debe a la penetración de líquidos o sólidos. La comprensión general del daño de formación y su efecto es esencial para la selección de un tratamiento. Los daños en la formación pueden dividirse en dos tipos: (1) daños superficiales o en el interior del pozo, y (2) daños de moderados a profundos.

➤ **Daño superficial**

Este tipo de daño suele producirse durante la perforación y la terminación de pozos nuevos, así como durante las operaciones de reparación. La invasión de lodo de perforación y otros sólidos en la formación, crea un cilindro de permeabilidad reducida alrededor del pozo y disminuye el caudal de fluido y gas en la perforación. En la cara del pozo se forma una torta de filtración dura e impermeable, compuesta principalmente por las partículas sólidas de los fluidos de perforación. Algunas de estas partículas pueden incluso penetrar en la formación, taponando los poros y fracturas del sistema. La profundidad de penetración es difícil de determinar, aunque en general se acepta que los sólidos no penetran más de unos pocos centímetros (BJ Services, 2000; Hawkins Jr., 1956; McLeod, 1983; Schechter, 1992).

➤ **Daño moderado/profundo**

La filtración o pérdida de agua de los fluidos de perforación o terminación, penetrará aún más en la formación. Generalmente se acepta que la profundidad de penetración del filtrado es comúnmente de uno o dos pies; pero puede llegar hasta siete u ocho pies en algunos casos. El volumen de filtración depende de varios factores, tales como:

- a) El tiempo de contacto del fluido de perforación/acabado con la formación.
- b) Las propiedades del fluido de perforación/completación.
- c) Las características de la formación.

Antes de las operaciones de perforación o reacondicionamiento, la formación está en equilibrio con fluidos de formación vírgenes. El daño resultante en la formación causado por

la entrada de fluidos extraños, depende de la compatibilidad del fluido invasor, con la formación y los fluidos de la formación (Hawkins Jr., 1956; McLeod, 1983).

Ejemplos de daños moderados a profundos que pueden resultar de la invasión de fluidos extraños son: hinchamiento y dispersión de arcilla de formación, precipitación química, bloques de emulsión, inversión de la humectabilidad de los bloques de agua, crecimiento bacteriano, deposición orgánica y de incrustaciones. La deposición de materiales orgánicos e incrustaciones, se produce generalmente durante la producción del pozo; pero puede ser inducida por interacciones entre fluidos in situ y fluidos invasores (Bageri et al., 2023; Civan, 2023a; Schechter, 1992). En general, la mayoría de estos problemas pueden corregirse si se utiliza el tratamiento adecuado. Sin embargo, la prevención de estos problemas es más económica y eficaz que intentar repararlos.

➤ **El efecto de daño de formación**

Medios porosos es el término más científico aplicado a las sustancias comunes de los yacimientos petrolíferos conocidas como rocas. Las rocas son materiales en parte sólidos (la matriz) y en parte vacíos (los poros). Un pie cúbico de roca puede estar formado por 0,75 pies cúbicos de sólido y el resto, o 0,25 pies cúbicos, de vacío (BJ Services, 2000). La porosidad (ϕ) de la roca es por definición la fracción de la roca formada por espacio vacío.

Algunos de los espacios porosos están conectados entre sí, mientras que otros están como una burbuja en un trozo de vidrio. La existencia de espacios porosos conectados, da lugar al término permeabilidad. La permeabilidad (k) es la capacidad de una roca para transmitir o permitir que un fluido fluya a través de ella. Por lo tanto, si una roca porosa tiene huecos conectados en toda su longitud, existe permeabilidad (Civan, 2023c).

La mayoría de los yacimientos comerciales de petróleo y gas, son rocas calizas, dolomitas y areniscas. Las características físicas de estas rocas varían. Las areniscas suelen tener una permeabilidad uniforme y una porosidad continua. Esto da lugar a una condición de flujo radial hacia el interior del pozo (BJ Services, 2000; Lake, 2007). Las calizas y dolomitas, sin embargo, suelen tener patrones de permeabilidad irregulares y porosidad discontinua. El flujo de fluidos puede producirse principalmente a través de fracturas naturales. Sin embargo, estas fracturas pueden producir canales de flujo de alta permeabilidad, para formar

un sistema de flujo, muy parecido a un cuerpo de arena radialmente uniforme (Economides et al., 1994a). La productividad o inyectividad de un pozo depende en gran medida, tanto de la permeabilidad, como del radio de la zona alterada que rodea inmediatamente al pozo. Para comprender mejor el efecto de los daños en la formación, es importante repasar cómo fluye el petróleo y el gas a través de un material poroso y cómo éste puede resultar dañado (Civan, 2023d).

➤ **Evaluación del daño**

Hawkins (1956) introdujo por primera vez el concepto de factor de daño, para describir los efectos del daño de formación alrededor de un pozo. Una región dañada se representa como una zona de permeabilidad reducida adyacente al pozo. La Figura 2 representa la vista de mapa de un pozo vertical, rodeado por una zona dañada en la región cercana al pozo. Basándose en una condición de flujo radial, Hawkins propuso la siguiente ecuación para calcular el factor de daño asociado a este pozo:

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

En esta ecuación, r_w es el radio del pozo, r_s es el radio de la zona dañada, con una permeabilidad media k_s , y k es la permeabilidad del yacimiento. Sólo hay tres resultados posibles al evaluar el factor skin s :

- **Factor skin positivo, $s > 0$**

Cuando existe una zona dañada cerca del pozo, k_s es menor que k y, por tanto, s es un número positivo. La magnitud del factor de daño skin aumenta a medida que disminuye k_s y aumenta la profundidad del daño r_s .

- **Factor de daño negativo, $s < 0$**

Cuando la permeabilidad alrededor del pozo k_s es mayor que la de la formación k , existe un factor de daño negativo. Este factor negativo indica un mejor estado del pozo.

- **Factor de daño cero, $s = 0$**

El factor de daño cero se produce cuando no se observa ninguna alternancia en la permeabilidad alrededor del pozo, es decir, $k_s = k$.

En un pozo fracturado hidráulicamente, existe un factor de daño similar, que puede utilizarse para describir el daño de la formación, alrededor de una fractura, causado por la fuga de fluido de fracturación. La Figura 3 ilustra la zona dañada alrededor de la fractura en un pozo vertical, interceptado por una fractura vertical; pero el yacimiento no se muestra aquí. Cinco-Ley & Samaniego (1981) proporcionaron una ecuación para cuantificar este factor de daño skin de la siguiente manera:

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

En esta ecuación, b_s es la profundidad del daño normal a la cara de la fractura, k_s es la permeabilidad media en la zona dañada, x_f es la semilongitud de la fractura y k es la permeabilidad del yacimiento.

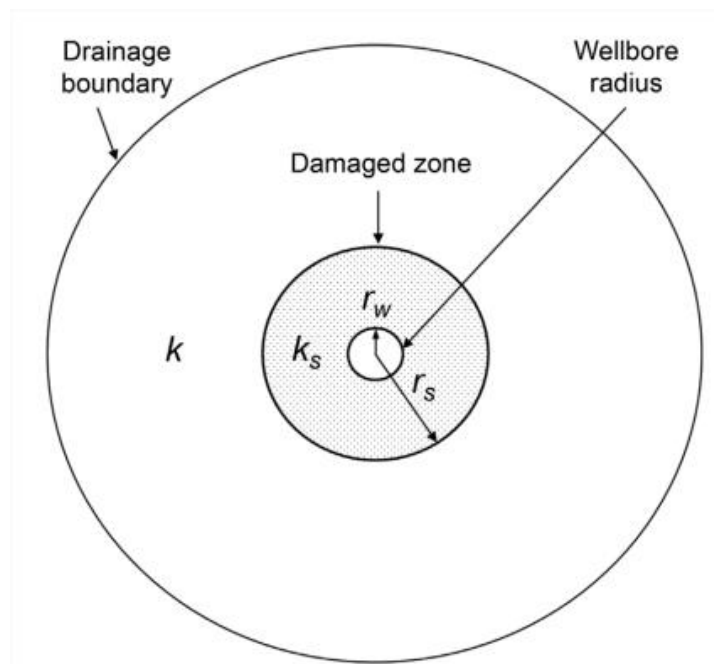


Figura 2. Región de daño de formación alrededor de un pozo, (Hawkins Jr., 1956).

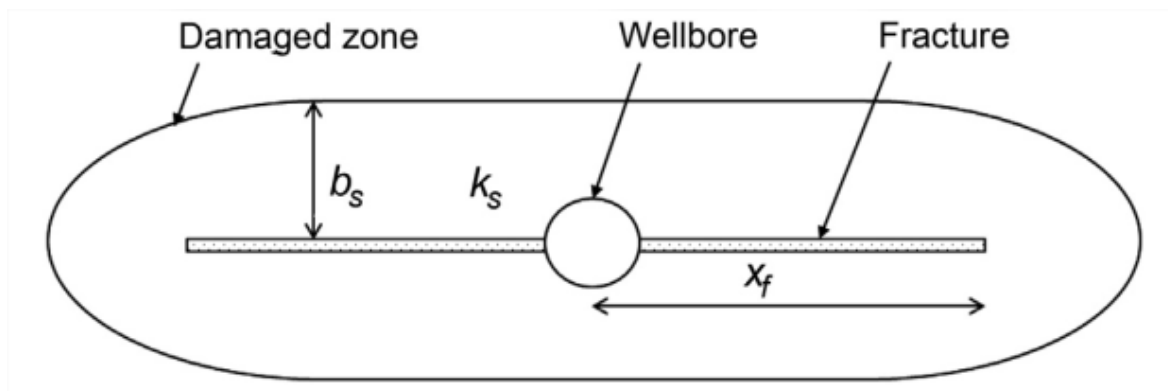


Figura 3. Región de daño de formación alrededor de una fractura hidráulica, (Cinco-Ley & Samaniego, 1981; Hawkins Jr., 1956).

Además de los factores skin descritos anteriormente, existe otro concepto denominado pseudofactor skin. La restricción al flujo de fluidos en este caso, resulta de la baja densidad y la corta distancia de los disparos y/o de la penetración/terminación parcial (es decir, un pozo está parcialmente terminado en todos los intervalos de pago). El factor de pseudo-skin puede determinarse independientemente mediante otros métodos (Hong, 1975; Jones & Watts, 1971). Una vez calculado el pseudofactor de daño, debe restarse del factor de daño total obtenido de la prueba del pozo, para obtener el factor de daño de la formación real.

El daño de formación puede identificarse a partir de mediciones de campo y pruebas de laboratorio. Las mediciones de campo realizadas durante las pruebas de pozos se utilizan para calcular los factores de daño. Un factor de daño total obtenido a partir de la prueba de pozos, incluye los efectos, tanto del daño verdadero de la formación como del pseudodaño. Las pruebas de pozos son una técnica eficaz para detectar daños en la formación. Puede proporcionar una medida global del daño de la formación, pero no el radio ni la permeabilidad de la zona dañada. Los registros de resistividad proporcionan mejor información sobre la profundidad y el grado de invasión del filtrado de lodo, pero la invasión del filtrado no es lo mismo que el daño de formación. Los registros de pozos proporcionan indicaciones cualitativas de posibles daños en la formación. La revisión del historial de producción y el análisis del rendimiento del pozo proporcionan información adicional que puede utilizarse para definir el daño de formación (Civan, 2023c, 2023a; Hong, 1975; Jones & Watts, 1971).

Las mediciones sobre el terreno no revelan las causas del daño de formación, que es fundamental para controlar y remediar con éxito el daño de formación. Las causas del daño de formación pueden definirse mejor en pruebas de flujo de laboratorio. Las investigaciones del daño de formación mediante la realización de ensayos de testigos se utilizan habitualmente para determinar las causas, el grado y la extensión del daño, así como factores como la velocidad y la concentración críticas de sal (Civan, 2023c).

2.2.2 Estimulación de pozos.

Para hacerlo correctamente, el ejercicio de ingeniería del proceso de decisión para la estimulación de pozos requiere un conocimiento considerable de diversos procesos. Pocas actividades de la industria petrolera o afines utilizan un espectro tan amplio de ciencias y tecnologías como la estimulación de pozos, tanto en la matriz como en la fracturación (Economides & Nolte, 2000). Como ocurre con muchos procesos de ingeniería, la estimulación debe culminar en el diseño, la selección del tratamiento específico y, por supuesto, la selección de los pozos candidatos. Para elegir entre las distintas opciones, de las cuales una es no realizar nada, es necesario disponer de un medio de comparación económica de los beneficios incrementales ponderados frente a los costos (Civan, 2023b; Economides & Nolte, 2000; Guo et al., 2017a; McLeod, 1983).

Los daños en las formaciones son un tema constante al que se enfrentan los ingenieros petroleros, ya que pueden causar una reducción significativa de la productividad de los pozos y del rendimiento económico. En muchos casos, el costo de la prevención de daños es menor que el del control de daños o las medidas correctoras. Cada operación de campo puede ser una fuente potencial de daños en la formación. Como resultado, el daño agregado es a menudo una combinación de fenómenos complicados, con uno o más mecanismos de daño dominantes en determinadas circunstancias. Una vez identificados los orígenes del daño de formación, pueden tomarse las medidas correctoras adecuadas (Guo et al., 2017a; Schechter, 1992).

➤ **Estimulación por fracturación hidráulica**

La estimulación mediante fracturación hidráulica es una técnica eficaz para evitar daños en los pozos. La mejora de la productividad suele verse afectada negativamente por el daño de la matriz debido al bloqueo de agua, la invasión de finos durante el escape y el hinchamiento de las arcillas, especialmente en formaciones de baja permeabilidad (Keelan & Koepf, 1977). Sin embargo, la productividad del pozo fracturado puede incrementarse sustancialmente utilizando fluidos compatibles y aditivos de control de fugas adecuadamente seleccionados (Keelan & Koepf, 1977).

➤ **Estimulación mediante tratamiento químico a baja presión**

Bridges & Society of Petroleum Engineers (2000) explicó que los tratamientos químicos pueden realizarse mediante la inyección de ácidos para disolver los depósitos de taponamiento, mediante la inyección de soluciones tensioactivas para romper un bloque de emulsión o modificar la humectabilidad de la formación.

2.2.3 Esquema convencional de fracturamiento hidráulico.

La estimulación por fracturación se utiliza para superar los efectos adversos del daño de formación y la baja permeabilidad, acelerar la producción, aumentar las reservas y controlar la producción de agua y sólidos de formación. Estas aplicaciones de fracturación requieren diferentes diseños de estimulación por fracturación para alcanzar sus objetivos. Por lo tanto, es importante disponer de un medio de evaluación de los diseños de tratamiento para determinar cuál es el enfoque óptimo. Las técnicas de optimización económica de la fracturación pueden utilizarse para llevar a cabo esta evaluación (Meng & Brown, 1987; Veatch, 1983). Estas referencias también proporcionan los procedimientos de cálculo para el análisis económico.

El proceso de optimización de la fractura requiere la capacidad de predecir la geometría y el costo de la fractura, el rendimiento y los ingresos del yacimiento y, a continuación, asociar estos flujos de costos e ingresos con una evaluación económica. En las siguientes secciones se analizan algunas consideraciones para la optimización de las fracturas.

Los procedimientos de optimización requieren métodos para determinar la geometría de la fractura y la producción de la fractura apuntalada. Pueden adoptar la forma de un nomograma, soluciones analíticas, modelos bidimensionales o tridimensionales (2D o 3D) para el cálculo de la geometría y del índice de productividad (IP), curvas tipo o modelos analíticos o numéricos de yacimientos para la simulación de la producción. La precisión de la optimización debería aumentar con la sofisticación de los modelos y la precisión de los parámetros de entrada. Se justifica la realización de estudios de sensibilidad de los parámetros de entrada con valores inciertos (Schechter, 1992; Veatch, 1983).

Un procedimiento básico para la optimización económica es el siguiente (Economides et al., 1994a; Economides & Nolte, 2000; Schechter, 1992; Veatch, 1983):

1. Seleccionar los sistemas de fluidos aplicables a la formación a fracturar.
2. Seleccionar el agente propante en función de los requisitos de tensión y conductividad.
3. Determinar el caudal de bombeo máximo admisible en función de las limitaciones de presión de la boca del pozo y los tubulares. La velocidad de inyección óptima es un equilibrio entre la disminución de la pérdida de fluido y el aumento de la potencia a medida que aumenta la velocidad. También debe tenerse en cuenta la degradación por cizallamiento, en el caso de algunos sistemas de fluidos de fracturación.
4. Seleccionar un modelo apropiado de propagación de la fractura (por ejemplo, pseudo-3D, o P3D) para las características de la formación y el comportamiento de la presión, sobre la base de pruebas in situ de esfuerzos y de laboratorio, tratamientos de calibración y análisis de registros (por ejemplo, perfil de esfuerzos, gamma ray).
5. Desarrollar los datos de entrada necesarios para el modelo o modelos geométricos seleccionados.
6. Determinar la penetración de la fractura y la conductividad de la fractura, para un tamaño de tratamiento y una concentración de apuntalante, seleccionados mediante simulación directa o determinar los volúmenes de fluido y apuntalante necesarios y la conductividad de la fractura obtenida para una penetración seleccionada, mediante simulación inversa. Determinar la fracción óptima del tapón. Si el modelo no tiene en cuenta los daños en la conductividad del polímero, deberá utilizarse una conductividad dañada estimada.

7. Determinar la tasa de producción y la recuperación acumulada a lo largo de un período de tiempo seleccionado, para una penetración específica y su conductividad correspondiente.
8. Calcular el valor actual de los ingresos netos de la producción, en función de un tipo de descuento (es decir, la suma de los valores actuales de cada año del periodo seleccionado).
Calcular el costo total del tratamiento, incluidos los costos asociados a los fluidos, los agentes propantes y la potencia hidráulica.
9. Calcular el VAN de la fractura, restando el coste del tratamiento de los ingresos netos descontados del pozo (paso 9 menos paso 8).
10. Repita el ciclo de cálculo anterior, para aumentos incrementales de la longitud, hasta que el VAN disminuya o se alcance una longitud máxima.

Construya curvas que muestren el VAN de la fractura u otros criterios económicos apropiados, en función de la penetración de la fractura. Cuando el VAN empiece a disminuir, al aumentar la longitud de la fractura, la producción acumulada para las longitudes específicas seguirá aumentando.

El ciclo puede repetirse para otros materiales o condiciones, como otros fluidos y concentraciones de aditivos, tasas de inyección, tipos de agentes de propante y concentraciones máximas, o incluso con otros modelos geométricos. El proceso puede llevar mucho tiempo, y el número de iteraciones debe depender de la precisión requerida y de la exactitud de los parámetros de entrada. Los ciclos pueden repetirse en función de la sensibilidad de los parámetros para determinar los límites. Los parámetros de entrada más importantes y con mayor potencial de error son la permeabilidad de la formación y la conductividad de la fractura. Afortunadamente, varios modelos económicos combinan la geometría y los modelos de yacimientos para permitir la realización de estudios detallados en un tiempo razonable (Nolte & Economides, 1991).

La optimización económica entre los distintos fluidos de fracturación, como los fluidos a base de aceite, a base de agua y de espuma, es difícil. Estos fluidos suelen elegirse por su compatibilidad con los fluidos de formación o por sus propiedades de limpieza, y sus beneficios económicos no pueden cuantificarse a menos que características como el daño a la formación, el daño del polímero al paquete de apuntalante y el tiempo de limpieza puedan

determinarse, mediante los modelos de producción o incluirse por otros medios en el análisis. Por ejemplo, si se sabe que un fluido de fracturación de espuma reducirá el tiempo de limpieza, el costo de limpieza puede reducirse para el fluido de espuma, en relación con el de un fluido sin espuma. Algunos factores de riesgo e incertidumbre también pueden asociarse a diversos parámetros de entrada y supuestos de comportamiento (Nolte & Economides, 1991).

2.2.4 Fluidos de fracturamiento hidráulico.

En general, un tratamiento de fracturación hidráulica consiste en bombear un fluido viscoso libre de apuntalante, o tapón, que suele ser agua con algunos aditivos de fluido, para generar una alta viscosidad, en un pozo más rápido de lo que el fluido puede escapar a la formación. Esto hace que aumente la presión y se rompa la roca, creando fracturas artificiales o ampliando las existentes.

Tras fracturar la formación, se añade al fluido un agente propante o apuntalante, como la arena. La capacidad de transporte de apuntalante de un fluido base depende del tipo de aditivos viscosificantes que se hayan añadido al agua base (Fink, 2011). Desde finales de la década de 1950, más de la mitad de los tratamientos de fracturación se han llevado a cabo con fluidos que contienen goma guar o derivados de guar como hidropropil guar (HPG), hidroxipropil celulosa (HPC), carboximetil guar y carboximetil hidropropil guar.

Los agentes reticulantes basados en complejos de boro, titanio, circonio o aluminio se utilizan normalmente para aumentar el peso molecular efectivo de los polímeros y hacerlos más adecuados para su uso en pozos de alta temperatura. También se utilizan derivados de la celulosa, como la hidroxietilcelulosa (HEC) o HPC y la celulosa carboximetilhidroxietil, con o sin reticulantes. El xantano y el escleroglucano también han demostrado tener una excelente capacidad de suspensión de los agentes de propante, pero son más caros que los derivados del guar y, por lo tanto, se utilizan con menos frecuencia. La poliacrilamida (PAM) y los polímeros y copolímeros de poliacrilato se suelen utilizar para aplicaciones de alta temperatura o como reductores de la fricción a bajas concentraciones para todos los intervalos de temperatura (Fink, 2011).

