

Pregrado

Carrera: Exploración Y Producción De Petróleo Y Gas Natural

Asignatura (UIC): Proyectos De Exploracion Y Produccion

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnología Universitaria en Exploración y

Producción de Petróleo y Gas Natural

Tema: Incremento de la producción en el campo
Yulebra pozo Yulebra -37 a través de la estimulación
matricial y fracturamiento hidráulico en el año 2025.

Autor/s: Jose Luis Lojan, Eddy Panezo, Tom Hannah

Tutor: Ing. Luis Alvarez

Fecha:



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 08 de Agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, nosotros Jose Luis Lojan, Eddy Panezo y Tom Hannah, declaramos y aceptamos en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Incremento de la producción en el campo Yulebra pozo Yulebra -37 a través de la estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en el año 2025. de Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural y a su vez manifestamos nuestra voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmamos la presente.
Atentamente,

Firma del Estudiante (AUTOR)

(AUTOR)

TOM HANNAH

C.I.: 1719847590

Firma del Estudiante

JOSE LUIS LOJAN

C.I.: 2100435839

Firma del Estudiante (AUTOR)

EDDY PANEZO

C.I.: 2100416441

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 08 de Agosto del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Nosotros Jose Luis Lojan, Eddy Panezo y Tom Hannah, con C.I.: 2100435839, 2100416441 y 1719847590 alumnos de la Carrera TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,

Firma del Estudiante
Jose Luis Lojan
C.I.: 2100435839

Firma del Estudiante
Eddy Panezo
C.I.: 2100435839

Firma del Estudiante
Tom Hannah
C.I.: 1719847590

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

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

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA: TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

AUTOR /ES: JOSE LUIS LOJAN, EDDY PANEZO, TOM HANNAH

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO): ING. LUIS ALVAREZ

CONTACTO ESTUDIANTE:

TOM HANNAH 0969258433

JOSE LOJAN 099411675

EDDY PANEZO 0997718863

CORREO ELECTRÓNICO:

TOM.HANNAH@ISTER.EDU.EC

JOSE.LOJAN@ISTER.EDU.EC

EDDY.PANEZ@ISTER.EDU.EC

TEMA: INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO YULEBRA POZO
YULEBRA -37 A TRAVÉS DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL AÑO 2025.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

(UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR)

RESUMEN EN ESPAÑOL:

EL POZO YULEBRA-37, UBICADO EN EL BLOQUE 61 DEL ORIENTE ECUATORIANO, PRESENTA UN GRAVE DAÑO DE FORMACIÓN QUE HA REDUCIDO SIGNIFICATIVAMENTE LA PRODUCTIVIDAD DEL YACIMIENTO. ESTE DAÑO HA SIDO CAUSADO POR LA INVASIÓN DE FLUIDOS INCOMPATIBLES, LA MALA GESTIÓN DE SÓLIDOS, EL USO INADECUADO DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y UN DISEÑO DEFICIENTE DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, LO CUAL HA INCREMENTADO LOS COSTOS OPERATIVOS Y COMPROMETIDO LA VIABILIDAD TÉCNICA DEL PROYECTO. SE EVALUARON DOS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL. EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEMOSTRÓ SER LA ALTERNATIVA MÁS EFECTIVA, AUMENTANDO LA PRODUCCIÓN DE 57 A 259 BPPD (+354%), DUPLICANDO EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP DE 0,31 A 0,62 BFPD/PSI) Y REDUCIENDO EL DAÑO DE FORMACIÓN DE 14,6 A -4,7, CON UN AUMENTO DE LA PERMEABILIDAD A 506,37 MD. POR SU PARTE, LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL INCREMENTÓ LA PRODUCCIÓN A 137 BPPD (+140%) Y MEJORÓ PARCIALMENTE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS. EN CONCLUSIÓN, EL FRACTURAMIENTO NO SOLO MEJORÓ LA CONECTIVIDAD DEL YACIMIENTO, SINO QUE PERMITIÓ RECUPERAR LA RENTABILIDAD DEL POZO, POSICIONÁNDOSE COMO LA OPCIÓN TÉCNICA MÁS EFICIENTE PARA CONTRARRESTAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN AMBIENTES COMPLEJOS.

PALABRAS CLAVE: DAÑO, FRACTURAMIENTO, ESTIMULACIÓN, PRODUCTIVIDAD, PERMEABILIDAD.

ABSTRACT:

THE YULEBRA-37 WELL, LOCATED IN BLOCK 61 IN THE ECUADORIAN ORIENTE, PRESENTS SEVERE FORMATION DAMAGE THAT HAS SIGNIFICANTLY REDUCED THE RESERVOIR'S PRODUCTIVITY. THIS DAMAGE HAS BEEN CAUSED BY THE INVASION OF INCOMPATIBLE FLUIDS, POOR SOLIDS MANAGEMENT, IMPROPER USE OF COMPLETION FLUIDS, AND A DEFICIENT DESIGN OF THE ARTIFICIAL LIFT SYSTEM, WHICH HAS INCREASED OPERATIONAL COSTS AND COMPROMISED THE TECHNICAL VIABILITY OF THE PROJECT. TWO STIMULATION TECHNIQUES WERE EVALUATED: HYDRAULIC FRACTURING AND MATRIX STIMULATION. HYDRAULIC FRACTURING PROVED TO BE THE MOST EFFECTIVE ALTERNATIVE, INCREASING OIL PRODUCTION FROM 57 TO 259 BOPD (+354%), DOUBLING THE PRODUCTIVITY INDEX (IP FROM 0.31 TO 0.62 BFPD/PSI), AND REDUCING THE FORMATION DAMAGE FROM 14.6 TO -4.7, WITH A PERMEABILITY INCREASE TO 506.37 MD. IN CONTRAST, MATRIX STIMULATION INCREASED PRODUCTION TO 137 BOPD (+140%) AND PARTIALLY IMPROVED PETROPHYSICAL PROPERTIES. IN CONCLUSION, FRACTURING NOT ONLY ENHANCED RESERVOIR CONNECTIVITY BUT ALSO HELPED RECOVER THE WELL'S PROFITABILITY, MAKING IT THE MOST EFFICIENT TECHNICAL OPTION TO COUNTERACT FORMATION DAMAGE IN COMPLEX ENVIRONMENTS.

KEYWORDS: DAMAGE, FRACTURING, STIMULATION, PRODUCTIVITY, PERMEABILITY.

Firma del Estudiante (AUTOR)

(AUTOR)

TOM HANNAH

C.I.: 1719847590

Firma del Estudiante

JOSE LUIS LOJAN

C.I.: 2100435839

Firma del Estudiante (AUTOR)

EDDY PANEZO

C.I.: 2100416441

Índice de Contenido

CAPÍTULO I.....	15
INTRODUCCIÓN.....	15
Ubicación del Campo y descripción.....	15
Columna estratigráfica.....	15
Diagrama mecánico de pozo.....	16
Planteamiento del problema.....	17
Problema científico.....	19
Justificación.....	20
Glosario de Términos.....	21
CAPÍTULO II:.....	23
MARCO TEÓRICO.....	23
Problemas en el reservorio.....	23
Daño de formación por invasión de fluidos incompatibles.....	23
Formación de emulsiones, hinchamiento de arcillas y precipitación de sales.....	24
Mal diseño de levantamiento artificial y gestión de presiones.....	24
Propuestas de solución.....	25
Fracturamiento Hidráulico.....	25
Principios básicos del fracturamiento hidráulico.....	25

Mecánica de Rocas.....	25
Presión de Inyección.....	26
Transporte de Propante.....	26
Fluidos de Fractura.....	26
Geometría y Crecimiento de la Fractura.....	27
Modelado y Simulación.....	27
Efecto en la Producción.....	27
Tipos de fracturas y su propagación en formaciones petrolíferas.....	28
Clasificación de fracturas.....	28
Diseño y planificación de operaciones de fracturamiento.....	29
Análisis Inicial del Pozo y Yacimiento.....	29
Establecimiento de Metas del Fracturamiento.....	30
Desarrollo del Fluido de Fracturamiento.....	30
Planeación de la Operación.....	30
Organización de Equipos y Logística.....	30
Supervisión y Control Durante la Actividad.....	30
Evaluación Después de la Operación.....	31
Fluidos de fracturamiento composición, propiedades y función.....	31
Composición de los Líquidos de Fracturamiento.....	31
Propiedades Esenciales de los Líquidos.....	32

Compatibilidad química.....	32
Propósito de los Líquidos de Fracturamiento.....	32
Impacto del fracturamiento hidráulico en la permeabilidad y productividad del yacimiento...	
33	
Aumento de la Permeabilidad.....	33
Aumento de la Productividad.....	34
Consideraciones Clave.....	34
Problemas por mala ejecución.....	35
Evaluación y monitoreo de fracturas técnicas y tecnologías.....	35
Factores geomecánicos que afectan la eficiencia del fracturamiento.....	36
Gradiente de presión de fractura.....	37
Dirección de la fractura.....	37
Presión de poro y presión de confinamiento.....	37
Capas de diferente litología.....	38
Estratificación.....	38
Estrategias de Mitigación y Prácticas Idóneas.....	38
Aplicaciones del fracturamiento hidráulico en diferentes tipos de yacimientos.....	39
Reservorios de Baja Permeabilidad.....	39
Reservorios No Convencionales.....	40
Reservorios Carbonatados.....	40

Reservorios con Fracturas Naturales.....	40
Reservorios de Petróleo Pesado o Extrapesado.....	40
Equipos en el Fracturamiento Hidráulico.....	40
Estimulación ácida.....	41
Clasificaciones de Estimulación Ácida.....	42
Fundamentos de la estimulación ácida en yacimientos petrolíferos.....	42
Formaciones de carbonato (calizas, dolomitas).....	42
Fundamentos de la operación.....	43
Tipos de ácidos utilizados y sus reacciones con la formación.....	43
Métodos de aplicación y diseño de tratamientos ácidos.....	43
Diseño del tratamiento ácido.....	44
Efectos de la estimulación ácida sobre la porosidad y permeabilidad.....	44
Composición Mineral Típica de los Reservorios.....	45
Problemas comunes y manejo de efectos secundarios en estimulación ácida.....	46
Precipitación Secundaria.....	46
Corrosión de Equipos.....	46
Daño por Formación de Espuma o Gel.....	46
Daño Mecánico a la Formación.....	46
Reacción Prematura y Consumo Excesivo de Ácido.....	46
Impacto Ambiental.....	46

Técnicas para evaluar la efectividad de la estimulación ácida.....	46
Estimulación ácida en formaciones carbonatadas y siliciclásticas.....	47
Formaciones carbonatadas.....	47
Formaciones silíceas.....	47
Compatibilidad química y selección de inhibidores para protección del equipo.....	47
Compatibilidad Química.....	47
Selección de Inhibidores de Corrosión.....	48
Criterios para Seleccionar un Inhibidor.....	48
Equipos en la estimulación ácida.....	49
Coiled tubing.....	50
CAPÍTULO III.....	51
PROPUESTAS DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN.....	51
Condiciones del pozo Yulebra0-37.....	51
Curva de oferta IPR.....	51
Historial de producción.....	53
Análisis de presión, temperatura y volumen.....	57
Registro Eléctrico.....	58
Daño de formación.....	59
Diseño del fracturamiento hidráulico.....	61
Equipos del fracturamiento Hidráulico.....	61