Los fluidos de fracturación acuosos sin polímeros pueden obtenerse utilizando tensioactivos viscoelásticos (VES). Estos fluidos se preparan normalmente mezclando cantidades apropiadas de tensioactivos adecuados, como tensioactivos aniónicos, catiónicos, no iónicos. Su viscosidad se atribuye a la estructura tridimensional formada por los componentes de los fluidos. La viscosidad aumenta cuando la concentración de tensioactivo supera una concentración crítica y las moléculas de tensioactivo se agregan en micelas, que pueden interactuar para formar una red con un comportamiento viscoso y elástico (Fink, 2011).

Los agentes de propante pueden ser arenas, agentes de sostén cerámicos de resistencia intermedia o bauxitas sinterizadas, que pueden recubrirse con una resina, para mejorar su capacidad de aglomeración. Seleccionando agentes de sostén con propiedades contrastadas, como la densidad, el tamaño o la concentración, se consiguen diferentes velocidades de sedimentación.

Los tratamientos Waterfrac combinan fluidos de bajo costo y baja viscosidad para estimular los yacimientos de baja permeabilidad. Los tratamientos se basan en los mecanismos de creación de permeabilidad (desprendimiento de la roca), desplazamiento de la roca por cizallamiento y alta concentración localizada de apuntalante, para crear una conductividad adecuada, siendo este último mecanismo el principal responsable del éxito del tratamiento. El mecanismo puede describirse de forma análoga a una cuña que parte madera.

Para que el tratamiento tenga éxito, la viscosidad del fluido debe disminuir hasta niveles cercanos a los del agua después de colocar el agente de sostén, lo que permite recuperar una parte del fluido de tratamiento, sin producir cantidades excesivas de agente de sostén, después de abrir el pozo y volver a ponerlo en producción. Si la viscosidad del fluido es baja, fluirá de forma natural desde la formación bajo la influencia de los fluidos de formación. Esta reducción o conversión de la viscosidad, se denomina rotura y se consigue incorporando agentes químicos, denominados rompedores, al gel inicial.

El momento de la ruptura también es de gran importancia. Los geles que se rompen prematuramente pueden provocar la sedimentación del material de sostén en suspensión. Penetran antes de una distancia suficiente en la fractura producida. La rotura prematura también puede provocar una reducción prematura de la viscosidad del fluido, con la consiguiente anchura inadecuada de la fractura. Por otra parte, los fluidos gelificados que se

rompen demasiado lentamente, pueden provocar una recuperación lenta del fluido de fracturación, con el consiguiente retraso en la reanudación de la producción.

Pueden surgir problemas adicionales, como la tendencia del apuntalante a desprenderse de la fractura, lo que provoca un cierre al menos parcial y una disminución de la eficacia de la operación de fracturación. Es preferible que el gel de fracturación comience a romperse cuando finalicen las operaciones de bombeo y que se rompa por completo, en un plazo aproximado de 24 horas, tras la finalización del tratamiento.

Fink (2011) ofrece una revisión general de los aditivos disponibles en el mercado para los fluidos de fracturación. Los posibles componentes de un fluido de fracturación se enumeran en la tabla 4, que indica la complejidad de la formulación de un fluido de fracturación. Algunos aditivos no pueden utilizarse juntos, como los aditivos gelificantes del petróleo en un sistema a base de agua. Más del 90% de los fluidos están basados en agua. Los fluidos acuosos son económicos y pueden controlar una amplia gama de propiedades físicas, si se utilizan con aditivos. Los aditivos para los fluidos de fracturación tienen dos propósitos (Harris, 1988):

- Mejoran la creación de fracturas y la capacidad de transporte de apuntalante; y,
- Minimizan el daño a la formación.

Los viscosificadores, como los polímeros y los agentes reticulantes, los estabilizadores de temperatura, los agentes de control del pH y los materiales de control de la pérdida de fluido, contribuyen a la creación de una fractura. El daño a la formación se reduce, mediante rompedores de gel, biocidas, tensioactivos, estabilizadores de arcilla y gases. La Tabla 5 resume los distintos tipos de fluidos y técnicas utilizados en la fracturación hidráulica.

Tabla 4. Componentes de los fluidos de fracturación, (Economides & Nolte, 2000; Fink, 2011; Harris, 1988).

Componente/Categoría	Función/Observación
Polímeros a base de agua	Espesante, para transportar el apuntalante, reduce las fugas en la formación.
Reductores de fricción	Reducen la resistencia en los tubos.

Aditivos de pérdida de fluido	Formar la torta de filtración, reducir las fugas en la formación si el espesante no es suficiente.
Rompedores	Degradan el espesante después del trabajo o desactivan el reticulante (gran variedad de mecanismos químicos diferentes).
Emulsionantes	Para geles premezclados de gasóleo.
Estabilizadores de arcilla	Para formaciones arcillosas.
Tensioactivos	Evitan la humectación por agua de la formación.
No emulsionantes	
Aditivos de control del pH	Aumentan la estabilidad del fluido (por ejemplo, para aplicaciones a temperaturas elevadas).
Reticulantes	Aumentan la viscosidad del espesante.
Espumantes	Para fluidos de fracturación a base de espuma.
Estabilizadores de gel	Mantienen los geles activos durante más tiempo.
Antiespumantes	
Aditivos gelificantes del aceite	Igual que los reticulantes para fluidos de fracturación a base de aceite.
Biocidas	Evitan la degradación microbiana.
Sistemas de gel a base de agua	Comunes.
Sistemas de gel reticulados	Aumentan la viscosidad.
Sistemas alcohol-agua	
Sistemas a base de aceite	Utilizados en formaciones sensibles al agua.
Tapones de polímero	Utilizados también para otras operaciones.
Concentrados de gel	Gel premezclado a base de gasóleo.
Apuntalantes recubiertos de resina	Material para apuntalantes.
Cerámica	

Tabla 5. Diferentes tipos de fluidos de fracturación hidráulica, (Economides & Nolte, 2000; Fink, 2011; Harris, 1988).

Tipo	Observaciones
Fluidos base agua	Predominante.

Fluidos base aceite	Sensibles al agua; mayor riesgo de incendio.
Fluidos a base alcohol	Raramente utilizados.
Fluidos de emulsión	Alta presión, baja temperatura.
Fluidos a base de espuma	Baja presión, baja temperatura.
Fractura con agua gelificada no compleja	Tecnología sencilla.
Fractura con espuma de nitrógeno	Limpieza rápida.
Fractura compleja con agua gelificada	A menudo la mejor solución.
Concentrados de gel premezclados	Mejoran la logística del proceso.
Técnica de precipitación	Reduce la escala.

La selección del fluido de fractura para el tratamiento, es una decisión crítica. Economides & Nolte (2000) desarrollaron un diagrama de flujo, que se puede utilizar para seleccionar la categoría de fluido de fractura, en función de factores como la temperatura del yacimiento, la presión del yacimiento, el valor esperado de la longitud media de la fractura y la sensibilidad al agua. La figura 4 presenta el diagrama de flujo de selección de fluidos para un pozo de petróleo y es compatible con la información de la tabla 6.

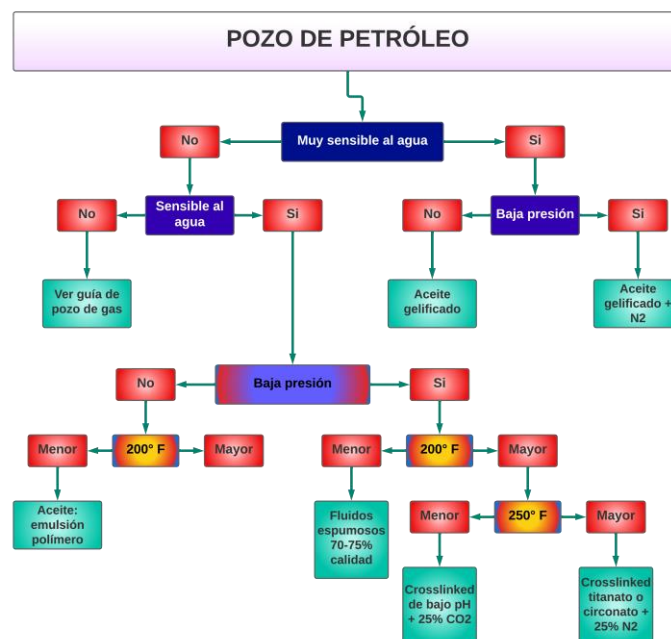


Figura 4. Directrices generales para la selección de fluidos de fracturación en pozos de petróleo, (Economides & Nolte, 2000).

Tabla 6. Fluidos Fracturantes y condiciones para su uso, (Lake, 2007).

Fluido base	Tipo de fluido	Composición principal	Empleado para
Agua	Lineal	Guar, HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas, baja temperatura.
	Crosslinked	Crosslinker + Guar, HPG, CMHPG o CMHEC	Fracturas largas, alta temperatura.
	Micelar	Electrolito + surfactante	Fracturas de longitud moderada, temperatura moderada.
Espuma	Basado en agua	Espumante + N_2 o CO_2	Formaciones de baja presión.
	Basado en ácido	Espumante + N_2	Formaciones de carbonatos, baja presión.
	Basado en alcohol	Metanol + espumante + N_2	Baja presión, formaciones sensibles al agua.
Aceite	Lineal	Agente gelificante	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua.
	Crosslinked	Agente gelificante + crosslinker	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua.
	Emulsión de agua	Agua + aceite + emulsificante	Fracturas de longitud moderada, buen control de pérdida de fluido.
Ácido	Lineal	Guar o HPG	Fracturas cortas, formaciones carbonato.
	Crosslinked	Crosslinker + Guar o HPG	Fracturas más largas y anchas, formaciones de carbonatos.
	Emulsión aceite	Ácido + aceite + emulsificador	Fracturas de longitud moderada, formaciones de carbonato.

Para utilizar la figura 4, se debe seguir una trayectoria que depende de la temperatura de la formación, la presión del yacimiento y una variable intangible. Llamada sensibilidad del agua. Para un yacimiento de baja temperatura y alta presión, se debe considerar la conductividad de fractura y longitud de fractura deseadas. Economides & Nolte (2000) sugieren que la figura 4 también se puede utilizar para seleccionar un fluido, para fracturar un yacimiento de petróleo que no sea sensible al agua.

La definición de lo que comprende un yacimiento sensible al agua y qué causa el daño, no siempre está clara. La mayoría de los yacimientos contienen agua y la mayoría de los yacimientos de petróleo pueden inundarse con éxito. Por lo tanto, la mayoría de los tratamientos de fractura deben bombearse con fluidos de fractura adecuados a base de agua. Los fluidos ácido-base se pueden utilizar en carbonatos; sin embargo, muchos yacimientos carbonatados profundos han sido estimulados con éxito, con fluidos a base de agua, que contienen agentes de apuntalamiento. Los fluidos a base de aceite deben usarse sólo en depósitos de petróleo, cuando se haya demostrado de manera concluyente que los fluidos a base de agua no funcionan. Bombear fluidos a base de aceite es más peligroso que bombear fluidos a base de agua y se debe tener especial cuidado en el campo.

2.3 SELECCIÓN DEL MODELO DE FRACTURA

La selección del modelo hidráulico es una fase crítica en el diseño de cualquier tratamiento de fracturación hidráulica. El seguimiento de los tratamientos de campo reales ha demostrado que la fractura crece de forma complicada debido a la estratificación, la heterogeneidad y las fracturas naturales de la formación (Adachi et al., 2007). Por lo tanto, la selección de un modelo de fracturación depende en gran medida de las características de la formación.

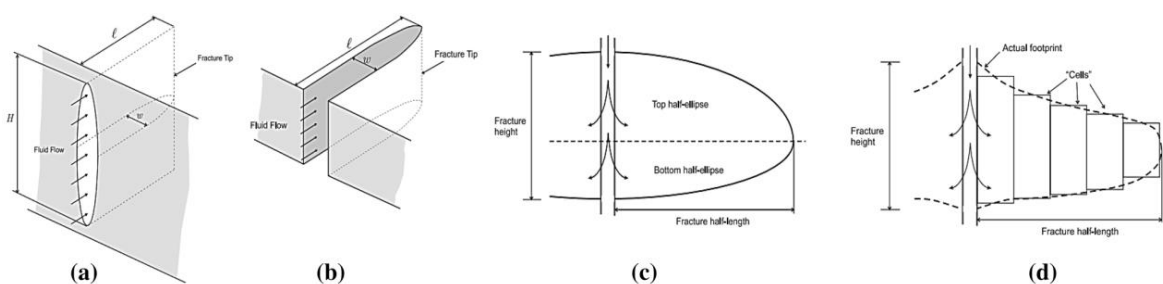


Figura 5. Diferentes modelos de fractura hidráulica: (a) Geometría PKN, (b) Geometría KGD, (c) Modelo agrupado P3D, (d) Modelo basado en celdas P3D, (Adachi et al., 2007).

Los modelos de fractura hidráulica se clasifican en modelos bidimensionales, modelos pseudotridimensionales (P3D) y modelos tridimensionales (figura 5) (Adachi et al., 2007; Guo et al., 2007). En los modelos bidimensionales se utilizan ecuaciones analíticas 2D en las que se asume la altura de la fractura (Allen et al., 2018). Los modelos Perkins-Kern-

Nordgren (PKN) y Khristianovic-Geertsma-deKlerk (KGD) son los dos más utilizados para el diseño de tratamientos de fracturas en 2D. El primero se utiliza cuando la semilongitud de la fractura es lo suficientemente grande como para superar la anchura de la fractura, mientras que el segundo se utiliza cuando la altura de la fractura es mayor que su longitud (Geertsma & Haafkens, 1979). Sin embargo, estos modelos no pueden aplicarse a yacimientos estratificados y no son capaces de simular la propagación lateral y vertical (Wong, 2018).

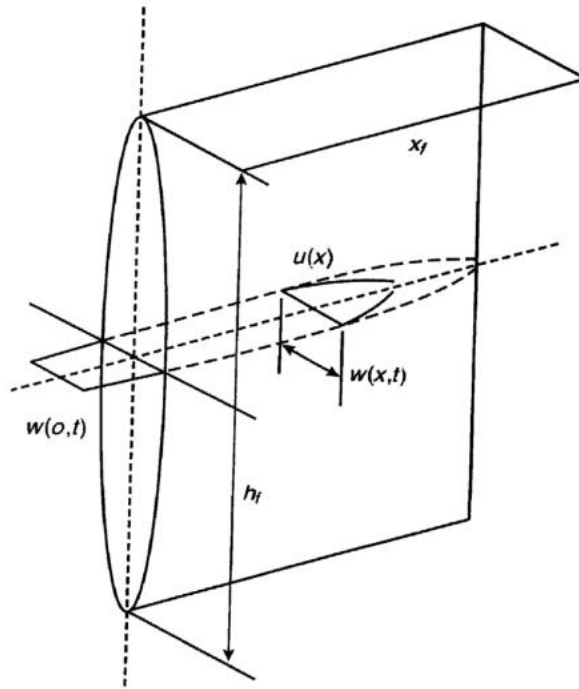


Figura 6. Geometría de la fractura del modelo PKN, (Perkins & Kern, 1961).

El modelo PKN fue desarrollado por primera vez por Perkins & Kern (1961) sin las consideraciones de pérdida y almacenamiento de fluidos (tasa de cambio de volumen de fractura). Perkins y Kern derivaron una solución analítica para la propagación de una fractura vertical suponiendo una altura de fractura fija y una sección transversal elíptica en el plano vertical, como se ilustra en la figura 6. Además, implicaron que sólo el ancho máximo del perfil de ancho elíptico en cualquier posición a lo largo de la longitud de la fractura es proporcional a la presión neta en esa posición propuesta por (Sneddon & Elliot, 1946):

$$w_{\max}(x) = \frac{2(1 - \nu^2)p_{net}(x)h_f}{E} \quad (3)$$

donde $w_{\max}(x)$ es el ancho máximo de la fractura en la posición x a lo largo de la longitud de la fractura, $p_{net}(x)$ es la presión neta en la posición x y h_f es la altura fija de la fractura. También indicaron que la presión neta en la punta de la fractura es cero, es decir, la presión del fluido en la punta de la fractura es igual a la tensión mínima de la roca. Con eso, se puede derivar una solución del ancho máximo de fractura en la posición x para una fractura simétrica de dos alas, que se expresa como:

$$w_{\max}(x) = 3 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu q_i (x_f - x)}{E} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (4)$$

Donde x_f es la longitud media de la fractura.

Como se observa en la ecuación 4, la presión neta $p_{net}(x)$ es función de la posición x a lo largo de la fractura. La presión neta máxima ocurre en el pozo ($x = 0$). Una combinación de las ecuaciones 3 y 4 dan como resultado la presión neta máxima que se produce en el pozo de la siguiente manera:

$$p_{net,max} = \frac{3(\mu q_i x_f)^{1/4} [E/(1 - \nu^2)]^{3/4}}{2h_f} \quad (5)$$

La ecuación 6 indica que una formación que tiene un módulo de Young más alto requiere una presión neta más alta para lograr las mismas dimensiones de fractura (longitud y altura) si todo lo demás es igual. Es importante reconocer que la presión neta en el pozo es proporcional al módulo de Young elevado a tres cuartos. Tenga en cuenta que las Ecs. 3 a 5 se expresan en un sistema de unidades consistente. El ancho máximo de fractura en el pozo ($x = 0$) en unidades de yacimiento petrolífero es el siguiente:

$$w_w = 0.39 \left[\frac{(1 - \nu^2) \mu q_i L}{E} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (6)$$

Donde w_w es el ancho máximo de fractura en el pozo en pulgadas, h_f la altura de la fractura en ft, μ en cP, q_i en bbl/min, L está en pies ft, ν es la relación de Poisson y E está en psi.

Dado que la sección transversal de la fractura es elíptica, la anchura media en el pozo es $\left(\frac{\pi}{4}\right) w_w$. Sin embargo, la anchura media en toda la fractura viene dada por:

$$\bar{w} = \left(\frac{\pi}{5}\right) w_w \quad (7)$$

La ecuación 7 indica que la influencia de la relación de Poisson en el ancho de la fractura es insignificante para la mayoría de las rocas, ya que los valores de la relación de Poisson para la mayoría de las formaciones petroleras están entre 0,2 y 0,3, y que el ancho de la fractura es proporcional al cuarto de la raíz del producto de la viscosidad del fluido y velocidad de bombeo. Para crear suficiente ancho de fractura para permitir el transporte de apuntalante, es mucho más fácil aumentar la viscosidad del fluido que aumentar la velocidad de bombeo. Para duplicar la tasa de bombeo, se requiere duplicar la potencia con más equipo. En los diseños de tratamiento de fracturación, un cambio de slickwater a un fluido gelificado puede aumentar la viscosidad del fluido más de 100 veces. Basado en la ecuación 6, duplicar la tasa de bombeo solo aumentará el ancho de la fractura en un 19%, mientras que aumentar la viscosidad del fluido 100 veces conducirá a un incremento del ancho en un 216%.

Nordgren (1972) añadió tanto la pérdida como el almacenamiento de fluidos al modelo de Perkins y Kern, que ahora se conoce como modelo PKN, y derivó un conjunto diferente de soluciones. El modelo de Nordgren generalmente requiere soluciones numéricas. Se pueden obtener soluciones analíticas simples para dos casos limitantes: la aproximación dominada por el almacenamiento sin efectos de fuga y las aproximaciones de alta fuga. Incluso para el caso sin efectos de fuga, el modelo de Nordgren es ligeramente diferente del modelo de Perkins y Kern ya que se incluyen los efectos del almacenamiento (tasa de cambio del volumen de la fractura). La aproximación dominada por el almacenamiento del modelo Nordgren, expresada en unidades de yacimiento petrolífero, se expresa como:

$$x_f = 58.07 \left[\frac{Eq_i^3}{(1 - \nu^2)\mu h_f^4} \right]^{\frac{1}{5}} t^{\frac{4}{5}} \quad (8)$$

$$w_w = 0.99 \left[\frac{(1 - \nu^2)\mu q_i^2}{Eh_f} \right]^{\frac{1}{5}} t^{\frac{1}{5}} \quad (9)$$

Donde x_f es la longitud media de la fractura en pies, q_i está en bbl/min, h_f es la altura de la fractura en pies, t es el tiempo de bombeo en min, w_w es el ancho máximo de la fractura en el pozo en pulgadas, μ está en cP y E está en psi.

Una fractura de altura fija puede ser válida en algunos casos si las tensiones en las formaciones por encima y por debajo de la zona productiva son lo suficientemente grandes como para evitar el crecimiento de cualquier fractura fuera de la zona productiva. Es importante destacar que incluso para fracturas contenidas la solución PKN sólo es válida para fracturas más largas. Como regla general, la longitud de la fractura debe ser al menos tres veces la altura.

2.4 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURACIÓN

El único objetivo de la fracturación hidráulica es estimular la producción del pozo, mediante la creación de un camino conductor que se extiende desde el pozo, hasta lo profundo del yacimiento. El objetivo de un diseño de tratamiento es proporcionar un programa de bombeo, que se compone del tipo de fluido, el volumen de fluido, el tipo de apuntalante, la concentración de apuntalante y la tasa de bombeo. Un diseño de tratamiento que incluya la información anterior debe basarse en la estimulación objetiva, las propiedades del yacimiento, la disponibilidad de materiales, la capacidad del equipo y las consideraciones económicas.

Basado en los primeros trabajos de Nolte (1986) y la información de Economides et al. (1994b), a continuación, se describe un resumen de los procedimientos de diseño de tratamiento utilizando el modelo PKN:

Suponga que se desea alcanzar una longitud media de fractura x_f y una tasa de inyección q_i para bombear, y se calcula el ancho promedio de fractura w utilizando un modelo de fractura seleccionado.