Características de los fluidos.....	61
Cálculo de la presión de fractura.....	72
Presión de inyección en superficie (Piny).....	73
Potencia hidráulica de la bomba.....	73
Conductividad fractura.....	74
Permeabilidad de la fractura.....	74
Daño de la formación.....	75
Índice de productividad.....	76
Curva de oferta IPR.....	77
Estimulación Matricial.....	78
Equipos en la estimulación ácida.....	79
Cálculo del Gradiente de fractura.....	80
Cálculo de la presión de fractura.....	81
Presión de inyección en superficie.....	81
Caudal de inyección.....	81
Caídas de presión en tubería (Pt).....	82
Presión de inyección en la formación.....	84
Profundidad de la acidificación.....	85
Volumen de fluido de estimulación.....	85
Solución química inyectada.....	86

Cálculo del tiempo de inyección.....	87
Permeabilidad post estimulación.....	87
Daño de formación post estimulación.....	88
Cálculo del Índice de productividad.....	88
Cálculo de la presión de fondo fluyente.....	89
Cálculo del Caudal del fluido.....	89
IPR post estimulación.....	90
CAPÍTULO IV.....	91
RESULTADOS.....	91
Fracturamiento hidráulico.....	91
Estimulación matricial.....	93
Propuesta óptima.....	95
CAPÍTULO V.....	99
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	99
CONCLUSIONES.....	99
RECOMENDACIONES.....	100
Bibliografía.....	101

Índice de Figuras

Figura 1 Ubicación del campo	15
Figura 2 Columna estratigráfica	16
Figura 6 Diagrama de Ishikawa	19
Figura 7 Daño de formación	24
Figura 8 Fracturamiento hidráulico	25
Figura 9 Esfuerzos en la roca	26
Figura 10 Diagrama de Ishikawa	27
Figura 11 Fracturas y microfracturas	29
Figura 12 Comportamiento de la fractura	31
Figura 13 Fluido de Fractura	32
Figura 14 Distribución del apuntalante	33
Figura 15 Esfuerzos en distintas direcciones de la roca	36
Figura 16 Esfuerzos tangenciales y normales	38
Figura 17 Equipos en el fracturamiento hidráulico	41
Figura 18 Estimulación ácida	42
Figura 19 Incremento de la permeabilidad	45
Figura 20 Equipos estimulación ácida	50
Figura 21 Diagrama del coiled tubing	50
Figura 19 IPR Pozo Yulebra-37	53
Figura 20 Yulebra 37 Historia de producción	54
Figura 21 Prueba de presión pozo Yulebra-037	59
Figura 22 <i>Amplitud de fractura</i>	65

Figura 23 <i>Factor de fricción</i>	71
Figura 24 <i>Factor de fricción</i>	83
Figura 25 <i>Estimulación matricial</i>	90
Índice de Tablas	
Tabla 2 Causas y consecuencias	19
Tabla 1 Análisis PVT del campo Yulebra	57
Tabla 3 <i>Características del pozo</i>	60
Tabla 4 <i>Características de la formación</i>	60
Tabla 5 <i>Características de la formación estimulación</i>	78
Tabla 6 Solución química de inyección	86

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Ubicación del Campo y descripción

El Campo Yulebra Situado en el Bloque 61, en la parte central de la cuenca Oriente, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana. Limita al norte con el campo Sacha y al sur con el campo Auca. El área total del campo es de aproximadamente 193,519 km².

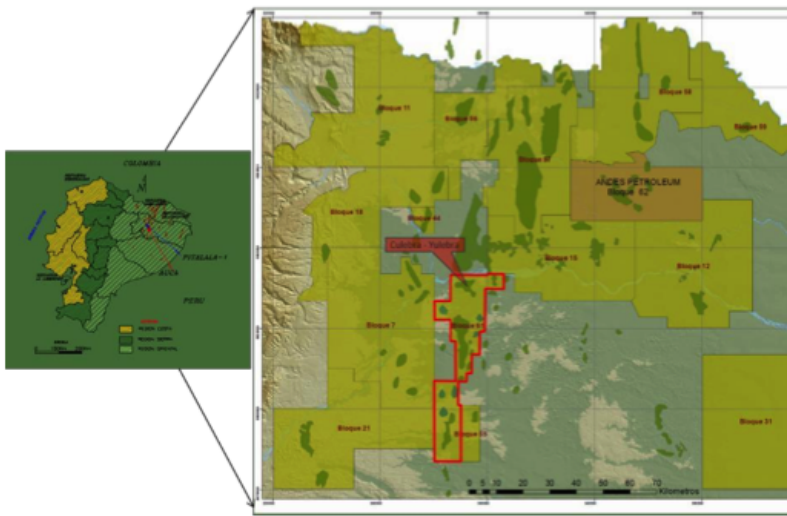


Figura 1 Ubicación del campo

Columna estratigráfica

Las principales arenas productoras son las siguientes:

Formación Basal Tena: Principal reservorio del campo Yulebra, compuesto por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, con buena porosidad y permeabilidad. Esta formación ha sido el foco de proyectos de inyección de agua para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Formación Napo: Incluye las arenas "T" y "U", que también contribuyen a la producción del campo. Formación Hollín: Aunque no es la principal fuente de producción en Yulebra, también está presente en la región y ha sido explotada en campos cercanos. Como se describe la

columna estratigráfica del campo Yulebra. Las profundidades se ubican en promedio en los 9500 pies.

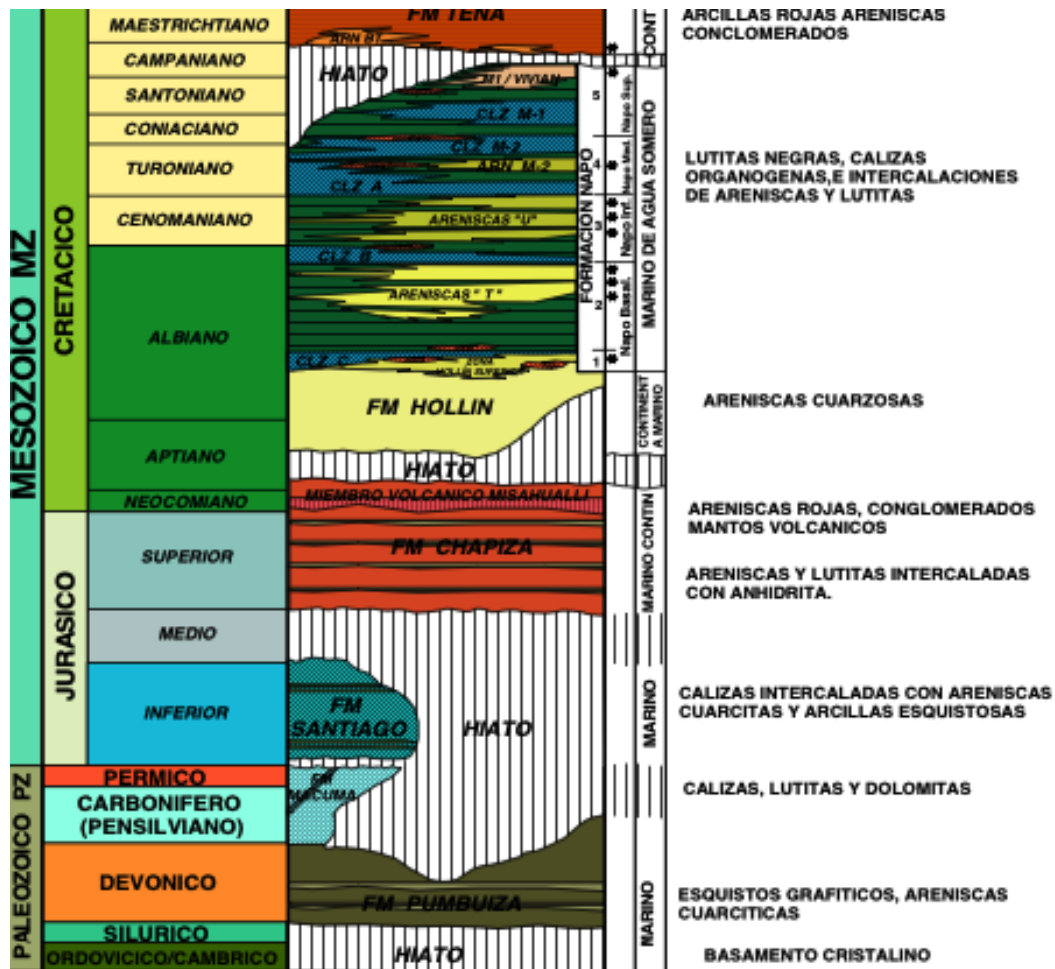
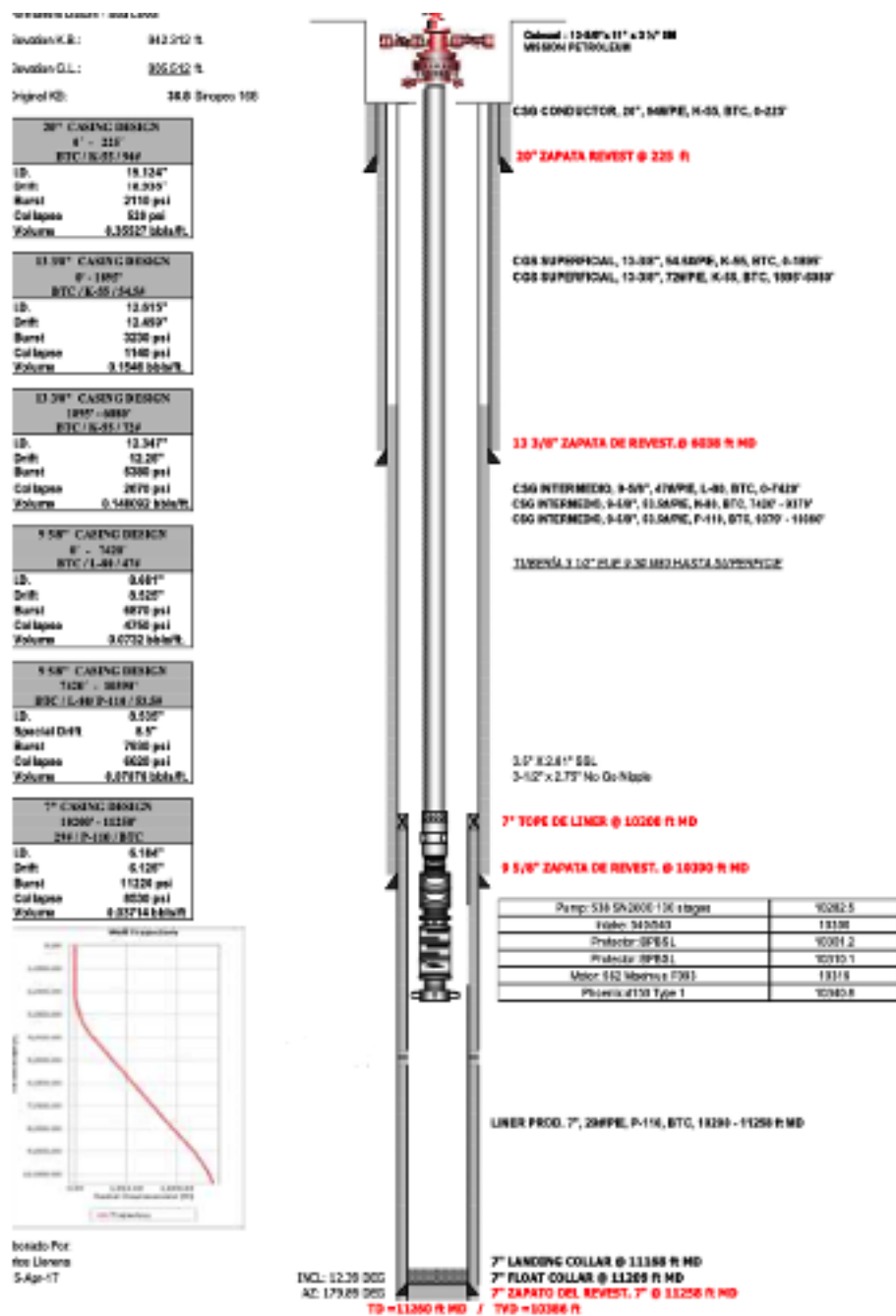