Con base en el balance de materiales, resuelva el volumen del fluido de inyección V_{inj} a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{inj} = V_{frac} + V_{Leakoff} \quad (10)$$

Donde; $V_{inj} = q_i t_i$ y $V_{frac} = A_f \bar{w}$, entonces:

$$V_{Leakoff} = 2A_f r_p K_L (C_L \sqrt{t_i} + S_p) \quad (11)$$

Donde S_p es una pérdida repentina y;

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right]$$

$$r_p = \frac{h}{h_f} \quad (12)$$

$$A_f = 2x_f h_f$$

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}}$$

$$V_{pad} = V_{inj} \frac{1 - \eta}{1 + \eta} \quad (13)$$

Dado que K_L depende de la eficiencia del fluido η , que al principio no se conoce, se requiere un procedimiento de iteración numérica. El procedimiento se ilustra en la figura 7.

Generar el programa de concentración de apuntalante utilizando:

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_{inj} - t_{pad}} \right)^\varepsilon \quad (14)$$

Donde c_f es la concentración final en ppg. La concentración del apuntalante en libras por galón de fluido añadido (ppga) es expresado como:

$$c'_p = \frac{c_p}{1 - c_p/\rho_p} \quad (15)$$

Y;

$$\varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} \quad (16)$$

Predecir la anchura de la fractura apuntalada utilizando:

$$w_p = \frac{C_p}{(1 - \phi_p)\rho_p} \quad (17)$$

Donde:

$$\begin{aligned} C_p &= \frac{M_p}{2x_f h_f} \\ M_p &= \bar{C}_p (V_{inj} - V_{pad}) \\ \bar{C}_p &= \frac{c_f}{1 + \varepsilon} \end{aligned} \quad (18)$$

A continuación, se describen algunas de las variables presentadas en las ecuaciones anteriores.

$V_{Leakoff}$ es el volumen filtrado, A_f área de fractura, r_f relación entre el espesor de la arena y la altura de la fractura, C_L coeficiente de filtrado, $c_p(t)$ programa de mezcla de apuntalantes, C_p concentración de colocación de apuntalante, M_p peso del apuntalante.

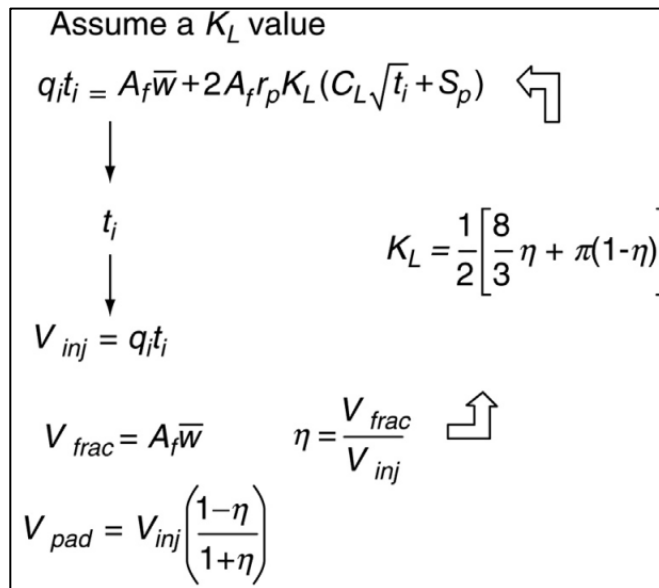


Figura 7. Procedimiento de iteración para determinar tiempo de bombeo, (Guo et al., 2017b).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 ESQUEMA DE TRABAJO

La fracturación hidráulica es una tecnología ampliamente aceptada para desbloquear yacimientos no convencionales y producir fluidos de hidrocarburos a tasas viables; pero alcanzar estas tasas requiere un diseño óptimo del tratamiento de fracturación hidráulica. Este estudio presenta un enfoque para diseñar una fractura hidráulica adecuada, con una selección de materiales apropiada y longitudes medias de fractura optimizadas. En este enfoque, inicialmente se selecciona un modelo de fractura hidráulica para el diseño de la fractura, teniendo en cuenta los esfuerzos de la formación y la propagación de la fractura. A continuación, se seleccionan los agentes apuntalantes o propantes y los fluidos de fracturación, en función de las tensiones in situ, la permeabilidad y conductividad de la fractura hidráulica, la sensibilidad de la formación al agua y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Luego de seleccionar los materiales mencionados, se dispone a iterar con longitudes medias de fracturas hidráulicas, en función de las cantidades de agentes apuntalantes bombeadas, y se trazan sus respuestas de producción. De acuerdo con esto, se comparan los tratamientos de fractura, seleccionando el tratamiento óptimo que incremente la recuperación de fluidos, junto con la baja cantidad de apuntalante bombeado, lo que en última instancia aumenta los ingresos y supone una menor carga para la economía del proyecto. Por tanto, el enfoque utilizado en este estudio, ayudará con el diseño de futuros tratamientos de fracturación hidráulica con una fractura hidráulica optimizada, lo que se traducirá en altas tasas de producción de hidrocarburos, y a reducir el coste global, mediante la selección de fluidos de fracturación compatibles y cantidades adecuadas de agentes apuntalantes.

Este enfoque sigue los siguientes pasos: (1) Selección de un modelo de fractura hidráulica basado en los esfuerzos de la formación, la propagación de la fractura y los mecanismos de confinamiento, (2) Selección de un agente apuntalante adecuado basado en los esfuerzos in situ y en la alta permeabilidad del agente apuntalante, (3) Selección de fluidos de fracturación, en función de la sensibilidad del agua con la formación, la viscosidad del fluido de fracturación y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, (4) Simulación de las semilongitudes de las fracturas hidráulicas a partir de los materiales seleccionados; y, (5) Comparación de esas semilongitudes de fractura, para determinar una semilongitud de fractura óptima y, por tanto, un tratamiento de fractura hidráulica óptimo. El flujo de trabajo de este enfoque se muestra en la Figura 8.

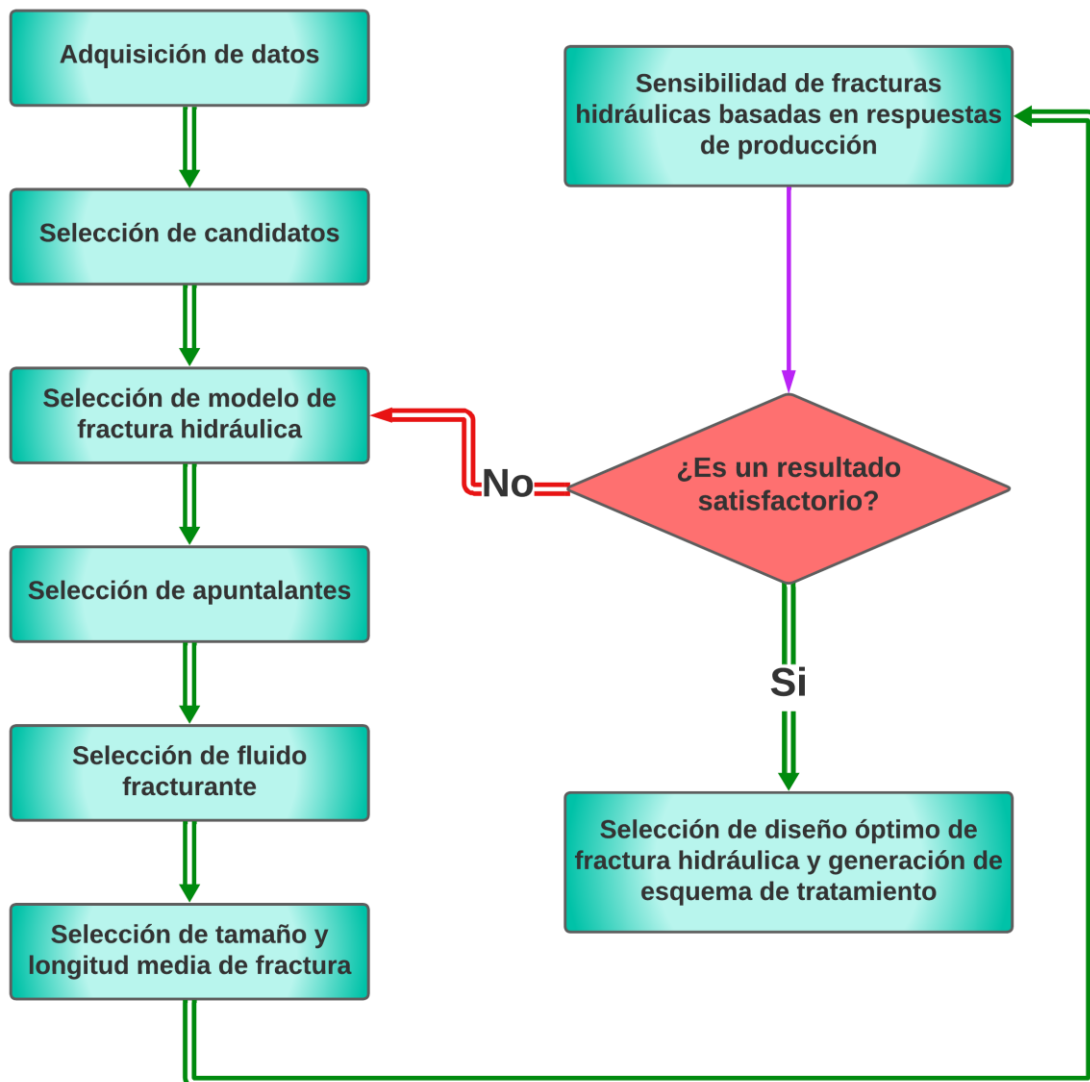


Figura 8. Enfoque de diseño de la fractura hidráulica. Elaboración propia.

3.2 SELECCIÓN DE CANDIDATOS

El éxito o el fracaso de un tratamiento de fractura hidráulica, depende a menudo de la calidad del pozo candidato seleccionado para el tratamiento. La elección de un candidato excelente para la estimulación suele garantizar el éxito, mientras que la elección de un candidato deficiente normalmente se traduce en un fracaso económico. Para seleccionar el mejor candidato para la estimulación, se debe considerar muchas variables. Los parámetros más críticos para la fracturación hidráulica son los siguientes; la permeabilidad de la formación, la distribución de esfuerzos in situ, la viscosidad del fluido del yacimiento, el factor de daño, la presión del yacimiento, la profundidad del yacimiento y el estado del pozo. El factor de daño indica si el yacimiento ya está estimulado o está dañado. Si el factor skin es positivo, el yacimiento está dañado y el pozo podría ser un candidato excelente para la estimulación.

Los mejores pozos candidatos para los tratamientos de fracturación hidráulica tienen un volumen sustancial de petróleo y gas in situ y necesitan aumentar el índice de productividad. Estos yacimientos tienen una zona de pago gruesa, una presión de media a alta, barreras de esfuerzos in situ para minimizar el crecimiento de la altura vertical, y una zona de baja permeabilidad o una zona que ha sido dañada (alto factor de daño).

Los yacimientos que no son buenos candidatos para la fracturación hidráulica son los que contienen poco petróleo o gas debido a su escaso espesor, su baja presión o su pequeña extensión. Los yacimientos con una permeabilidad extremadamente baja pueden no producir suficientes hidrocarburos para pagar todos los costes de perforación y terminación, incluso si se estimulan con éxito; por lo tanto, estos yacimientos no serían buenos candidatos para la estimulación.

3.2.1 Índice de heterogeneidad

El análisis del Índice de Heterogeneidad (HI) es el proceso de comparar el rendimiento de un pozo individual con el rendimiento medio de su grupo en función del tiempo, tal como se explica en la (Figura 5) y se define como:

$$HI = \frac{\text{valor}_{well}}{\text{valor}_{promedio-well}} - 1 \quad (19)$$

En este análisis, el rendimiento de los pozos se compara a nivel de pozo. Los resultados de cada pozo pueden considerarse mejores o peores que la media y pueden compararse fácilmente entre sí mediante diagramas de dispersión.

El punto fuerte de este análisis es la facilidad con la que se pueden identificar los cambios en el rendimiento de un pozo. Los cambios repentinos en la tendencia de una curva HI pueden indicar un pozo y un momento en el que se ha realizado una reparación. Conocer la frecuencia y el tipo de estimulaciones realizadas puede llevar a comprender su impacto positivo o negativo en el comportamiento del pozo. El análisis ayuda a determinar una relación entre la mejora del rendimiento y las características de los tratamientos de estimulación para ayudar en el diseño de futuros tratamientos.

Como se definió anteriormente, las secciones SSQ (Shushufindi) y CAR (Carabobo) son las seleccionadas para la evaluación de pozos candidatos. Lo siguiente es el cálculo de HI (ecuación 19) por cada sección y luego trazar los gráficos de dispersión y aplicar las reglas de selección de pozos.

Tabla 7. Cálculo de HI, sección Carabobo del Activo Libertador. Elaboración propia.

Pozo	BPPD	BWPD	HI (Oíl)	HI (agua)
CAR-01	49.00	2184.00	-0.906	0.289
CAR-02	70.00	2029.00	-0.865	0.198
CAR-03	86.00	3464.00	-0.834	1.045
CAR-04	56.00	2635.00	-0.892	0.555
CAR-05	63.00	490.00	-0.879	-0.711
CAR-06	964.00	796.00	0.856	-0.530
CAR-07	28.00	3201.00	-0.946	0.890

CAR-08	104.00	2463.00	-0.8	0.454
CAR-09	2304.00	651.00	3.436	-0.616
CAR-10	1787.00	1016.00	2.44	-0.400
CAR-11	837.00	848.00	0.611	-0.499
CAR-12	32.00	1494.00	-0.938	-0.118
CAR-13	84.00	2153.00	-0.838	0.271
CAR-14	84.00	1543.00	-0.838	-0.089
CAR-15	8.00	1291.00	-0.985	-0.238
CAR-16	1755.00	847.00	2.379	-0.500
Promedio	519.438	1694.06		

Tabla 8. Cálculo de HI, sección Shushufindi del Activo Libertador. Elaboración propia.

Pozo	BPPD	BWPD	HI (Oíl)	HI (agua)
SSQ-01	583.00	1031.00	-0.349	-0.056
SSQ-02	5.00	1600.00	-0.994	0.465
SSQ-03	2281.00	198.00	1.547	-0.819
SSQ-04	2600.00	343.00	1.904	-0.686
SSQ-05	153.00	2772.00	-0.829	1.538
SSQ-06	215.00	980.00	-0.76	-0.103
SSQ-07	1899.00	690.00	1.121	-0.368
SSQ-08	500.00	710.00	-0.442	-0.350
SSQ-09	698.00	947.00	-0.22	-0.133
SSQ-10	20.00	1649.00	-0.978	0.510

Promedio	895.4	1092
-----------------	-------	------

El proceso de HI proporcionó un método de selección rápido para identificar los pozos candidatos preliminares con un comportamiento anómalo (rendimiento superior/inferior) para su posterior análisis y, lo que es más importante, proporcionó la base para el enfoque general de estructuras de producción.

El análisis HI se ha realizado en los principales yacimientos incluidos individualmente en la zona del estudio de desarrollo del yacimiento. Una vez realizada la preselección, se aplicó un proceso de clasificación para priorizar los pozos que debían someterse a un examen detallado (alto, medio y bajo). A continuación, se identificaron algunos pozos con "alto potencial" y se aplicaron modelos para evaluar y prever el potencial de incremento de la producción e intentar determinar y evaluar la mejor acción probable.

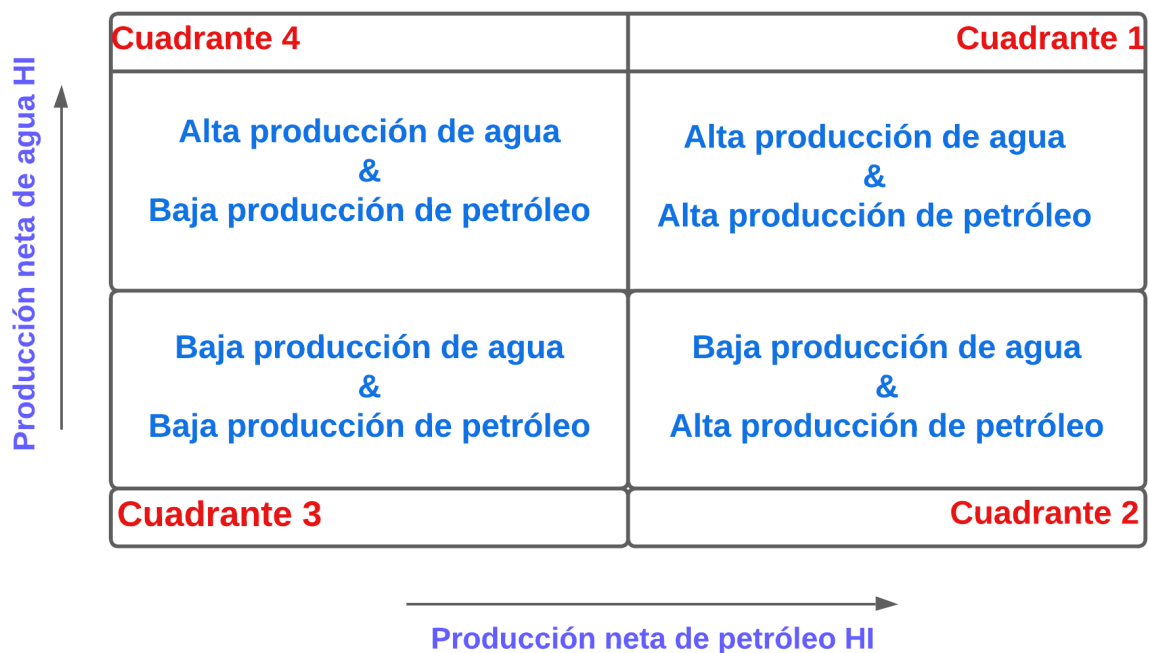


Figura 9. Índice de heterogeneidad, (Harami et al., 2013).

Con las tablas 7 y 8, se construyeron las figuras 10 y 11 de las secciones Carabobo y Shushufindi, respectivamente. Para la propuesta de fracturamiento hidráulico con las consideraciones de la figura 8, indican que los pozos que se agrupan en el cuadrante 3 serían buenos pre-candidatos (baja producción de petróleo y agua), estos pozos fueron etiquetados gráficamente con puntos rojos.

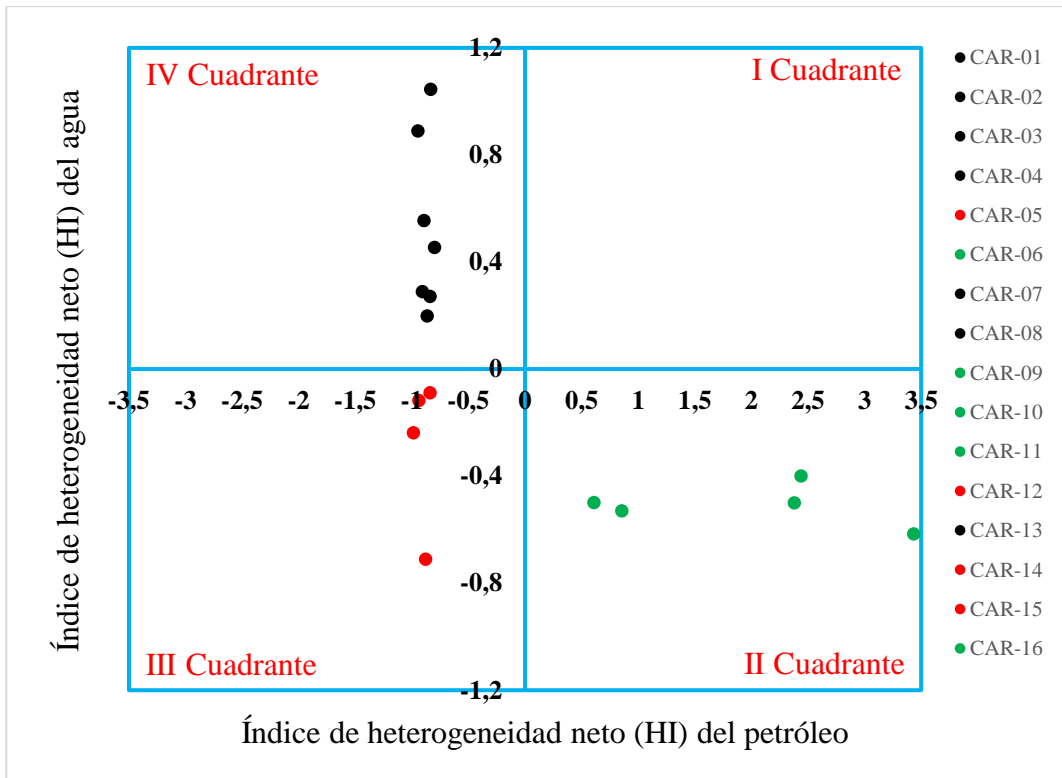


Figura 10. Distribución de pozos en base al HI de la sección Carabobo, Activo Libertador.
Elaboración propia.