Figura 2 Columna estratigráfica

Diagrama mecánico de pozo

Según el anexo 1. Se distingue la completación del pozo Yulebra-37 con una completación de tipo electrosumergible con 2 bombas REDA 1800 cuya producción asciende a los 154 bfpd.



Planteamiento del problema

En el pozo Yulebra-37, ubicado en el campo Yulebra del Bloque 61, en la región amazónica del Ecuador, se evidencia una problemática crítica vinculada al daño de formación, la cual ha evolucionado con el tiempo y afecta de manera directa la productividad del yacimiento.

Este daño ha sido provocado por una combinación de factores operacionales y geológicos que han deteriorado la capacidad del reservorio para permitir el flujo eficiente de hidrocarburos hacia el pozo. Entre las causas principales se identifican la invasión de fluidos de perforación no compatibles con las características petrofísicas de la formación, lo cual ha provocado el taponamiento de poros y la reducción de la permeabilidad efectiva. Asimismo, la saturación con agua y lodo en la matriz del reservorio ha alterado el equilibrio capilar y ha provocado desplazamientos ineficientes del crudo. Adicionalmente, el uso inapropiado de fluidos de completación, sin considerar sus interacciones físico-químicas con el medio poroso, ha generado problemas como la formación de emulsiones agua-aceite, arcillas hinchadas y precipitación de sales. A esto se suma un diseño deficiente en las operaciones de levantamiento artificial, que ha generado variaciones de presión indeseadas y ha exacerbado los mecanismos de daño, especialmente en zonas críticas del pozo. La falta de una estrategia efectiva de control y remediación del daño de formación desde las primeras etapas de explotación ha permitido que estos efectos se acumulen, comprometiendo la recuperación primaria del yacimiento. Como resultado, se ha observado una disminución significativa en las tasas de producción de crudo, un incremento en la necesidad de aplicar técnicas de recuperación mejorada (como estimulación química o inyección selectiva), y un aumento considerable en los costos operativos. Esta situación no solo pone en riesgo la rentabilidad del proyecto, sino que también compromete la viabilidad a largo plazo del campo, al dificultar la implementación de sistemas de levantamiento artificial sostenibles y eficientes en un entorno técnico cada vez más complejo.

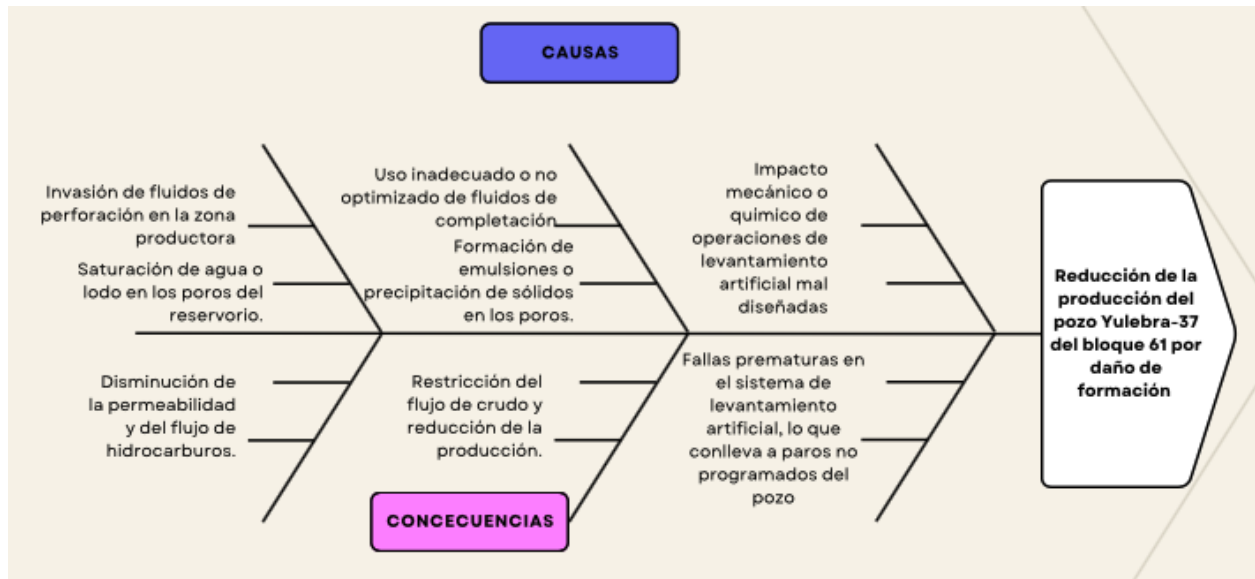


Figura 6 Diagrama de Ishikawa

De la misma manera se indica las áreas dentro del reservorio, fluidos y sistema de levantamiento artificial según sus causas y consecuencias que se muestran en la tabla número dos:

Tabla 2
Causas y consecuencias

Causa Técnica	Consecuencia
Diseño inadecuado del sistema de levantamiento artificial.	Fallas tempranas en equipos y pérdida de producción.
Materiales no compatibles con fluidos corrosivos del pozo.	Corrosión acelerada y aumento de mantenimiento.
Operación fuera del rango adecuado de presión o caudal.	Daño por cavitación o vibraciones, con paros frecuentes.
Mala gestión de sólidos abrasivos en el diseño del sistema.	Erosión de componentes y reducción de eficiencia operativa.

Problema científico

El pozo Yulebra-37 presenta un daño de formación significativo que ha reducido drásticamente la permeabilidad del yacimiento, afectando la eficiencia en la extracción de crudo. Este daño es consecuencia de la invasión de fluidos de perforación, el uso inadecuado de fluidos de completación, la formación de emulsiones y la falta de estrategias eficaces de mitigación. Además, el mal diseño del sistema de levantamiento artificial ha agravado la situación. Esta combinación de factores ha generado una disminución sostenida en las tasas de producción, elevando los costos operativos y comprometiendo la viabilidad técnica y económica del desarrollo del campo Yulebra.

Justificación.

La justificación del proyecto radica en la necesidad de optimizar la producción del pozo Yulebra-37, ubicado en el Bloque 61. La aplicación de técnicas de estimulación busca eliminar obstrucciones y mejorar la permeabilidad de la formación, lo cual permitirá un flujo más eficiente de hidrocarburos hacia el pozo. Esta intervención es clave para restablecer el flujo natural del crudo, reducir la caída de presión y optimizar el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial. Con ello, se pretende incrementar la producción diaria de petróleo, estabilizar las operaciones y mejorar la rentabilidad del activo. Además, garantiza la continuidad productiva del pozo, contribuyendo al aprovechamiento eficiente de los recursos y a la sostenibilidad económica del campo.

Hipótesis

Incrementar la producción del pozo Yulebra-37 mediante la aplicación de técnicas de estimulación de formación, específicamente estimulación matricial y fracturamiento hidráulico,

que permitan reducir el daño a la formación y mejorar la conectividad del reservorio, optimizando así el flujo de hidrocarburos hacia el pozo productor.

Justificación legal

De acuerdo con el Artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos del Ecuador, las operaciones deben orientarse a lograr la máxima eficiencia técnica y económica en la explotación de los yacimientos, promoviendo su desarrollo integral y prolongando su vida útil. En este contexto, la aplicación de técnicas como la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico en el pozo Yulebra-37 responde directamente a este mandato legal, ya que busca recuperar la productividad del reservorio, aumentar el factor de recobro y optimizar la extracción de hidrocarburos. Estas acciones no solo mejoran la eficiencia operativa, sino que también permiten un uso más racional y responsable de los recursos naturales, en concordancia con la normativa vigente.

Glosario de Términos

Profundidad (PROF)	Distancia vertical desde la superficie hasta el punto objetivo del pozo.
Esfuerzo Horizontal (EH)	Presión o carga aplicada horizontalmente en la formación.
Esfuerzo Vertical (EV)	Presión ejercida por el peso de las formaciones superiores.
Presión de reservorio (Prese)	Presión existente dentro del yacimiento antes de ser intervenido.
Radio de drenaje (re)	Distancia desde el pozo hasta donde se produce el flujo del fluido.
Radio del pozo (rw)	Radio interno efectivo del pozo perforado.
Espesor de formación (h)	Altura o grosor de la zona productiva del yacimiento.
Penetración ácida recomendada	Longitud óptima hasta la cual debe penetrar el ácido en la formación.
Porosidad (Por)	Porcentaje del volumen de roca que está ocupado por poros o espacios vacíos.

Área (A)	Superficie total del yacimiento bajo estudio o explotación.
Coefficiente de Poisson (CP)	Relación entre la deformación lateral y longitudinal de un material.
Densidad del fluido	Masa por unidad de volumen del fluido presente en el yacimiento.
Diámetro externo (DO)	Diámetro exterior del tubo de revestimiento o tubería.
Diámetro interno (DI)	Diámetro interno útil de la tubería, por donde circula el fluido.
Viscosidad (Ucp)	Resistencia de un fluido a fluir o deformarse.
Permeabilidad de formación (kf)	Capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros.