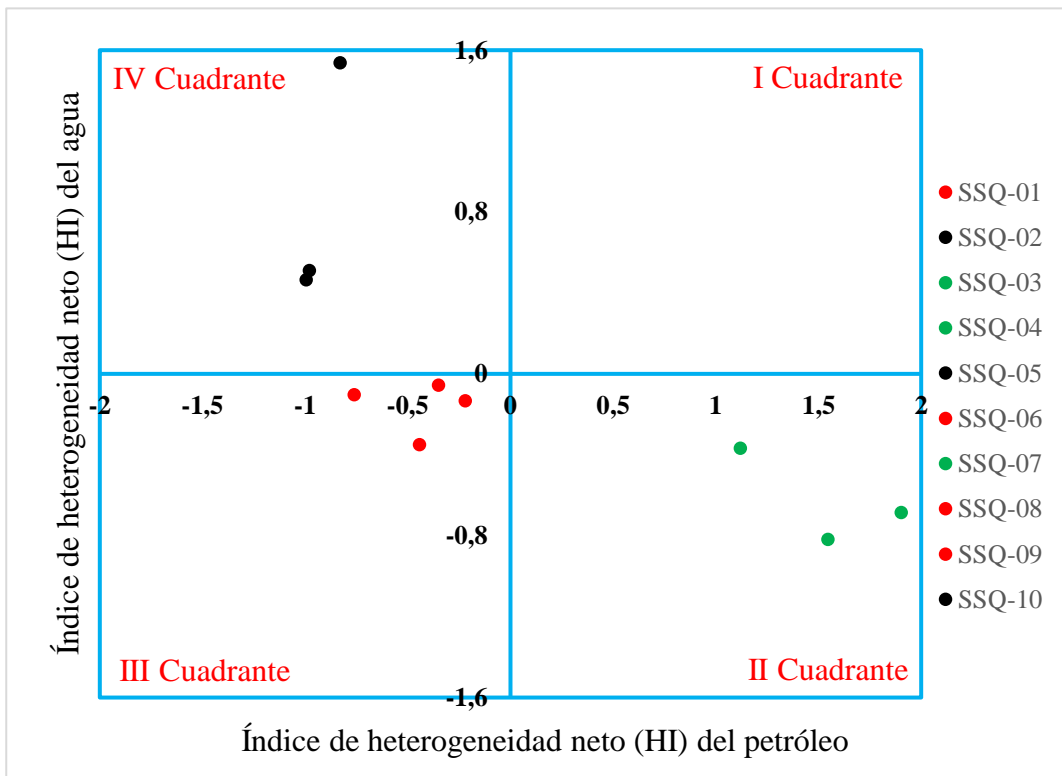


Figura 11. Distribución de pozos en base al HI de la sección Shushufindi, Activo Libertador.
Elaboración propia.

A continuación, se identificaron algunos pozos con "alto potencial" y se aplicaron otras estrategias para un mejor filtro y evaluar la mejor acción probable, que se detallarán más adelante.

Tabla 9. Precandidatos de pozos a partir de la evaluación HI, creación propia.

Sección	Pozos
Carabobo	CAR-05, CAR-12, CAR-14, CAR-15
Shushufindi	SSQ-01, SSQ-06, SSQ-08, SSQ-09

3.2.2 Filtro de precandidatos

Se implementó otra estrategia sencilla para un mejor filtrado, y es observar el historial de producción de los precandidatos. Los precandidatos de la sección Shushufindi de inmediato se pueden descartar porque su historial evidencia una producción constante con leves caídas, pero recuperándose en otros puntos y aunque las tasas no alcanzan los 1000 bpd, siguen siendo buenos productores. Además, todo este grupo de pozos tienen un comportamiento similar, por lo que podría ser un fenómeno natural de esta sección. Se puede agregar que no conocemos si estos pozos tienen historial más antiguo o en definitiva esto es su historial de origen, porque una de las demandas para aplicar fracturamiento es que estos pozos anteriormente hayan registrado altas tasas de producción de petróleo. Por último, hay que analizar muy bien si amerita realizar fracturamiento a estos pozos, debido a que existe la posibilidad de la figura 12 sea su comportamiento máximo.

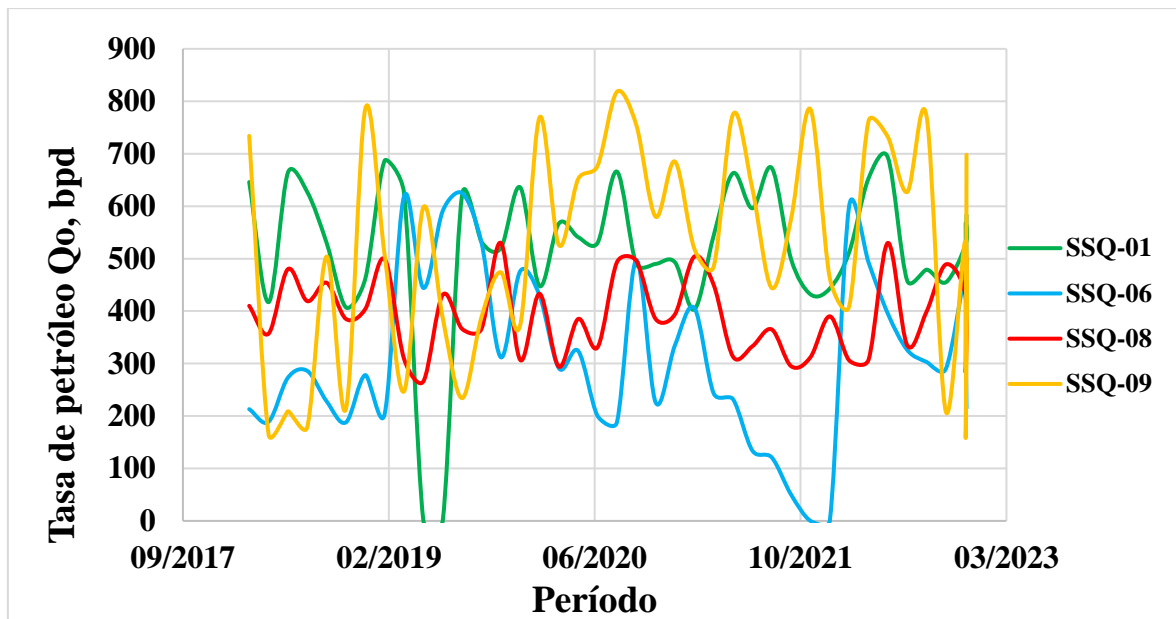
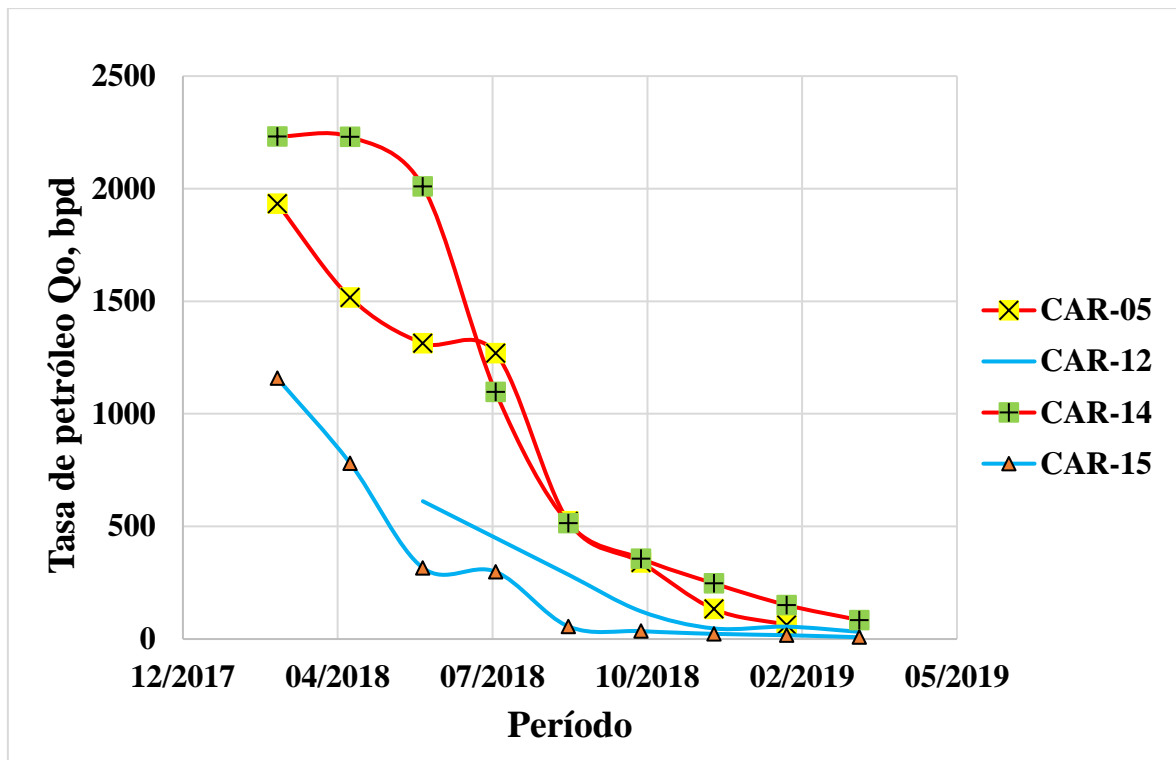


Figura 12. Historial de producción de precandidatos, sección Shushufindi, Activo Libertador.

Elaboración propia.

Con respecto a la sección Carabobo (figura 13), tienen mejor perfil de candidatos. En realidad, todos calificarían a una evaluación de fracturamiento hidráulico, pero si hay que elegir los mejores, serían los pozos; CAR-05 Y CAR-14, debido a sus altas tasas de producción inicial y que luego declinan rápidamente. Los pozos CAR-12 y CAR-15 están con menor rendimiento que los anteriores, en especial el CAR-12 que su mejor tasa es aproximadamente 500 bpd. En definitiva, los candidatos seleccionados para una evaluación de fracturamiento hidráulico en esta investigación, fueron: CAR-05, CAR-14 y CAR-15.



*Figura 13. Historial de producción de precandidatos, sección Carabobo, Activo Libertador.
Elaboración propia.*

3.3 REQUERIMIENTOS DE DATOS.

Los datos más importantes para diseñar un tratamiento de fractura, son el perfil de tensiones in situ, la permeabilidad de la formación, las características de pérdida de fluido, el volumen total de fluido bombeado, el tipo y cantidad de agente de apuntalamiento, el volumen de la plataforma, la viscosidad del fluido de fractura, la tasa de inyección y el módulo de formación. Es muy importante cuantificar el perfil de tensiones in situ y el perfil de permeabilidad de la zona a estimular, además de las capas de roca por encima y por debajo de la zona objetivo, que influirán en el crecimiento de la altura de la fractura.

Existe un método estructurado que se debe seguir para diseñar, optimizar, ejecutar, evaluar y reoptimizar los tratamientos de fractura en cualquier yacimiento. El primer paso es siempre la construcción de un conjunto de datos completo y preciso. La Tabla 11 enumera las fuentes de los datos necesarios, para ejecutar modelos de yacimiento y propagación de fracturas. El ingeniero de diseño debe ser capaz de analizar registros, núcleos, datos de producción y datos de pruebas de pozos, y debe ser capaz de examinar archivos de pozos para obtener

toda la información necesaria, para diseñar y evaluar el pozo que se va a tratar con fractura hidráulica.

Tabla 10. Fuentes de datos, (Lake, 2007).

Elementos de información	Fuentes
Permeabilidad de la formación, md	Núcleos, pruebas de pozo, correlaciones, data de producción.
Porosidad de formación, %	Núcleos, registros.
Presión de reservorio, psi	Pruebas de pozo, archivos de pozo, dará regional.
Módulo de formación, psi	Núcleos. registros, correlaciones.
Compresibilidad de la formación, psi	Núcleos. registros, correlaciones.
Relación de Poisson	Núcleos. registros, correlaciones.
Profundidad de formación, ft	Registros, historial de perforación.
Esfuerzos in situ, psi	Pruebas de pozo, registros, correlaciones.
Temperatura de formación, °F	Registros, pruebas de pozo, correlaciones.
Dureza de fractura, $\text{psi}-\sqrt{in}$	Núcleos, correlaciones.
Saturación de agua, %	Registros, núcleos.
Espesor zona de pago, ft	Registros, núcleos.
Espesor bruto de pago, ft	Registros, núcleos, historial de perforación.
Litología de la formación	Núcleos, historial de perforación, registros, historial geológico.
Completación del pozo	Archivos de pozo, prognosis de completación.
Fluidos de fractura	Información de la compañía de servicio.
Propantes de fractura	Información de la compañía de servicio.

3.3.1 Factor de daño de candidatos a fracturamiento hidráulico.

Tanto la productividad como la inyectividad de un pozo pueden verse significativamente afectadas por la caída de presión en la región cercana al pozo, comúnmente conocida como piel. El factor de daño (S) es un parámetro utilizado para cuantificar la magnitud del efecto de daño, o la caída de presión adimensional. debido a la presencia de una zona de daño en las cercanías del pozo.

Esta variable puede determinarse con pruebas de presión (buildup); pero al no disponer de esta información, se la va a determinar teóricamente con una ecuación reordenada de la sustitución de la ecuación de (Darcy, 1856; Van Everdingen & Hurst, 1949).

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\mu \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (19)$$

Dónde: q es la tasa de flujo, k es permeabilidad, h es espesor, \bar{p} es presión promedio de reservorio, p_{wf} es presión de fondo fluyente, β es factor volumétrico, μ es viscosidad, r_e es radio de drenaje, r_w radio de pozo y S es el daño por invasión en el pozo. En algunas de estas propiedades se utilizó valores promedios por la indisponibilidad de estos, para todos los pozos (k, h, \bar{p} , β , μ , r_e , r_w). A continuación, se presenta los valores de daños teóricos calculados.

Tabla 11. Estimación teórica del daño de pozo, (Petroamazonas, 2018).

Pozo	Q	k	h	\bar{p}	p_{wf}	β	μ	r_e	r_w	S
	bpd	mD	ft	psi	psi	rb/stb	cP	ft	ft	Adim
CAR-05	63.00				3000					12.27≈12.3
CAR-14	84.00	360	25	3120	3037	1.27	7.79	790	0.34	6.37≈ 6.4
CAR-15	23.00				3063					15.97≈16.0

3.3.2 Condición mecánica de los candidatos.

Se utilizó un esquema genera, para los pozos seleccionados, debido a sus características similares (Anexo A1). Del diagrama se obtuvo la información más relevante para su uso en el software FracPro y se detalla a continuación (todos los pozos son asignados como verticales con MD/TVD igual a 8570.00 ft):

Tabla 12. Detalles generales del hoyo para pozos candidatos, (Petroamazonas, 2018).

Longitud sección	Nombre de sección	Diámetro	Diámetro broca
ft		in	in

3600	Intermedia	12.00	12.25
8580-3600=4980	Producción	7.00	8.50

Tabla 13. Detalles generales del casing para pozos candidatos, (Petroamazonas, 2018).

Profundidad	Nombre de sección	Casing ID	Casing OD	Peso	Grado
ft		in	in	lb/ft	
3600	Intermedia	8.681	9 5/8	53.5	C-40
8570	Producción	6.276	7.00	46.1	S-95

Tabla 14. Detalles generales del tubing para pozos candidatos, (Petroamazonas, 2018).

Profundidad	Nombre de sección	Tubing ID	Tubing OD	Peso	Grado
ft		in	in	lb/ft	
6547	Tubing	2.992	3.500	12.95 o 9.30	L-80 o N- 80

3.3.3 Selección de agente apuntalante y fluido fracturante.

La figura 14 presenta un diagrama de flujo creado por Economides & Nolte (2000) para seleccionar agentes de apuntalamiento. Para utilizar el diagrama, se debe determinar el esfuerzo máximo efectivo sobre el agente de apuntalamiento. El esfuerzo efectivo máximo depende del valor mínimo de presión de fondo de pozo, que fluye esperada durante la vida útil del pozo. Si el esfuerzo máximo efectivo es inferior a 6000 psi, entonces la figura 8 recomienda utilizar arena como agente de apuntalamiento. Si la tensión efectiva máxima está entre 6000 y 12 000 psi, entonces se debe utilizar RCP o apuntalante de resistencia intermedia, dependiendo de la temperatura. Para los casos en los que la tensión efectiva máxima es superior a 12 000 psi, se debe utilizar bauxita de alta resistencia como agente de apuntalamiento.

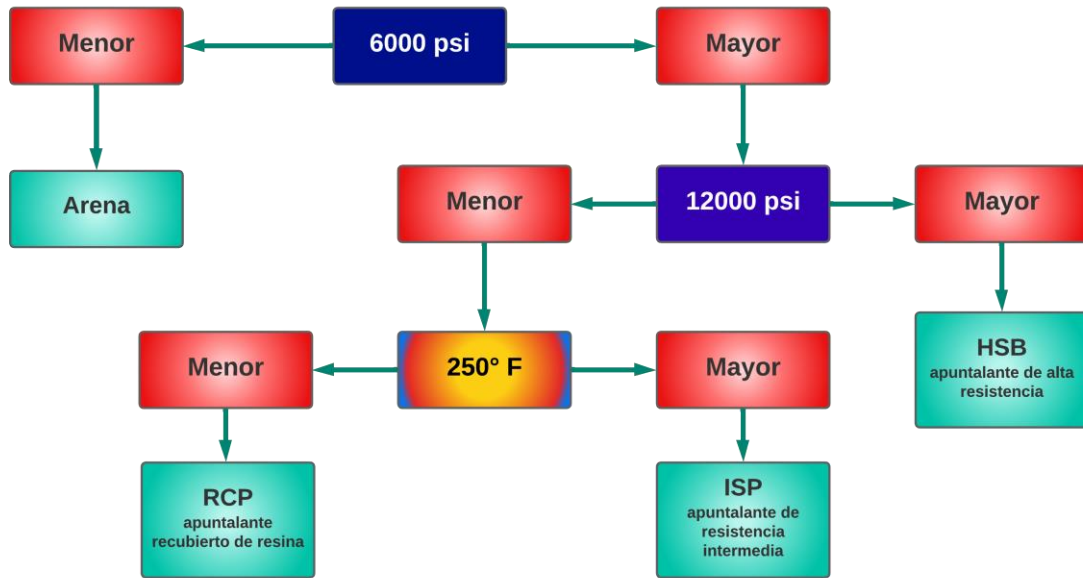


Figura 14. Selección del agente tapón o apuntalante en función de la presión de cierre, (Economides & Nolte, 2000).

La figura 14 debe usarse sólo como guía, debido a que surgen excepciones. Por ejemplo, incluso si la tensión efectiva máxima es inferior a 6000 psi, el diseñador puede optar por utilizar RCS u otros aditivos para "bloquear" el apuntalante en su lugar, cuando el flujo de retorno del apuntalante se convierte en un problema. En pozos de gas de alto flujo, las caídas de presión no debidas a Darcy, pueden llevar al uso de apuntaladores cerámicos para maximizar la conductividad de la fractura.

De acuerdo con el Anexo B.1, la presión de cierre o tomada como fractura es 7823 psi a un TVD de 5600 ft, lo que indica que la presión de cierre será mayor a 7000 psi en la arena de interés. Se determinó teóricamente la presión de cierre como un producto entre el gradiente de fractura y la profundidad de la arena (1.4psi/ft*8570ft). Entonces 12000 psi es la presión de cierre a una temperatura de reservorio de 206 °F, sería un apuntalante HSB (apuntalante de alta resistencia).

Con esta especificación, verifica los tipos de apuntalantes que se han aplicado en fracturamiento hidráulico a otros campos de la Cuenca Oriente (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Fernanda & Almeida, 2016). Así lo evidencia la hoja de datos del apuntalante Carbolite 20/40 Carboceramics (2018), que es el empleado en lo dicho anteriormente y que es capaz de resistir la presión de cierre, sin que se produzca fallas en el grano. Así mismo,

el fluido fracturante, se propone utilizar el sistema YF135HTD O YF140HTD, con la finalidad de mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, la cual nos llevaría a obtener la geometría de fractura necesaria, para obtener el incremento de producción deseada.

Para confirmar exactamente qué tipo de agente de apuntalamiento se debe utilizar durante un tratamiento de fractura específico, el diseñador debe considerar los valores estimados de permeabilidad de la formación y la longitud media óptima de la fractura. Cinco-Ley & Samaniego (1981) publicó una ecuación que puede usarse para determinar la conductividad óptima de la fractura. La conductividad de fractura adimensional se define como:

$$C_{fD} = \frac{\pi k L_f}{C_f} \quad (20)$$

Para minimizar la caída de presión en la fractura, el valor de C_{fD} debe ser aproximadamente 10 o mayor. La conductividad de fractura requerida se puede calcular como:

$$C_{fD} = 31.4159kL_f \quad (21)$$

Donde k = la permeabilidad de la formación (md) y L_f la longitud media de la fractura (pies).

El tratamiento debe diseñarse para crear una fractura lo suficientemente ancha y bombear apuntalantes en concentraciones lo suficientemente altas, para lograr la conductividad requerida para optimizar el tratamiento. Sin embargo, en muchos yacimientos de baja permeabilidad, la conductividad de fractura adimensional, C_{fD} , debe ser de 50 a 100, para que el fluido de fractura se limpie después del tratamiento. Como tal, el valor “óptimo” de $C_{fD} = 10$ se considera un valor mínimo, y C_{fD} debería ser incluso mayor que 10, cuando los problemas de limpieza del fluido de fractura son un problema. En formaciones de alta permeabilidad, los valores de C_{fD} de 10 o mayores, a menudo no son factibles.

El factor adimensional de la conductividad de la fractura, puede determinarse por (Cinco-Ley & Samaniego, 1981):

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (22)$$

Esta ecuación indica una comparación de la capacidad de flujo de la fractura, con la capacidad de flujo del reservorio, que entrega fluido a la fractura. k_f, w, x_f es la permeabilidad, ancho y longitud media de la fractura, respectivamente; y k es la permeabilidad de la formación.

Es lógico pensar que a la permeabilidad k , a la que se refiere, es la actual permeabilidad del pozo, por la cual está teniendo problemas de flujo, entonces se redefinió como k_s o permeabilidad el pozo dañado y se puede determinar teóricamente, con un reordenamiento de la ecuación (Hawkins Jr., 1956).

$$k_s = \frac{k}{\frac{S}{\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)} + 1} \quad (23)$$

k , es la permeabilidad original de la formación, S es el daño del pozo, r_s es el radio de daño y r_w es el radio del pozo.

3.4 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO.

Para diseñar el tratamiento óptimo, se debe determinar el efecto de la longitud y la conductividad de la fractura sobre la productividad y la recuperación final del pozo. Como en todos los problemas de ingeniería, es necesario realizar análisis de sensibilidad, para evaluar incertidumbres, como estimaciones de la permeabilidad de la formación y el área de drenaje. Los datos de producción obtenidos del modelo de yacimiento, deben usarse en un modelo económico para determinar la longitud óptima de la fractura y la conductividad. Luego se debe diseñar un tratamiento de fractura, con un modelo de propagación de fractura, para lograr la longitud y conductividad deseadas al mínimo costo.

Se debe ejecutar un modelo de propagación de fractura hidráulica, para determinar qué se debe mezclar y bombear al pozo, para lograr los valores óptimos de longitud de fractura apuntalada y conductividad de fractura. El conjunto de datos base debe usarse para realizar

una ejecución del caso base. Luego, se determina qué variables son las más inciertas. Los valores de tensión in situ, módulo de Young, permeabilidad y coeficiente de pérdida de fluido a menudo no se conocen con certeza y deben estimarse. El diseño debe reconocer estas incertidumbres y realizar pruebas de sensibilidad con el modelo de propagación de fracturas, para determinar el efecto de estas incertidumbres en el proceso de diseño. A medida que se desarrollen bases de datos, el número y la magnitud de las incertidumbres disminuirán.

3.4.1 Generación del programa de tratamiento

El programa de fracturamiento hidráulico se va a tomar bajo la guía de proyectos de la literatura de la Secretaría de Hidrocarburos, en trabajos como (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016). Empezando con la selección de los fluido fracturante y de lavado que se describen en la Tabla 15.

Tabla 15. Fluidos del programa de fracturamiento hidráulico, (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016).

Etapa	Fluido
Preflujo	YF140.1HTD
Fracturante	YF140.1HTD + Carbolite 20/40
Desplazamiento	WF140

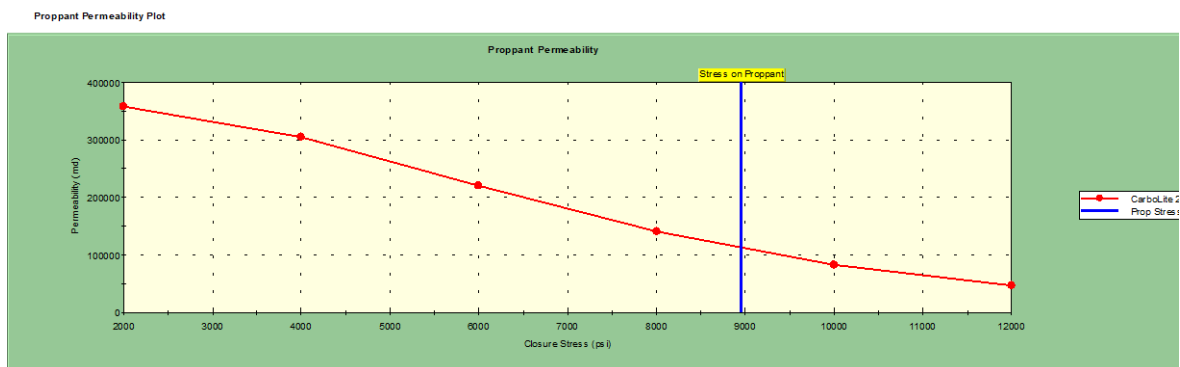


Figura 15. Desempeño del apuntalante seleccionado frente a la presión de cierre. Elaboración propia.

Se tomó la guía de “diseño del tratamiento de fracturación” propuesto en el subtema 2.4 del marco teórico. Para esto se complementa con los siguientes datos pertinentes:

Tabla 16. Data inicial de diseño de programa de fracturación. Elaboración propia.

Parámetro	Valor
Espesor de zona de pago, h	25 ft
Módulo de Young, E	3x10 ⁶ psi
Relación de Poisson, v	0.20
Viscosidad del fluido fracturante, μ	*1.28 cP
Coefficiente de filtrado, c_L	* 3.7439x10 ⁻⁴ ft/min ½
Pérdida repentina del fracturante, S_p	* 0.011 gal/ft ²
Densidad de propante	* 99.95 lbm/ft ³
Porosidad de propante	* 0.408
Longitud media de fractura, x_f	** 330 ft
Altura fractura, h_f	** 80 ft (tope y base arena)
Tasa de fluido de inyección, q_i	** 16 bpm
Concentración final de propante, c_f	** 7 ppg

* Propiedades del propante “Carbolite” y del fracturante YF140.1HTD proporcionado por el software FracPro.

** datos de trabajos realizados con similares características (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016; Plaza León et al., 2009).

Se asumió una longitud media de fractura de 330 ft (esta longitud de fractura no es definitiva, luego se determinará por software), para determinar el ancho promedio de fractura (ecuación 7 y ecuación 9):

$$w = 0.39 \left[\frac{(1 - v)q_i \mu x_f^2}{G \cdot h_f} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot \left(\frac{\pi}{5} \right) = 0.39 \left[\frac{(1 - 0.2) \cdot 1.28 \cdot 16 \cdot 300^2}{\frac{3 \times 10^6}{2(1 + 0.2)} \cdot 25} \right]^{\frac{1}{4}} \cdot \left(\frac{\pi}{5} \right)$$

$$w = 0.1198 \approx 0.12 \text{ in}$$

El área de fractura es $A_f = 2x_f \cdot h_f = 2 \cdot 330 \cdot 80 = 52800 \text{ ft}^2$

Para evitarse el proceso de iteración en la determinación de K_L y η se emplea los valores que normalmente ocurren con ellos, tomados desde (Guo et al., 2017b), el valor de η será 0.40, entonces:

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}} = \frac{A_f \cdot w}{q_i t}$$

$$0.40 = \frac{52800 ft^2 \frac{0.12 in}{12 in/ft} \cdot 7.48 \frac{gal}{ft^3}}{16 bpm \cdot \left(42 \frac{gal}{bbl}\right) \cdot t}$$

Despejando t, el tiempo de bombeo será:

$$t = 14.6928 \approx 15 \text{ min}$$

De acuerdo con esto se determinó el volumen inyectado, volumen de fractura y volumen del pad, con respecto al tiempo determinado de **15** min.

Volumen inyectado $V_{inj} = q_i t = 16 bpm \cdot \left(42 \frac{gal}{bbl}\right) \cdot 15 min = 10080 \text{ gal}$

Volumen de fractura $V_{frac} = A_f \bar{w} = 52800 ft^2 \frac{0.12 in}{12 in/ft} \cdot 7.48 \frac{gal}{ft^3} = 3950 \text{ gal}$

Volumen de pad $\varepsilon = \frac{1-\eta}{1+\eta} = \frac{1-0.4}{1+0.4} = 0.4286$

$$V_{pad} = V_{inj} \varepsilon = 10080 \cdot 0.4286 = 4320.288$$

$$\approx 4320 \text{ gal}$$

Si la tasa de bombeo es 16 bpm, entonces el tiempo que tome bombear el volumen del pad será:

$$t_{pad} = \frac{4320 \text{ gal}}{16 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \cdot 42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 6.428 \approx 6.5 \text{ min}$$

El programa de concentración de apuntalante es dado por la ecuación 14:

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_{inj} - t_{pad}} \right)^\varepsilon = 7 \left(\frac{t - 6.5}{15 - 6.5} \right)^{0.4286}$$

$$t = 8.5 \left(\frac{c_p}{7} \right)^{\frac{1}{0.4286}} + 6.5$$

Con esta función, el número de etapas (8 más 1 para lavado o flush tomado de (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016; Plaza León et al., 2009)) y las concentraciones, puede plantearse el programa de fractura (este programa será ajustado en el software).

Tabla 17. Programa de concentración calculado. Elaboración propia.

c_p (ppg)	t (min)	t , (min – seg)	V_{inj} (qit), gal
0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	6.50	06:30	4320.00
1.00	6.59	06:35	60.48
2.00	6.96	06:57	248.64
3.00	7.68	07:41	483.84
4.00	8.80	08:48	752.64
5.00	10.38	10:23	1061.76
6.00	12.43	12:26	1377.60
7.00	15.00	15:00	1227.04

Peso requerido de apuntalante (ecuación 18):

$$\bar{c}_p = \frac{c_f}{1 + \varepsilon} = \frac{7}{1 + 0.4286} = 4.8999 \approx 5.0 \text{ ppg}$$

$$M_p = \bar{C}_p(V_{inj} - V_{pad}) = 5.0 \cdot (10080 - 4320) = 28800 \text{ lb}$$

Concentración de colocación de apuntalante y ancho de fractura apuntalada:

$$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f} = \frac{28800}{2(330)(80)} = 0.5454 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2}$$

$$w_p = \frac{0.5454}{(1 - 0.408) \cdot 99.95} = 0.0092 \text{ ft} = 0.11 \text{ in}$$

Para el flujo del “Flush” se realiza de acuerdo con las condiciones mecánicas del pozo, teniendo en cuenta el diámetro del tubing, para determinar aproximadamente el tiempo que debe inyectarse en realizar un lavado de la parte del tubing. Se tomó una longitud de 1000 ft de tubería de producción.

$$V_{flush} = \frac{\pi L_t D_t^2}{4 \cdot 12} * 7.48 = \frac{\pi 1000 \cdot 2.992^2}{4 \cdot 12} * 7.48 = 4383 \text{ gal}$$

Se puede determinar el tiempo para bombear este flujo:

$$t_{flush} = \frac{4383 \text{ gal}}{16 \text{ bpm} \cdot 42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 6.52 \approx 6.5 \text{ min}$$

Entre otros parámetros, se indicó la meta del factor F_{CD} , para lo cual es necesario conocer la permeabilidad actual de las arenas productoras en los pozos seleccionados, que serán determinadas teóricamente, en función del daño con la ecuación 24, asumiendo un radio de daño de 1.31 ft (Schechter, 1992). Se asume que la permeabilidad que se espera post-fractura, es igual o mayor a la original de la arena (360 mD), la que se estableció a 500 mD, longitud de fractura de 330 ft y una altura de fractura de 80 ft, siendo una hipotética conductividad efectiva de 40000 mD·ft.

Tabla 18. Factores adimensionales de conductividad de fractura propuestos. Elaboración propia.

Pozo	S (daño de pozo)	k_s , mD	F_{CD}
(permeabilidad de zona dañada)			

CAR-05	12.3	35.58 \approx 36	0.034
CAR-14	6.4	62.66 \approx 63	0.019
CAR-15	16	27.99 \approx 28	0.043

3.5 SIMULADOR DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, FRACPRO

El enfoque FracPro ha eliminado casi por completo el concepto tradicional de dureza a la fractura, lo que significa que los usuarios de simuladores basados en este modelo, encuentran que los cambios en los valores de dureza a la fractura de entrada, tienen poco o ningún efecto en la geometría de la fractura. En cambio, la teoría afirma que, en las profundidades subterráneas, el efecto de la tensión de confinamiento es mucho más significativo, que el efecto de la dureza a la fractura.

El fluido de fracturación no penetra hasta el final de la fractura. Esto significa que hay un cambio muy rápido en la presión neta a una distancia w de la punta de la fractura. Debido a que el fluido no penetra en la punta de la fractura, se pierde energía a medida que la punta de la fractura se deforma. Se postula que esta deformación se produce de forma no lineal o dilatada. Esta dilatación de la punta de la grieta, reduce la energía que queda, para que el fluido de fractura propague la fractura y, por lo tanto, reduce el tamaño de la fractura para un P_{net} determinado.

Una vez que se ha encontrado la energía absorbida por la punta de la fractura, el modelo pasa a resolver la geometría de la fractura, utilizando una serie de ecuaciones que relacionan la conservación de masa, la conservación de energía, la dinámica de fluidos y la transferencia de calor. El modelo es tridimensional, lo que permite separar las propiedades mecánicas de la roca y las del yacimiento, que se ingresarán para cada estrato de roca diferente. Este modelo fue el primero en incorporar varios aspectos que ahora se toman como estándar, como la fricción cerca del pozo, la convección del apuntalante y las fracturas múltiples. Este modelo también incorpora una función de conversión y edición de datos, un simulador de fractura ácida y un simulador de producción sencillo.

FracPro y FracproPT tienen la capacidad de predecir el final de un trabajo, mientras se encuentra en medio de un tratamiento. Esta es una herramienta muy poderosa, que permite que las características de la fractura puedan ser predicho en medio de un tratamiento. El modelo toma los datos del tratamiento recibidos hasta ese punto y luego utiliza el programa de tratamiento de entrada restante, para predecir la fractura al final del tratamiento. Por lo tanto, se puede "ver cómo van las cosas", basándose en los datos de tratamiento reales y modificar el programa de tratamiento, a medida que se bombea el trabajo. Hasta el momento, ningún otro simulador disponible comercialmente, ha logrado dominar esto.

El análisis se centrará en el contraste de las curvas de producción, generadas por las iteraciones de las geometrías de fractura.

Un diseño de geometría de fractura se abordó para todos los pozos seleccionados; porque se dispone de los datos mecánicos y geomecánicos de forma general. La primera tarea fue comprobar si el programa de tratamiento lograba las metas de la geometría requerida de fractura, tomando como referencia, resultados de procesos de fracturamiento realizados (mencionados anteriormente), incluyendo la configuración de los intervalos perforados, se empleó información de proyectos desarrollados en el oriente ecuatoriano (Naranjo & Fabian, 2016), como la densidad de disparos en 5 shot/ft y con un espesor de pago de 25 ft, serían 125 shots, para un diámetro de 0.32 pulgadas. Desde la tabla 13, hasta llegar al cronograma de tratamiento, fue cargado al software (figura 16) y ejecutado para determinar dimensiones de fractura.

The screenshot shows the FracCADE software interface. The 'Simulation Type' section is set to 'Design'. The 'Frac. Geometry Model' is 'PKN'. The 'Flush Fluid' is 'WF140'. The 'Flush To Depth' is '8420.0 ft'. The 'Flush Underdisplacement Volume' is '0.8 bbl'. The 'Flush Volume' is '5398.0 gal'. The 'Shut-In Time' is '24.0 min'. Below this, there is a table with 13 columns: Step Name, Treatment Type, Pump Rate (bbl/min), Fluid #, Fluid Name, Gel Conc. (lb/mgal), Fluid Volume (gal), Prop. #, Prop. Conc. (PPA), Prop. Mass (lb), Slurry Volume (gal), and Pump Time (min). The table contains 10 rows of data for a hydraulic fracturing treatment plan.

Step Name	Treatment Type	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass lb	Slurry Volume gal	Pump Time min	
1	Pad	Diagnostic	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	4320.0	0	0.00	0.0	4320.0	6.4
2	1.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	60.5	2	1.00	60.5	63.1	0.1
3	2.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	248.6	2	2.00	497.3	270.4	0.4
4	3.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	483.8	2	3.00	1451.5	547.4	0.8
5	4.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	752.6	2	4.00	3010.6	884.4	1.3
6	5.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	1061.8	2	5.00	5308.8	1294.1	1.9
7	6.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	1377.6	2	6.00	8265.6	1739.3	2.6
8	7.0 PPA	Propped Fracture	16.0	2	YF140.1HTD	40.0	1227.0	2	7.00	8589.3	1602.9	2.4
9	FLUSH	Propped Fracture	16.0	3	WF140	40.0	5398.0	0	0.00	0.0	5398.0	8.0
10												

Figura 16. Ingreso de programa inicial de fracturamiento hidráulico. Elaboración propia.

Las dimensiones de la fractura hidráulica proporcionadas por el simulador, indican que no cumplen con nuestra meta (figura 17, 18 y tabla 19), se observó que la longitud media de fractura por el apuntalante es 10.3ft y así lo determina el FcD de 0.1 y la conductividad efectiva demasiado pobre de 29 mD-ft. Esto evidenció que el programa determinado necesitaba de una corrección.

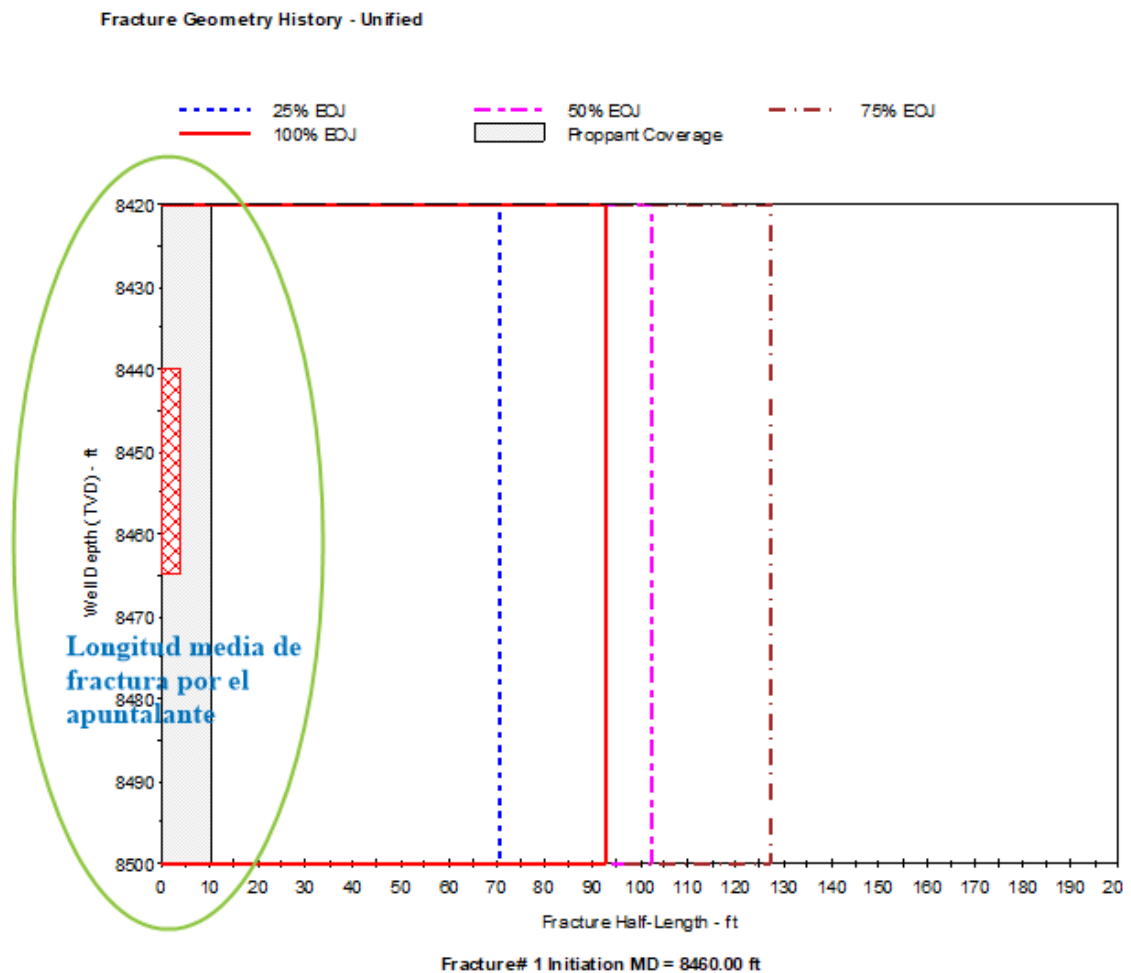


Figura 17. Indicación gráfica 2D de las dimensiones de la fractura sin optimizar. Elaboración propia.

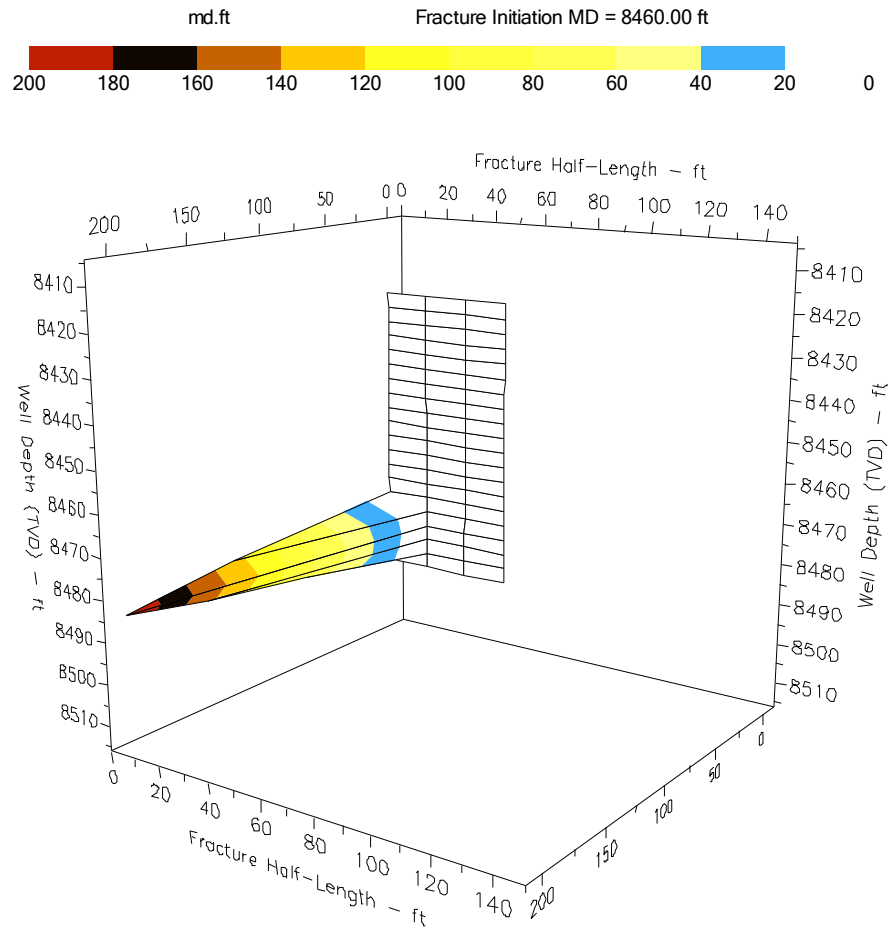


Figura 18. Indicación gráfica 3D de las dimensiones de la fractura sin optimizar. Elaboración propia.