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

Problemas en el reservorio

En el reservorio T Superior se han identificado diversos problemas que afectan directamente la eficiencia productiva. Uno de los más críticos es el daño de formación por la invasión de fluidos incompatibles, que ha reducido significativamente la permeabilidad del medio poroso. Además, se han presentado reacciones químicas indeseadas como la formación de emulsiones, hinchamiento de arcillas y precipitación de sales, las cuales obstruyen el flujo del crudo. A esto se suma un mal diseño del sistema de levantamiento artificial, que ha generado inestabilidad en las presiones, agravando el daño existente y comprometiendo la recuperación del yacimiento como se indica a continuación.

Daño de formación por invasión de fluidos incompatibles

El daño de formación en el pozo Yulebra-37 ha sido causado en gran parte por la invasión de fluidos de perforación no compatibles con las características petrofísicas del reservorio. Estos fluidos han taponado los poros de la roca, reduciendo la permeabilidad efectiva y dificultando el flujo natural del petróleo. La falta de selección adecuada de los lodos y su comportamiento en contacto con el medio poroso provocaron obstrucciones físicas y químicas que limitan la productividad del pozo. Este tipo de daño, si no se trata oportunamente, se vuelve progresivo y compromete severamente la eficiencia de producción a largo plazo. (Alejandra, 2016).

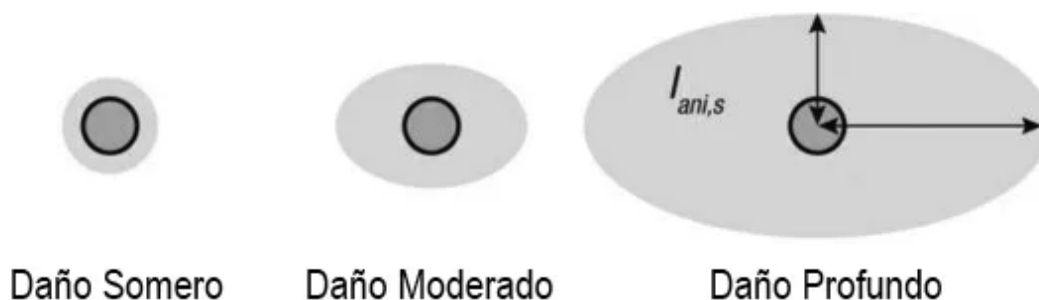


Figura 7 Daño de formación

Formación de emulsiones, hinchamiento de arcillas y precipitación de sales

El uso inadecuado de fluidos de completación ha generado reacciones no deseadas en el reservorio, como la formación de emulsiones agua-aceite, el hinchamiento de arcillas y la precipitación de sales. Estas interacciones físico-químicas bloquean el flujo en los poros, reducen la permeabilidad y dificultan el desplazamiento del crudo. Las emulsiones estabilizadas impiden la separación de fases, mientras que las arcillas hinchadas estrechan los canales de flujo. La precipitación de sales puede formar costras que agravan el daño de formación. Estos problemas requieren tratamientos específicos y costosos, y pueden volverse recurrentes si no se corrigen desde el diseño del pozo.

Mal diseño de levantamiento artificial y gestión de presiones

Un diseño deficiente del sistema de levantamiento artificial ha generado variaciones de presión no deseadas dentro del pozo, lo cual ha agravado los mecanismos de daño en zonas críticas. La inestabilidad en las presiones de fondo ha favorecido la movilización de finos, la ruptura de emulsiones y la migración de sólidos que bloquean la cara del pozo. Además, la ausencia de una estrategia integral de remediación temprana ha permitido que estos efectos se acumulen, afectando la recuperación primaria del reservorio. Esta mala gestión técnica no solo

reduce la producción, sino que también encarece las operaciones y pone en riesgo la sostenibilidad del proyecto.

Propuestas de solución

En la presente sección se analiza de manera teórica las propuestas que permiten el incremento de producción.

Fracturamiento Hidráulico

Es un procedimiento que estimula el yacimiento mediante la inyección a alta presión de un líquido que se fractura (agua, productos químicos y materiales de soporte) en la roca, con el objetivo de crear o ampliar fisuras en el material rocoso, facilitando así el flujo de petróleo o gas hacia el pozo de extracción. (Serrano, 2013)

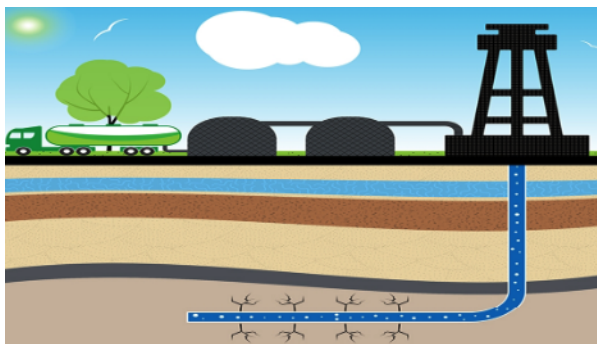


Figura 8 Fracturamiento hidráulico

Principios básicos del fracturamiento hidráulico

El proceso de fracturación hidráulica implica la creación deliberada de fisuras en formaciones geológicas profundas a través de la inyección de líquidos a alta presión. Su objetivo principal es aumentar la permeabilidad de la roca reservorio, facilitando así el movimiento de petróleo o gas hacia el pozo.