Para la optimización del programa se usó algunos parámetros del anterior programa, como la concentración máxima del propante y concentración del apuntalante en la fractura, la longitud media de fractura objetivo, los fluidos de fractura y apuntalante, el volumen de flush fue corregido por el mismo simulador, de acuerdo con los datos de wellbore, casing y tubing. Además, se aumentó la tasa de bombeo a 18, 20 y 30 bpm, siendo 30 bpm quién entregó mejor perfil de tratamiento y se estableció el programa en 10 etapas (figura 19).

Tabla 19. Predicción del simulador para las dimensiones de la fractura hidráulica sin optimizar. Elaboración propia.

Parámetro	Valor
Tope inicial de la fractura	8420 ft
Base inicial de la fractura	8500 ft
Longitud media de la fractura apuntalada	10.3 ft

Ancho apuntalado en el pozo	0.003 in
Ancho apuntalado promedio	0.002 in
Concentración promedio de gel	8345.4 lb/mgal
Factor promedio de retención de fluido	1.00
Máxima longitud media de la fractura hidráulica	137.6 ft
Longitud media de fractura hidráulica EOJ	92.8 ft
Ancho hidráulico en el pozo EOJ	0.040 in
Altura hidráulica en el pozo EOJ	80.1 ft
Presión neta EOJ	82 psi
Eficiencia	0.014
Tiempo de cierre estimado	8.2 min
Filtración equivalente	2.5E-3 ft/min ^{0.5}
Conductividad efectiva	29 md.ft
FcD efectivo	0.1

Figura 19. Planeación de optimización del programa de bombeo. Elaboración propia.

3.5.1 Predicción de factor skin post-fracturamiento

Una de las variables más significativa que indican un buen resultado en mejorar la producción del pozo post-fracturamiento es el factor de daño del pozo, el mismo que puede determinarse teóricamente usando el valor F_{CD} y un gráfico de relación entre la conductividad de la fractura y el factor skin equivalente, proporcionado por (Cinco-Ley & Samaniego, 1981).

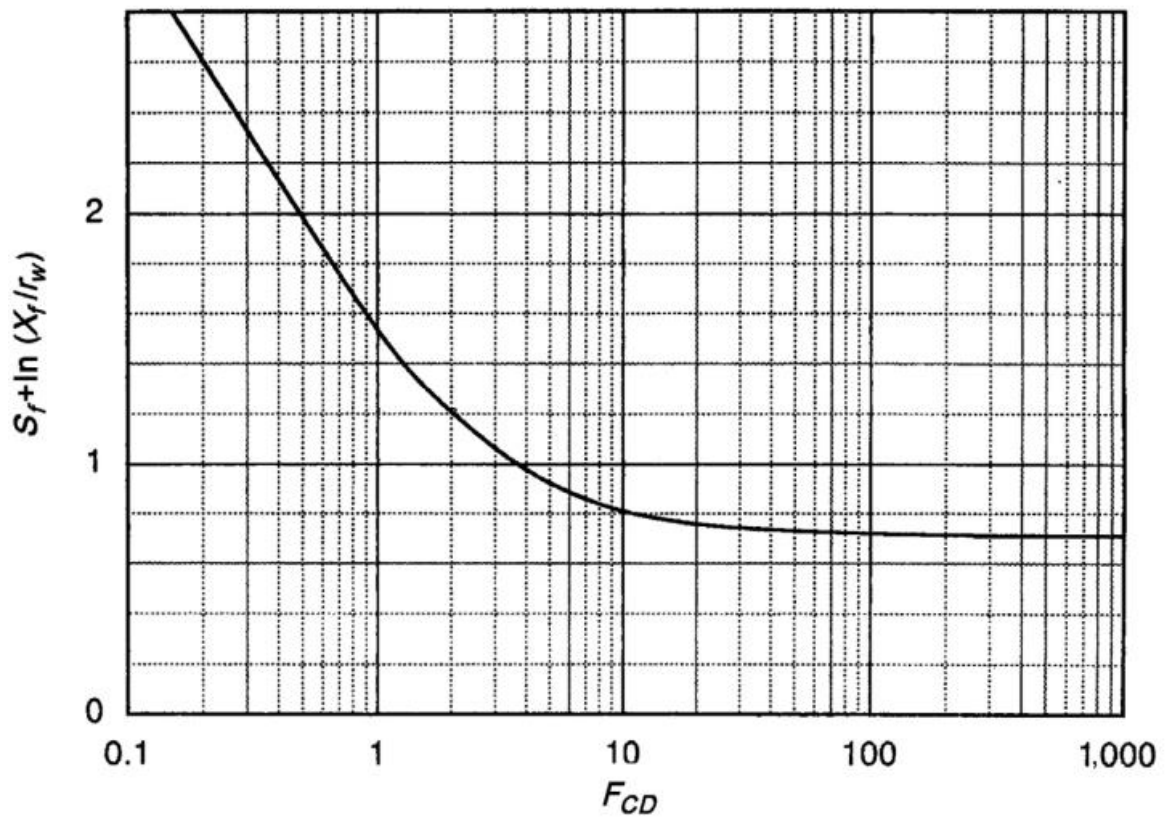


Figura 20. Relación conductividad de la fractura y el factor skin equivalente, (Cinco-Ley & Samaniego, 1981).

Si el valor de $F_{CD} > 100$ el factor skin es:

$$S_f \approx 0.7 - \ln(x_f/r_w) \quad (24)$$

Pero si $F_{CD} < 1$ el factor skin es:

$$\begin{aligned} S_f \approx & 1.52 + 2.30 \log(r_w) + 1.55 \log(k) - 1.5 \log(k_f w) \\ & - 0.75 \log(x_f) \end{aligned} \tag{25}$$

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 PROGRAMA FINAL DE TRATAMIENTO

Con los ajustes del programa de bombeo, el simulador nos proporcionó la siguiente propuesta:

Tabla 20. Programa de concentración calculado. Elaboración propia.

Nombre de etapa	Tasa bombeo	Nombre de fluido	Conc gel	Vol fluido	Conc prop	Masa prop	Vol slurry	tiempo bombeo
			lb/gal	gal	PPA	lb	bbbl	min
Pad	30	YF140.1HTD	40	11075	0	0	263.7	8.8
2 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	1065	1.89	2011	27.5	0.9
3 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	1025	2.85	2923	27.5	0.9
4 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	994	3.66	3639	27.5	0.9
4 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	967	4.39	4250	27.5	0.9
5 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	943	5.08	4794	27.5	0.9
6 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	922	5.74	5290	27.5	0.9
6 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	901	6.38	5749	27.5	0.9
7 PPA	30	YF140.1HTD + Carbolite 20/40	40	883	7.00	6179	27.5	0.9
FLUSH	30	WF140	40	5398	0.00	0	128.5	4.3

4.2 PREDICCIÓN DEFINITIVA DE DIMENSIONES DE FRACTURA HIDRÁULICA

Con la optimización del plan de bombeo se alcanzaron unas adecuadas dimensiones de fractura hidráulica, de acuerdo con las predicciones del software y respaldadas con el análisis de las figuras 21, 23 y 24, que indican la propagación de la fractura con una longitud media de 120.4 ft, ancho apuntalado en el pozo de 0.429 in; FcD de 0.5 con una conductividad 2363 md-ft. Estas características concuerdan o están en el rango “adecuadas”, que han mostrado los trabajos de campo, documentadas en (Buitrón Garrido & Piedra Bazurto, 2020; Moreno & Dayana, 2021; Naranjo & Fabian, 2016; Plaza León et al., 2009). Además, el software proporciona el programa de presiones que debe llevarse a cabo, para cumplir estas expectativas.

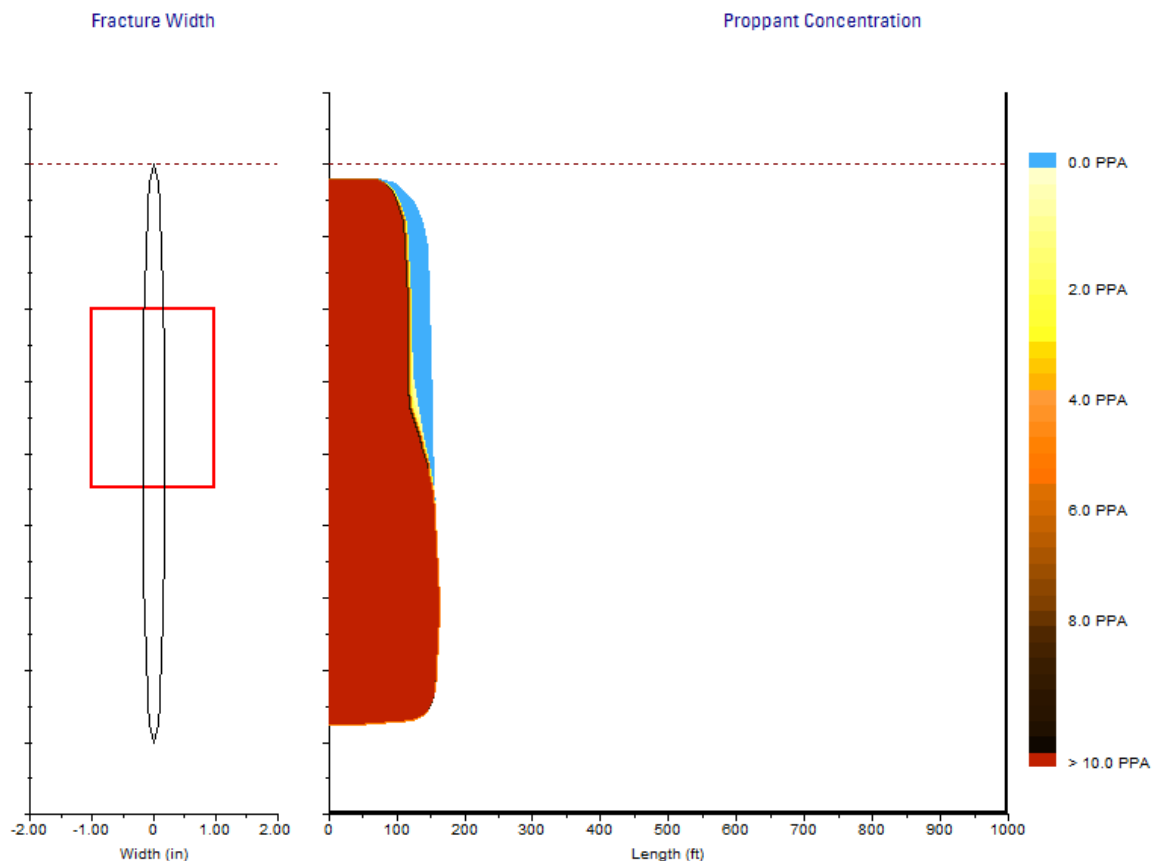


Figura 21. Longitud media de fractura optimizada vs concentración del apuntalante. Elaboración propia.

Treating Plot

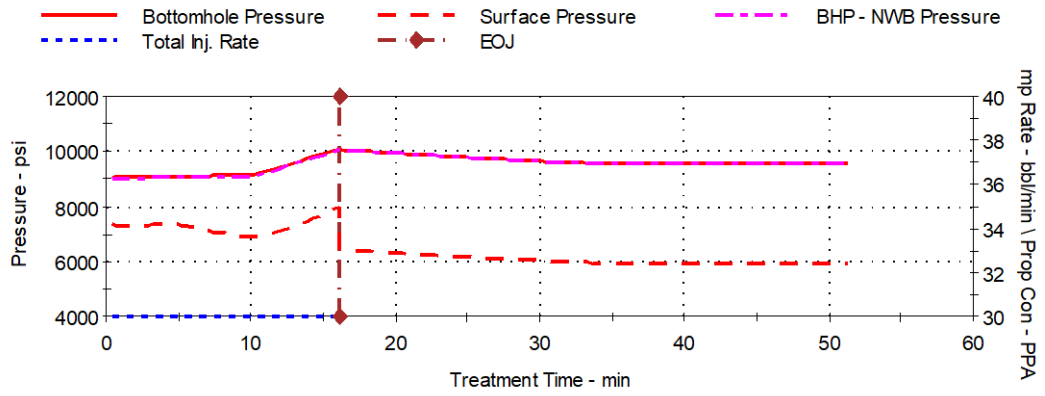


Figura 22. Predicción de presiones aplicadas al tratamiento. Elaboración propia.

Fracture Geometry History - Unified

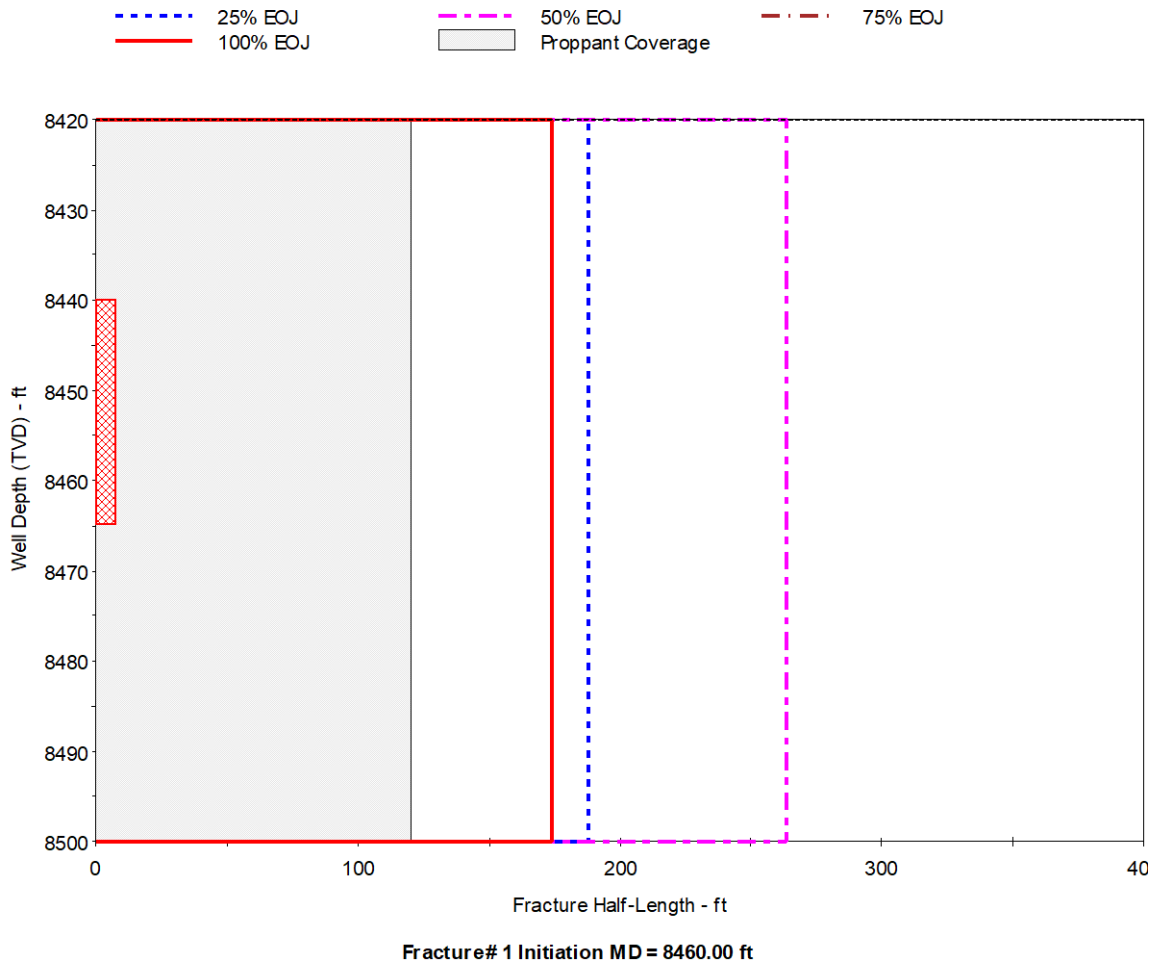


Figura 23. Indicación gráfica 2D de las dimensiones de la fractura hidráulica optimizada. Elaboración propia.

Tabla 21. Dimensiones de la fractura hidráulica optimizada. Elaboración propia.

Parámetro	Valor
Tope inicial de la fractura	8420 ft
Base inicial de la fractura	8500 ft
Longitud media de la fractura apuntalada	120.4 ft
Ancho apuntalado en el pozo	0.426 in
Ancho apuntalado promedio	0.213 in
Concentración promedio de gel	648.4 lb/mgal
Factor promedio de retención de fluido	1.00
Máxima longitud media de la fractura hidráulica	304.7 ft
Longitud media de fractura hidráulica EOJ	174.1 ft
Ancho hidráulico en el pozo EOJ	0.523 in
Altura hidráulica en el pozo EOJ	80.1 ft
Presión neta EOJ	1089 psi
Eficiencia	0.249
Tiempo de cierre estimado	35.2 min
Filtración equivalente	5.9E-3 ft/min0.5
Conductividad efectiva	2363 md.ft
FcD efectivo	0.5

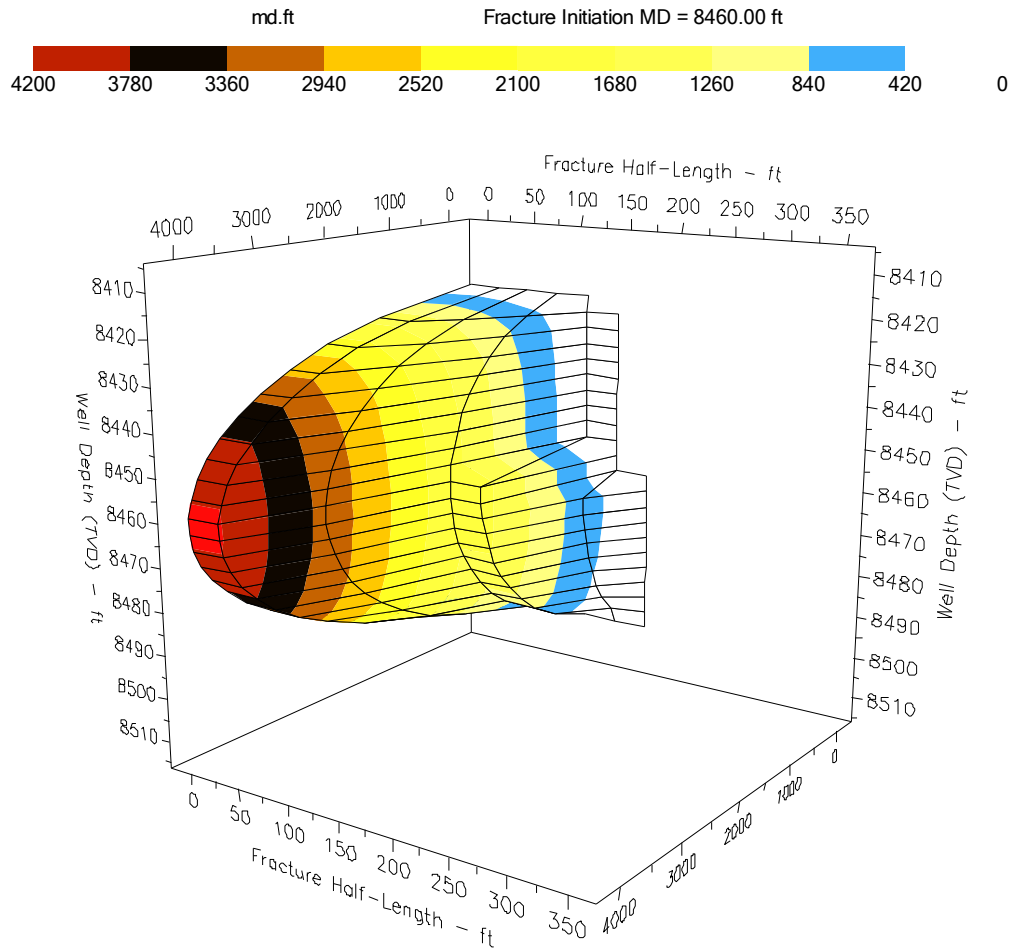


Figura 24. Indicación gráfica 3D de las dimensiones de la fractura hidráulica optimizada.
Elaboración propia.

4.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La conductividad efectiva es un buen punto de análisis, debido al valor que presenta, es claro que aumentó favorablemente, al contrario del plan inicial de bombeo; y con el FcD se logró determinar cuál es valor de skin efectivo que puede esperarse, si se cumplen estas dimensiones de fractura en los pozos. Como el FcD es 0.5 se interceptó en la figura 20 y se aplicó la ecuación 26.

$$S_f \approx 1.52 + 2.30 \log(r_w) + 1.55 \log(k) - 1.5 \log(k_f w) - 0.75 \log(x_f) \approx 2$$

$$S_f \approx 2 - 1.52 - 2.30 \log(0.34) - 1.55 \log(2363 * 80) + 1.5 \log\left(2363 * \frac{0.213}{12}\right) + 0.75 \log(120.4)$$

Se evaluó la influencia del fracturamiento hidráulico en la producción de fluidos de interés, mediante la modelización del reservorio y pozos. Se incluyeron los datos geométricos de la fractura y se cargaron al software. Como la longitud de fractura es 120 ft, eso no reportará un pico elevado de producción, más bien casi restableciendo a valores que tenía el pozo antes de su declinación y cierre. Las predicciones de producción del total de pozos candidatos, reflejan la respuesta del flujo, producto del fracturamiento hidráulico (área marcada de amarillo, figura 26) en un tiempo evaluado de 5 años, con un pico típico (tasa de petróleo) de este proceso y una declinación rápida en el mismo pase de tiempo; pero que se estabiliza en el tiempo siguiente. El otro fenómeno es la producción de agua, que al verse alterada la permeabilidad de la arena, tiende a fluir hacia el pozo. Otras variables de interés se muestran en la tabla 23, para validar que la fractura tuvo éxito.

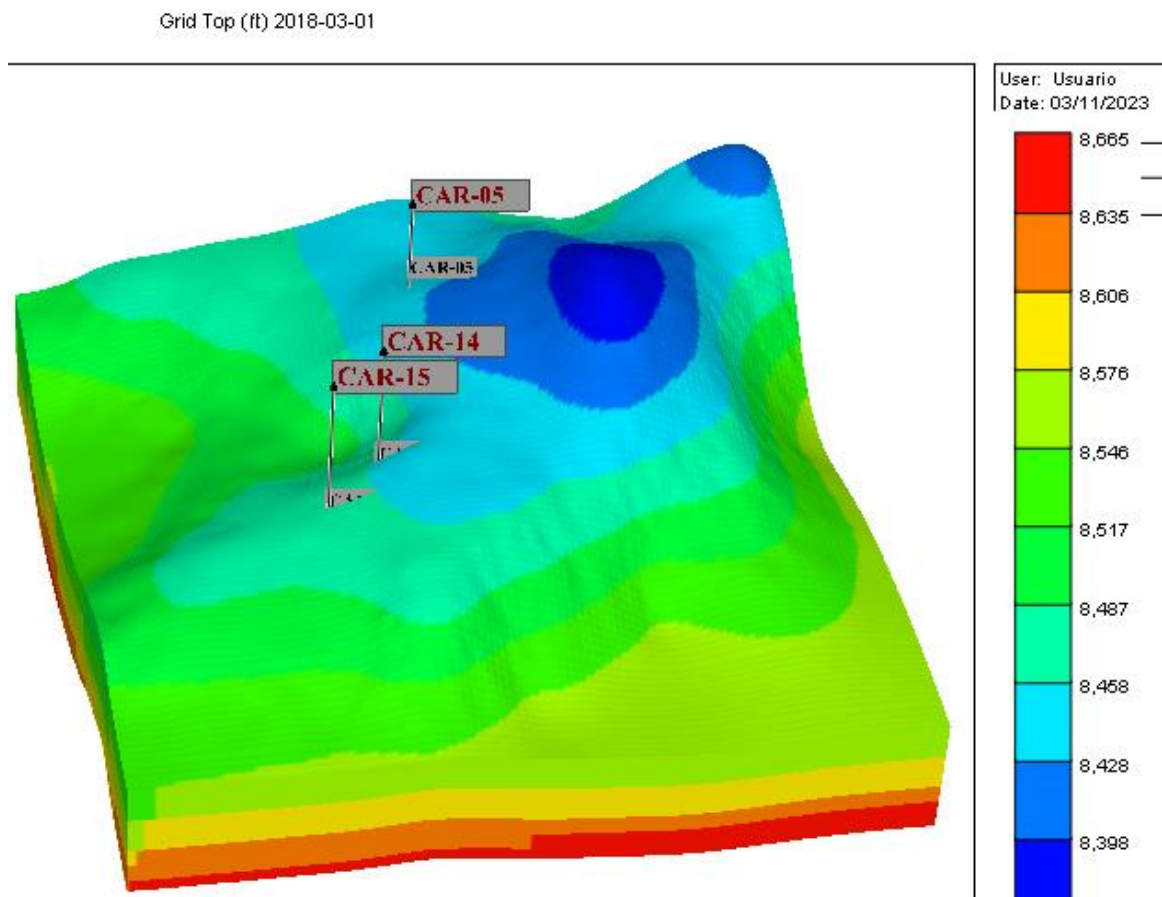


Figura 25. Modelamiento del reservorio-campo Carabobo (Activo Libertador). Elaboración propia.

Tabla 22. Factores skin esperados para los pozos estimulados. Elaboración propia.

Pozo	S (daño de pozo)		Fr, % de aumento	Qo, estimulado		Corte de agua % Final
	Antes	Después		Inicial	Final	
CAR-05	12.3	-2.2	5.5	1600	887	34
CAR-14	6.4	-2.2	grupo	3000	872	63
CAR-15	16	-2.2	pozos	1260	368	77

Oil Rate SC - Group - Default-Field-PRO

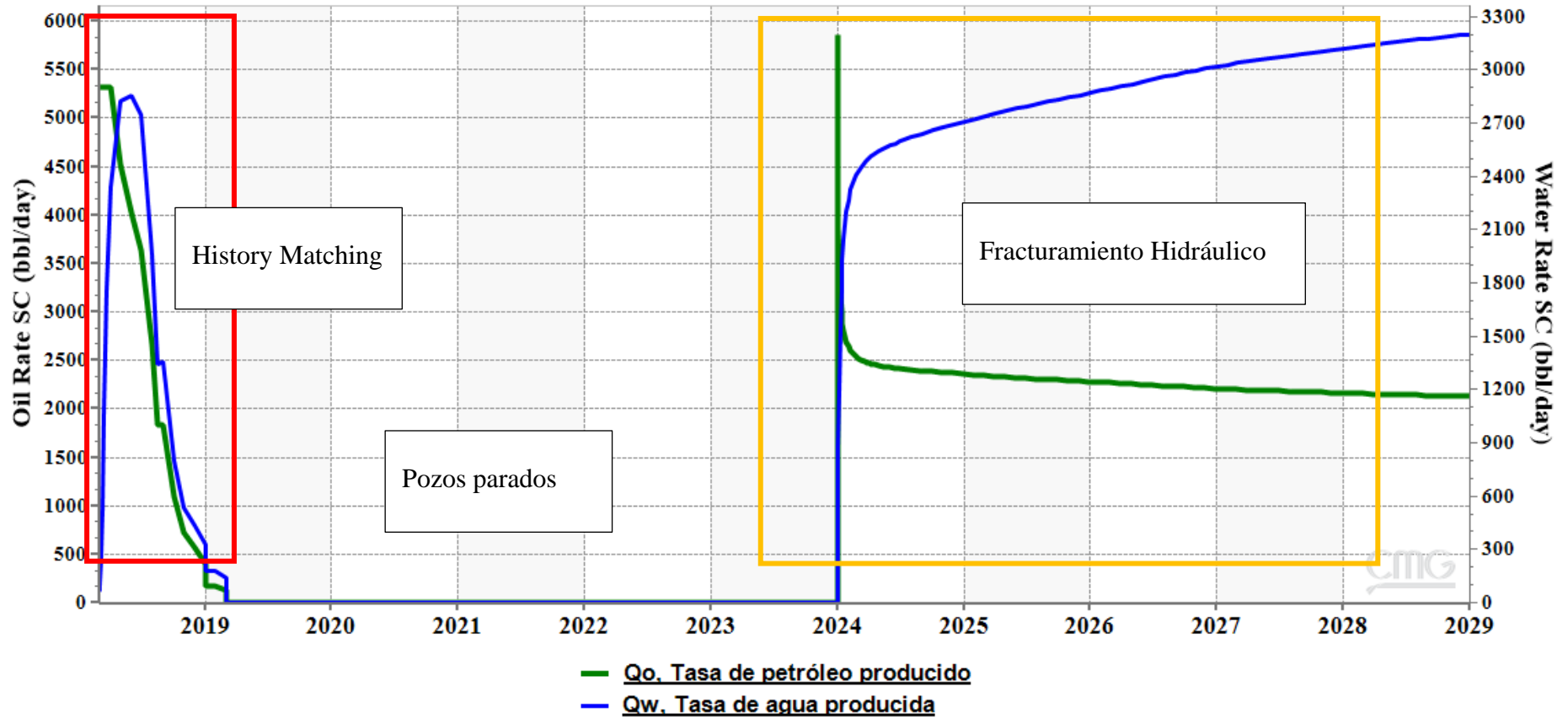


Figura 26. Optimización de producción de fluidos post-fracturamiento en el total de los pozos candidatos. Elaboración propia.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Antes de plantear cualquier método de estimulación de pozos, es clara la necesidad de identificar pozos con potenciales de producción buenos, que se han visto obstaculizados por varios eventos y cuando hay una masiva cantidad de pozos, este proceso puede presentarse tedioso; y es pertinente emplear técnicas de identificación de candidatos como el índice de heterogeneidad (HI), que mediante una comparación entre la producción de un pozo y el total del bloque, obtiene una medida de su desempeño y si tiene potencial de producción a recuperar.
- Con esta herramienta y el análisis de su historial de producción, se identificó a los pozos CAR-05, CAR -14 y CAR-15 como candidatos a estimulación. En realidad, se planteó fracturamiento hidráulico; porque es una práctica que se ha realizado en otros campos de la Cuenca Oriente, con similares propiedades de fluidos y reservorio; y es más cómoda que una acidificación matricial. De acuerdo con el HI, los pozos seleccionados del campo Carabobo, demostraron baja producción de petróleo y agua, que es un indicativo de problemas de baja permeabilidad. Algunos pozos de Shushufindi parecían ser buenos candidatos; pero indicaban baja producción de petróleo y casi acercándose al cuadrante de alta producción de agua, por esa razón no fueron seleccionados.
- Se planteó el modelo de fractura PKN, por su baja dificultad en el entendimiento de los cálculos y que sólo plantea la dirección de fractura en 2D. Este modelo aparte de determinar las dimensiones geométricas de la fractura, puede plantear el programa de bombeo de fluidos. Los cálculos con algunas suposiciones se iniciaron, generando un plan de tratamiento que fue sujeto a validación en el

software, determinando la pobre eficiencia en la construcción de la fractura. Estos cálculos iniciales con el modelo PKN, no eran del todo negativos, permitieron consolidar las condiciones para que el software optimice el esquema de bombeo.

- Para lograr una longitud media de fractura de 120 ft con ancho de 0.123 in y conductividad de 2353 mD-ft y FcD de 0.5, en forma general para los 3 pozos candidatos, se debe bombear 18776 gal de fracturante YF140.1HTD, 5398 gal de WF140 y 34800 lb de apuntalante Carbolite 20/40, en un tiempo de bombeo 20.4 minutos en 10 etapas a 30 bpm.

- La predicción de fluidos de producción post-fracturamiento se llevaron a cabo con éxito, mejorando el factor skin generalmente a -2.2 para los pozos candidatos. Las tasas de fluidos indicaron un comportamiento común en procesos de fractura hidráulica, restaurando la misma y luego estabilizándose con continuo aumento de corte de agua, debido al cambio de permeabilidad de la zona estimulada. También se indica un aumento del 5.5% del factor de recobro, tasas de producción inicial que sobrepasan los 1000 bpd.

5.2 RECOMENDACIONES

- La herramienta de índice de heterogeneidad evalúa una gran cantidad de pozos y define pozos, de acuerdo con el interés de investigación; pero esto es lo más importante; porque dependiendo de la propuesta, puede identificar variables que hagan que el proceso sea más rápido, como son los casos del espesor, saturación de agua, presión de reservorio, contenido de arcilla y sedimentos, entre otros.
- Esta misma herramienta está sujeta a valoraciones fallidas, si se tiene poca cantidad de pozos, o sólo una parte del área total de interés. Es más favorable emplearla para un grupo de pozos que producen por un mismo pad y no pozos individuales. Podríamos dar una valoración de, cuando el valor de HI es confiable y es cuando supera el 50% de información de producción en tiempo real, del total de pozos del campo.
- Los modelos de fractura hidráulica son realmente complejos cuando se aborda en 3D, y no hay información detallada en la literatura, de cómo realizarla manualmente. Por lo general, son llevados a simuladores especializados y así generar toda la información, como características del diseño y programa de bombeo, donde indudablemente hay que suponer variables, que no se dispondrían fácilmente.
- Los fluidos fracturante, de desplazamiento y apuntalante, fueron tomados de proyectos del mismo tema, realizados por terceros, por lo que no se abordó la disponibilidad y análisis de fluidos recomendados por el software, es decir, otros fluidos. Porque algunos fluidos podrían asegurarte la longitud de fractura deseada; pero en otras variables podría ser perjudicial.
- La modelización de fractura hidráulica en software de reservorios es problemática; porque ocurren discordancias, al no plantear una misma base de datos, ciertos fluidos están en un software y en otros no, y además que en ciertos no hay manera de exportar en archivos legibles para software especializado o

viceversa. Esto habla de la necesidad de un software intuitivo y con base de datos que la industria petrolera emplea habitualmente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce, A., & Desroches, J. (2007). Computer simulation of hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44(5), 739–757. <https://doi.org/10.1016/J.IJRMMS.2006.11.006>
- Allen, T. O., Roberts, A. P., Barry, P., Ewing, S. P., Fast, C. R., McCune, C. C., Busch, D. A., Dickey, P. A., Friedman, G. M., & Visher, G. (2018). *Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation, Volume 2, Sixth Edition*. PetroSkills, LLC. <https://books.google.com.ec/books?id=VQszswEACAAJ>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *La cuenca Oriente: geología y petróleo*.
- Bageri, B., Al Jaber, J., Adebayo, A. R., Barri, A., Solling, T. I., & Salin, R. B. (2023). Understanding the complexity of secondary formation damage: Mechanism and detection strategies during filter cake removal process. *Geoenergy Science and Engineering*, 212287. <https://doi.org/10.1016/J.GEOEN.2023.212287>
- BCE. (2023). *Cifras del Sector petrolero ecuatoriano*. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/cspe2023196.pdf>
- BJ Services. (2000). *FORMATION DAMAGE MANUAL*.
- Bridges, K. L., & Society of Petroleum Engineers (U.S.). (2000). *Completion and workover fluids*. 84. https://books.google.com/books/about/Completion_and_Workover_Fluids.html?hl=es&id=bDIQAQAIAAJ
- Buitrón Garrido, R. D., & Piedra Bazarro, J. V. (2020). Análisis del desempeño del fracturamiento hidráulico mediante la técnica de canales de flujo de alta conductividad y propuesta de nuevos candidatos para la arena U del campo

Sacha. *Universidad Central Del Ecuador*.
<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/21488>

Bustos, M. (2018). Selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el campo Gustavo Galindo Velasco. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(1), 81–86. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018007>

Carboceramics. (2018). *CARBOLITE Technical Data Sheet*. Carboceramics. https://www.carboceramics.com/images/uploads/content/CARBOLITE-Technical-Data-Sheet-1001_68_SP-Spanish.pdf

Cinco-Ley, H., & Samaniego, F. (1981). Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 33(09), 1749–1766. <https://doi.org/10.2118/7490-PA>

Civan, F. (2023a). Field diagnosis and measurement of formation damage. *Reservoir Formation Damage*, 715–738. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00012-1>

Civan, F. (2023b). Formation damage control and remediation: conventional techniques and remedial treatments for common problems. *Reservoir Formation Damage*, 783–813. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00025-X>

Civan, F. (2023c). Laboratory evaluation of formation damage. *Reservoir Formation Damage*, 645–711. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00027-3>

Civan, F. (2023d). Overview of formation damage. *Reservoir Formation Damage*, 1–12. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90228-1.00023-6>

Darcy, H. (1856). Les fontaines publiques de la ville de Dijon. In Victor Dalmont (Ed.), *Universidad de Gante* (Universidad de Gante). Universidad de Gante. https://books.google.com.ec/books?id=42EUAAAQAAJ&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

- Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994a). *Petroleum Production Systems*. PTR Prentice Hall. <https://books.google.com.ec/books?id=UrVTAAAAMAAJ>
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994b). *Petroleum production systems*. Prentice-Hall/Neodata, Des Moines, IA (United States).
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir stimulation*.
- Fernanda, A., & Almeida, M. (2016). Viabilidad de la aplicación de fracturamiento hidráulico en pozos del campo Guanta-Dureno para incrementar la producción de petróleo. *Escuela Politécnica Nacional*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/16943>
- Fink, J. K. (2011). Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*, 1–785. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-61871-7>
- Geertsma, J., & Haafkens, R. (1979). A Comparison of the Theories for Predicting Width and Extent of Vertical Hydraulically Induced Fractures. *Journal of Energy Resources Technology*, 101(1), 8–19. <https://doi.org/10.1115/1.3446866>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017a). *Petroleum Production Engineering*. Elsevier Science. <https://books.google.com.ec/books?id=1zJgvgAACAAJ>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017b). Petroleum production engineering: Second Edition. *Petroleum Production Engineering: Second Edition*, 1–740.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). Hydraulic Fracturing. *Petroleum Production Engineering*, 251–265. <https://doi.org/10.1016/B978-075068270-1/50023-2>
- Harami, K., Bolanos, N., Sharma, S., Slimani, K., Abdel-Basset, M., Pimentel, J. A., Kiome, P., Rodriguez, J. A., Al-Ajmi, M., El Daoushy, A., & Mufarrej, M. Al. (2013). Heterogeneity Index and Fast Screening Processes Used in a Large Mature Field Designed for Quick Production Gains. *Society of Petroleum*

- Engineers - Kuwait Oil and Gas Show and Conference, KOGS 2013*, 723–737.
<https://doi.org/10.2118/167350-MS>
- Harris, P. C. (1988). Fracturing-Fluid Additives. *Journal of Petroleum Technology*, 40(10), 1277–1279. <https://doi.org/10.2118/17112-PA>
- Hawkins Jr., M. F. (1956). A Note on the Skin Effect. *Journal of Petroleum Technology*, 8(12), 65–66. <https://doi.org/10.2118/732-G>
- Hong, K. C. (1975). Productivity of Perforated Completions in Formations With or Without Damage. *Journal of Petroleum Technology*, 27(08), 1027–1038. <https://doi.org/10.2118/4653-PA>
- Jones, L. G., & Watts, J. W. (1971). Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well. *Journal of Petroleum Technology*, 23(02), 249–252. <https://doi.org/10.2118/2616-PA>
- Keelan, D. K., & Koepf, E. H. (1977). The Role of Cores and Core Analysis in Evaluation of Formation Damage. *Journal of Petroleum Technology*, 29(05), 482–490. <https://doi.org/10.2118/5696-PA>
- Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook: Vols. I–VII*. <https://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volumes-I-VII-Print-Set-P126.aspx>
- McLeod, H. O. (1983). The effect of perforating conditions on well performance. *J. Pet. Technol.; (United States)*, 35:1(1), 31–39. <https://doi.org/10.2118/10649-PA>
- Mencías, A. (2016). *Viabilidad de la aplicación de fracturamiento hidráulico en pozos del campo Guanta-Dureno para incrementar la producción del petróleo.*
- Meng, H. Z., & Brown, K. E. (1987). Coupling of Production Forecasting, Fracture Geometry Requirements and Treatment Scheduling in the Optimum Hydraulic Fracture Design. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE*, 485–501. <https://doi.org/10.2118/16435-MS>

- Molenaar, M. M., Al-Ghaithi, A., Kindi, S., & Alawi, F. (2022, January 11). Performance of 15 Years of Hydraulic Fracturing of Oil Wells in South of Oman. *Day 1 Tue, January 11, 2022*. <https://doi.org/10.2118/205236-MS>
- Moreno, R., & Dayana, J. (2021). Evaluación del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en los yacimientos Napo U y T del Campo Drago en el período 2014 – 2019. *Universidad Central Del Ecuador*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/23848>
- Naranjo, J., & Fabian, D. (2016). Análisis técnico de los fracturamientos hidráulicos realizados a las arenas t inferior y u inferior en los pozos productores de petróleo en el activo Lago Agrio. *Universidad Tecnológica Equinoccial*. <http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/handle/123456789/14386>
- Nolte, K. G. (1986). Determination of Proppant and Fluid Schedules From Fracturing-Pressure Decline. *SPE Production Engineering*, 1(04), 255–265. <https://doi.org/10.2118/13278-PA>
- Nolte, K. G., & Economides, M. J. (1991). Fracture Design and Validation With Uncertainty and Model Limitations. *Journal of Petroleum Technology*, 43(09), 1147–1155. <https://doi.org/10.2118/18979-PA>
- Nordgren, R. P. (1972). Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(04), 306–314. <https://doi.org/10.2118/3009-PA>
- Pérez, F., Ruiz, P., Vargas, D., & Vega, J. (2019). *Fracturamiento Hidráulico*.
- Perkins, T. K., & Kern, L. R. (1961). Widths of Hydraulic Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(09), 937–949. <https://doi.org/10.2118/89-PA>
- Plaza León, J. A., Cárdenas Dávila, V. G., & Malave, K. (2009). Análisis técnico económico para incrementar la producción del campo parahuacu de petroproducción mediante la técnica del fracturamiento hidráulico. *Escuela Superior Politécnica Del Litoral*. <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/15915>

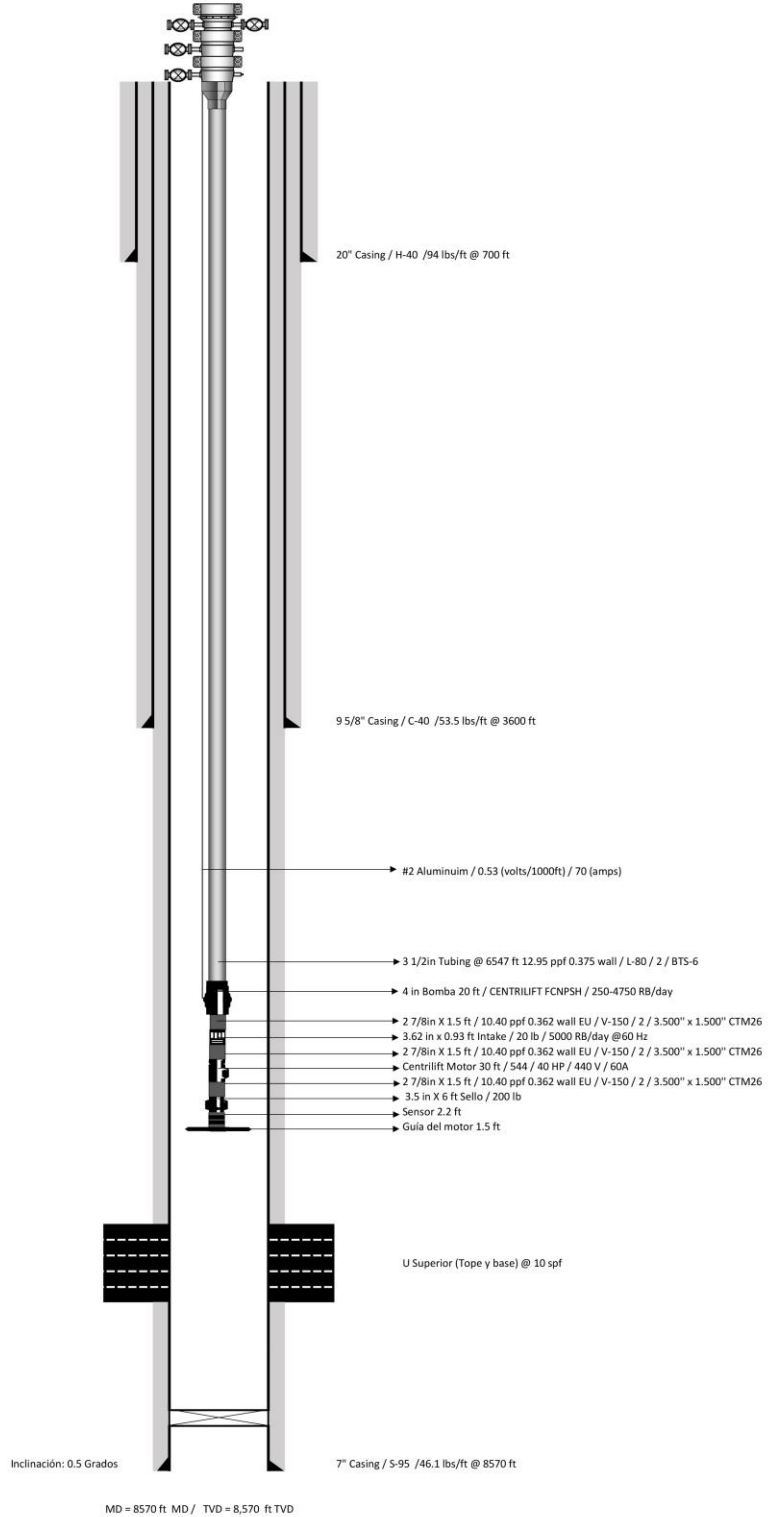
- San-Martín, H., Forney, J., Enwere, P., Davila, C., Gallaraga, M., & Carrera, O. (2003). *Campo Libertador, Cuenca Oriente, Ecuador; Existen Más Reservas Por Recuperar?* cp-33-00068. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-PDB.33.PAPER68>
- Schechter, R. S. (1992). *Oil well stimulation*. Richardson, TX (United States); Society of Petroleum Engineers. <https://www.osti.gov/biblio/7026788>
- Sneddon, I. N., & Elliot, H. A. (1946). The opening of a Griffith crack under internal pressure. *Quarterly of Applied Mathematics*, 4(3), 262–267. <http://www.jstor.org/stable/43633558>
- Tripoppoom, S., Wang, X., Liu, Z., Yu, W., Xie, H., Sepehrnoori, K., & Miao, J. (2020). Characterizing hydraulic and natural fractures properties in shale oil well in Permian basin using assisted history matching. *Fuel*, 275, 117950. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117950>
- Veatch, R. W. (1983). Overview of current hydraulic fracturing design and treatment technology. Part 1. *J. Pet. Technol.; (United States)*, 35:4(4), 677–687. <https://doi.org/10.2118/10039-PA>
- Wang, J., Xu, J., Wang, Y., Li, H., Liu, T., & Wen, X. (2018). Productivity of hydraulically-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs using a linear composite method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164, 450–458. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.071>
- Wang, W., Shahvali, M., & Su, Y. (2015). A semi-analytical fractal model for production from tight oil reservoirs with hydraulically fractured horizontal wells. *Fuel*, 158, 612–618. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.06.008>
- Wong, J. K. (2018). *Three-dimensional multi-scale hydraulic fracturing simulation in heterogeneous material using Dual Lattice Model (Compressed file)*.
- Zapata Gaibor, D. O., & Pinto Arteaga, G. R. (2019). Optimización de la producción del campo Libertador - Bloque 57, mediante el re-diseño de sus

equipos de bombeo electrosumergibles. In *Uni*. Universidad Central del Ecuador. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/19335>

ANEXO A

Pozos con características similares

- SHU-01
- SHU-02
- SHU-03
- SHU-04
- SHU-05
- SHU-06
- SHU-07
- SHU-08
- SHU-09
- SHU-10
- SHU-11
- SHU-12
- CAR-01
- CAR-02
- CAR-03
- CAR-04
- CAR-05
- CAR-06
- CAR-07
- CAR-08
- CAR-09
- CAR-10
- CAR-11
- CAR-12
- CAR-13
- CAR-14
- CAR-15
- CAR-16
- SEC-01
- SEC-02
- SEC-03
- SEC-04
- SEC-05
- SEC-06



Anexo A1. Esquema general de las condiciones mecánicas de los pozos en estudio.

ANEXOS B

Tabla B.1. Propiedades generales geomecánicas de los campos del Activo Libertador.

Profundidad TVD ft	Presión de colapso psi	Presión de fractura psi	Presión de sobrecarga psi	Gradiente de colapso gr/cc	Gradiente de fractura gr/cc
0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00
100.0	11.0	13.5	44.0	0.11	0.14
200.0	26.0	84.0	102.0	0.13	0.42
300.0	45.0	168.0	192.0	0.15	0.56
400.0	68.0	264.0	292.0	0.17	0.66
500.0	90.0	340.0	375.0	0.18	0.68
600.0	114.0	414.0	468.0	0.19	0.69
700.0	131.6	497.0	553.0	0.19	0.71
800.0	160.0	576.0	640.0	0.20	0.72
900.0	189.0	657.0	738.0	0.21	0.73
1000.0	220.0	750.0	840.0	0.22	0.75
1100.0	231.0	880.0	946.0	0.21	0.80
1200.0	276.0	1020.0	1068.0	0.23	0.85
1300.0	312.0	1131.0	1170.0	0.24	0.87
1400.0	350.0	1260.0	1323.0	0.25	0.90
1500.0	435.0	1395.0	1432.5	0.29	0.93
1600.0	480.0	1512.0	1544.0	0.30	0.95
1700.0	527.0	1632.0	1700.0	0.31	0.96
1800.0	594.0	1746.0	1800.0	0.33	0.97
1900.0	646.0	1862.0	1900.0	0.34	0.98
2000.0	700.0	2008.0	2048.0	0.35	1.00
2100.0	756.0	2131.5	2173.5	0.36	1.02
2200.0	836.0	2255.0	2299.0	0.38	1.03
2300.0	897.0	2380.5	2426.5	0.39	1.04
2400.0	936.0	2515.2	2611.2	0.39	1.05
2500.0	1025.0	2612.5	2712.5	0.41	1.05
2600.0	1118.0	2743.0	2847.0	0.43	1.06
2700.0	1215.0	2880.9	2988.9	0.45	1.07
2800.0	1372.0	3004.4	3116.4	0.49	1.07
2900.0	1537.0	3187.1	3335.0	0.53	1.10
3000.0	1770.0	3330.0	3495.0	0.59	1.11
3100.0	2046.0	3515.4	3639.4	0.66	1.13
3200.0	2208.0	3696.0	3824.0	0.69	1.16
3300.0	2310.0	3927.0	4026.0	0.70	1.19

Tabla B.1. Propiedades generales geomecánicas de los campos del Activo Libertador (continuación).

Profundidad TVD ft	Presión de colapso psi	Presión de fractura psi	Presión de sobrecarga psi	Gradiente de colapso gr/cc	Gradiente de fractura gr/cc
3400.0	2550.0	4012.0	4182.0	0.75	1.18
3500.0	2660.0	4165.0	4340.0	0.76	1.19
3600.0	2880.0	4320.0	4572.0	0.80	1.20
3700.0	2997.0	4532.5	4736.0	0.81	1.23
3800.0	3306.0	4655.0	4902.0	0.87	1.23
3900.0	3510.0	4793.1	5070.0	0.90	1.23
4000.0	3680.0	4960.0	5160.0	0.92	1.24
4100.0	3813.0	5125.0	5371.0	0.93	1.25
4200.0	3990.0	5292.0	5586.0	0.95	1.26
4300.0	4128.0	5461.0	5762.0	0.96	1.27
4400.0	4312.0	5632.0	5940.0	0.98	1.28
4500.0	4455.0	5805.0	6165.0	0.99	1.29
4600.0	4646.0	5980.0	6256.0	1.01	1.30
4700.0	4841.0	6204.0	6439.0	1.03	1.32
4800.0	4944.0	6288.0	6672.0	1.03	1.31
4900.0	5047.0	6566.0	6860.0	1.03	1.34
5000.0	5150.0	6625.0	7050.0	1.03	1.33
5100.0	5253.0	6936.0	7293.0	1.03	1.36
5200.0	5356.0	7124.0	7540.0	1.03	1.37
5300.0	5459.0	7367.0	7791.0	1.03	1.39
5400.0	5616.0	7560.0	8046.0	1.04	1.40
5500.0	5775.0	7689.0	8470.0	1.05	1.40
5600.0	5824.0	7823.2	8568.0	1.04	1.40

ANEXOS C

Tabla C.1. Sumario generado para el diseño de fractura hidráulica optimizada.

Company: UPSE **District:**
Well: CAR-05 **Phone:**
Field: CAMPO CARABOBO **Prepared for:**
County: **Prepared by:**
Country: Ecuador **Proposal Number:**
Location: Activo Libertador **Case:** Untitled
Formation: Arenisca U

File: G:\Schlumberger\FracCADE\WorkArea\design\CAR-05.cfw

Well Data:

Well Spacing..... 45.0 acres
Injection Flag..... TUBING
Well Type..... Vertical
Well Location..... Onshore

Hole Size at Perforated Interval..... 7.00 in
Bottom Hole Static Pressure..... 3120 psi
Bottom Hole Static Temperature..... 206 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
6547.0	3.500	9.3	2.990	3600.0	9.625	47.0	8.681
			8570.0	7.000	26.0	6.276	

Reservoir Data:

Well Type..... OIL
Reservoir Fluid Compressibility..... 5.010E-06 1/psi
Reservoir Fluid Viscosity..... 7.630E+00 cP

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

Gas Gravity..... 1.22
 Oil API Gravity..... 27.0 degAPI
 Gas-Oil Ratio..... 192 scf/bbl
 Bubble Point Pressure..... 839 psi

Equivalent 2D Top Zone..... 1
 Equivalent 2d Bottom Zone..... 1

Zone Height Data:

Zone Nbr	Zone Name	Top TVD ft	Gross Height ft	Leakoff Height ft	Net Rock Height ft	Rock Type
1	DIRTY-SANDSTON	8420.0	80.0	80.0	25.0	DIRTY-SANDSTONE
2D		8420.0	80.0	80.0	25.0	

Zone Stress Profile Data:

Zone Nbr	Top TVD ft	Fracture Gradient psi/ft	Min. Insitu Stress psi	Reservoir Pressure psi
1	8420.0	1.060	8967	3120
2D	8420.0	1.060	8967	3120

Zone Mechanical Properties:

Zone Nbr	Top TVD ft	Young's Modulus psi	Poisson Ratio	Toughness psi.in0.5	Sp. Gr.	Embed. Strength %	Lime- Stone %	Dolo- Mite
1	8420.0	3.000E+06	0.20	700	2.50	60000	99.0	1.0
2D	8420.0	3.000E+06	0.20	700	2.50	60000	99.0	1.0

Zone Transmissibility Properties:

Zone Nbr	Top TVD ft	Perm. md	Porosity %	Total Compr. 1/psi	Oil Sat. %	Gas Sat. %	H2O Sat. %
1	8420.0	36	17.0	1.28E-5	60.0	5.0	35.0
2D	8420.0	36	17.0	1.28E-5	60.0	5.0	35.0

Perforation Data:

Top MD	Top TVD	Bottom MD	Bottom TVD	Shot Density ft shot/ft	Total Entrance Number	Entrance Diameter in
8440.0	8440.0	8465.0	8465.0	5.00	125	0.32

Proppant Data:

Stress on Proppant..... 8953 psi

Prop. Nbr.	Proppant Name	Mesh Size in	Mean Dia. %	Pack Por. %	Grain Sp.Gr. md	Prop Retained	Prop Perm.
1	CarboLite	20/40	20/40	0.029	35.0	2.74	100 109745

Fluid Additive Data:

Fld. Nbr.	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Breaker Conc. lb/mgal	Base Sp. Gr.	Fluid Quality CO2 %	Fluid Quality N2 %
1	YF140.1HTD	40.0	0.0	1.00	0.0	0.0
2	WF140	40.0	0.0	1.00	0.0	0.0

Fluid Rheology Data:

Fld. Nbr.	Fluid Name	n-prime	k-prime	Viscosity	Shear Rate Factor	Settling Perfect	Temp. for Transport
		lb.f.s^n/ft	cP	1/s			degF
1	YF140.1HTD	0.25	4.92E-3	5.000	170	0.00	0.01
2	WF140	1.00	2.09E-5	1.000	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	YF140.1HTD	1.0	2.9E-3	2.7E-3	1.1
2	WF140	1.0	4.0E-3	3.6E-3	1.0

PropFRAC Placement Simulation Data:

Fracture Geometry Model..... PKN
 Gross Fracture Height..... 80.0 ft
 Leakoff Height..... 80.0 ft
 Asymmetric Two-wing Fracture Flag..... NO
 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					
8420.0	8500.0	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	
8420.0	8500.0	YES	YES	0.5	0.32	125	

Deviation Tortuosity:

Top TVD	Bottom TVD	Is Active	Include Deviation Tortuosity	Tortuosity Angle	Tortuosity Coefficient
ft	ft			deg	
8420.0	8500.0	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	Pinch Erosion
ft	ft			psi		ft/min		
8420.0	8500.0	YES	NO	8070	0.5	0.5	2400	

Bottom Hole Pump Schedule:

Step Nbr	Pump Rate	Fluid Name	Clean Fluid	Prop. Nbr.	Prop. Conc.	Prop. Slurry Mass	Slurry Volume	Inj. Time

	bbbl/min	gal	PPA	lb	bbbl	min		
1	30.0	YF140.1HTD	11075	0	0.00	0	263.7	8.8
2	30.0	YF140.1HTD	1065	1	1.89	2011	27.5	0.9
3	30.0	YF140.1HTD	1025	1	2.85	2923	27.5	0.9
4	30.0	YF140.1HTD	994	1	3.66	3639	27.5	0.9
5	30.0	YF140.1HTD	967	1	4.39	4250	27.5	0.9
6	30.0	YF140.1HTD	943	1	5.08	4794	27.5	0.9
7	30.0	YF140.1HTD	922	1	5.74	5290	27.5	0.9
8	30.0	YF140.1HTD	901	1	6.38	5749	27.5	0.9
9	30.0	YF140.1HTD	883	1	7.00	6179	27.5	0.9

Total: 24173.7 34833.4 611.9 20.4

Surface Pump Schedule:

Step	Pump	Fluid	Clean	Prop.	Prop.	Prop.	Slurry	Inj.
Nbr	Rate	Name	Fluid	Nbr.	Conc.	Mass	Volume	Time
Volume								
	bbbl/min	gal	PPA	lb	bbbl	min		
1	0.0	YF140.1HTD	5398	0	0.00	0	128.5	0.0
2	30.0	YF140.1HTD	5677	0	0.00	0	135.2	4.5
3	30.0	YF140.1HTD	1065	1	1.89	2011	27.5	0.9
4	30.0	YF140.1HTD	1025	1	2.85	2923	27.5	0.9
5	30.0	YF140.1HTD	994	1	3.66	3639	27.5	0.9
6	30.0	YF140.1HTD	967	1	4.39	4250	27.5	0.9
7	30.0	YF140.1HTD	943	1	5.08	4794	27.5	0.9
8	30.0	YF140.1HTD	922	1	5.74	5290	27.5	0.9
9	30.0	YF140.1HTD	902	1	6.38	5749	27.5	0.9
10	30.0	YF140.1HTD	858	1	7.00	6007	26.7	0.9
11	30.0	WF140	5398	0	0.00	0	128.5	4.3

Total: 24149.9 34664.4 611.1 16.1

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..... 24174 gal
Total Proppant Mass..... 34800 lb
Total Slurry Volume..... 611.9 bbl
Total Pump Time..... 20.4 min

Fluid Based Totals for This Stage

Fluid	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Total Fluid Vol	Total Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
YF140.1HTD	30.0	30.0	18776	34833	483.4	16.1
WF140	30.0	30.0	5398	0	128.5	4.3

Proppant Based Totals for This Stage

Proppant	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Total Fluid Vol	Total Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
CarboLite 20/40	30.0	30.0	7700	34833	219.7	7.3

Summary for Each Treatment

Treatment Type	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Total Fluid Vol	Total Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
Propped Fracture	30.0	30.0	24174	34833	611.9	20.4

Summary for Each Fluid in Each Treatment

Fluid	Average Volume Weighted Pump Rate	Average Rate	Total Fluid Vol	Total Prop Mass	Total Slurry Vol	Total Pump Time
	bbl/min	bbl/min	gal	lb	bbl	min
Fracture YF140.1HTD	30.0	30.0	18776	34833	483.4	16.1
Fracture WF140	30.0	30.0	5398	0	128.5	4.3

PropFRAC Placement Simulator Predictions:

Initial Fracture Top TVD..... 8420.0 ft
 Initial Fracture Bottom TVD..... 8500.0 ft

Propped Fracture Half-Length..... 120.4 ft
 Propped Width at Well..... 0.429 in
 Average Propped Width..... 0.213 in
 Average Gel Concentration..... 648.4 lb/mgal
 Average Fluid Retained Factor..... 1.00
 Max Hydraulic Fracture Half-Length..... 304.7 ft
 EOJ Hydraulic Fracture Half-Length..... 174.1 ft
 EOJ Hydraulic Width at Well..... 0.523 in
 EOJ Hydraulic Height at Well..... 80.1 ft
 EOJ Net Pressure..... 1089 psi
 Efficiency..... 0.249
 Estimated Closure Time..... 35.2 min
 Equivalent Leakoff..... 5.9E-3 ft/min^{0.5}
 Effective Conductivity..... 2363 md.ft
 Effective FcD..... 0.5

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
30.1	80.0	80.1	78.9	6.4	0.350	80.1	3.24	384.7	4113
60.2		80.1	67.7	5.9	0.243	80.1	2.25	545.5	2799
90.3		80.1	49.5	5.7	0.207	80.1	1.92	577.8	2318
120.4		80.1	20.1	6.1	0.119	80.1	1.10	1085.5	1216

Hydraulic length much larger than propped length

Max Surface Pressure..... 7985 psi
 Max Hydraulic Horsepower..... 5870.1 hp

Fracture Conductivity and ACL Propped Length Per Zone Data:

Zone Nbr	Zone Name	Top TVD ft	Gross Height ft	Fracture Conductivity md.ft	ACL Propped Length ft
1	DIRTY-SANDSTON	8420.0	80.0	2363	120.4

Bottom Hole Static Temperature..... 206 degF

Observation Temperature..... 201 degF

Step Exposure Time Prediction:

Step Nbr	Pump Rate bbl/m	Fluid Name gal	Clean Fluid min	Inj. BH Temp degF	Inj. Time min	BHST 201 min	Inj. 201 min	Time At 201 min	Time At 201 min
1	30.0	YF140.1HTD	11075	8.8	118	2.3	2.3	2.3	2.3
2	30.0	YF140.1HTD	1065	0.9	93	0.0	0.0	0.0	0.0
3	30.0	YF140.1HTD	1025	0.9	93	0.0	0.0	0.0	0.0
4	30.0	YF140.1HTD	994	0.9	93	0.0	0.0	0.0	0.0
5	30.0	YF140.1HTD	967	0.9	92	0.0	0.0	0.0	0.0
6	30.0	YF140.1HTD	943	0.9	92	0.0	0.0	0.0	0.0
7	30.0	YF140.1HTD	922	0.9	92	0.0	0.0	0.0	0.0
8	30.0	YF140.1HTD	901	0.9	91	0.0	0.0	0.0	0.0
9	30.0	YF140.1HTD	883	0.9	91	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	YF140.1HTD	11075	40.0	0.0
2	YF140.1HTD	1065	40.0	0.0
3	YF140.1HTD	1025	40.0	0.0
4	YF140.1HTD	994	40.0	0.0

5	YF140.1HTD	967	40.0	0.0
6	YF140.1HTD	943	40.0	0.0
7	YF140.1HTD	922	40.0	0.0
8	YF140.1HTD	901	40.0	0.0
9	YF140.1HTD	883	40.0	0.0