Mecánica de Rocas

Las formaciones geológicas pueden tener originalmente baja permeabilidad. Cuando la presión del líquido inyectado excede la resistencia de la roca y las tensiones presentes en el lugar, se produce una fractura hidráulica. Esta fisura se extiende en dirección opuesta al menor esfuerzo principal. (Bravo, 2012)

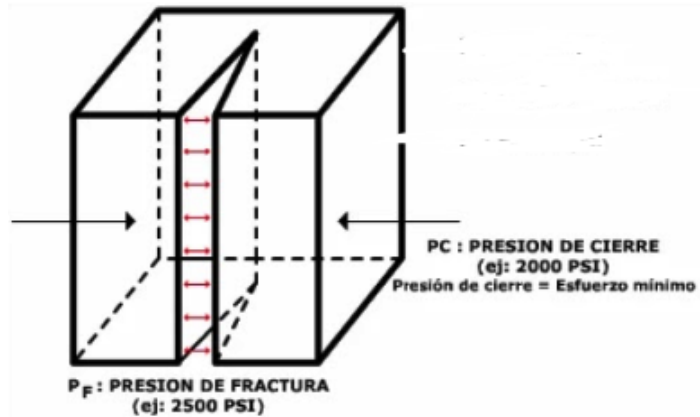


Figura 9 Esfuerzos en la roca

Presión de Inyección

El fracturamiento se lleva a cabo cuando la presión de inyección supera la presión de ruptura de la formación. La presión de ruptura es igual a la presión de poro más el esfuerzo efectivo mínimo más la resistencia de la roca.

Transporte de Propante

Una vez que la fisura está abierta, se inserta un propante, como arena o cerámica.

Su finalidad es mantener las fisuras abiertas tras la reducción de presión, garantizando un recorrido de flujo para los hidrocarburos.

Fluidos de Fractura

El fluido es responsable de manejar energía, abrir la fisura y transportar el propante. Puede ser agua con aditivos, geles, espumas, o incluso dióxido de carbono o nitrógeno. Aditivos comunes incluyen: agentes de fricción, biocidas, gelificantes, rompientes y surfactantes.

Geometría y Crecimiento de la Fractura

Se busca lograr una fractura que esté controlada y bien orientada, ya sea de manera vertical u horizontal, dependiendo del diseño.

Modelado y Simulación

- Esfuerzos en el lugar.
- Propagación anticipada.
- Distribución del propante.
- Impacto en la productividad del pozo.

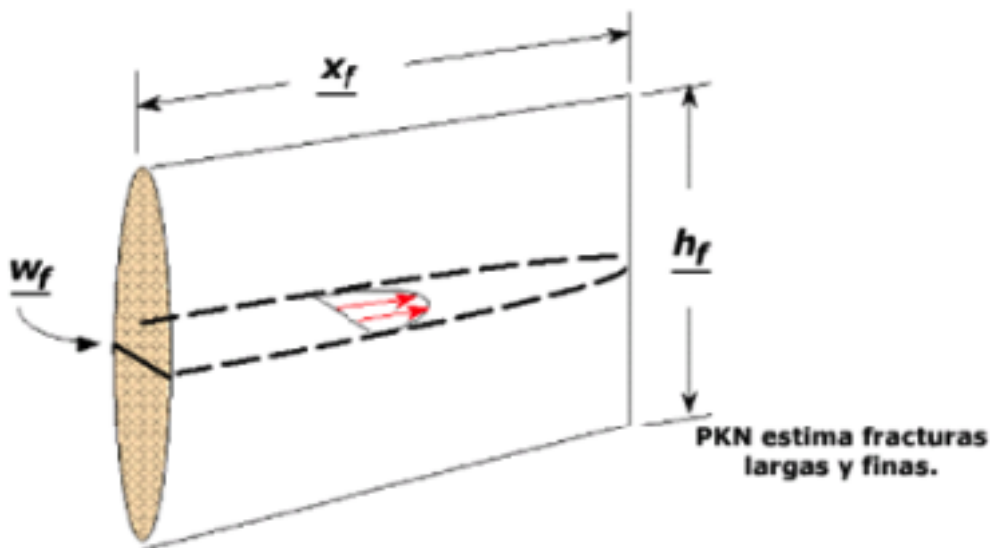


Figura 10 Diagrama de Ishikawa

Efecto en la Producción

Se mejora el flujo radial hacia el pozo. Se accede a sectores de la formación que no se habían drenado previamente. Este proceso es particularmente beneficioso en yacimientos no convencionales como el gas de esquisto o el petróleo en zonas compactas.

- Profundidad del yacimiento.
- Tipo de roca.
- Gradiente de presión.
- Volumen de líquido.

Tipos de fracturas y su propagación en formaciones petrolíferas

El comportamiento de la fractura en un yacimiento está influenciado por diversos factores geomecánicos, geológicos y operativos. Entender los diferentes tipos de fractura y su propagación es crucial para desarrollar tratamientos de fracturamiento hidráulico que sean exitosos y aumentar la producción de los pozos.

Clasificación de fracturas

Las fracturas verticales son las más frecuentes y aparecen cuando el esfuerzo mínimo es de carácter horizontal, lo que lleva a que la fractura avance de manera vertical. Son comunes en formaciones profundas y presentan una geometría delgada y elevada.

Por otro lado, las fracturas horizontales se forman en yacimientos poco profundos o en situaciones donde el esfuerzo vertical es el más bajo, favoreciendo un crecimiento paralelo a las capas geológicas.

Las fracturas radiales se extienden de manera uniforme alrededor del pozo en formaciones homogéneas sin direccionamiento predominante de esfuerzos; este tipo de fractura es más habitual en zonas someras o con escasa anisotropía. Para concluir, en pozos horizontales,

sobre todo en yacimientos no convencionales, se encuentran fracturas multietapa, que son múltiples fracturas cortas distribuidas a lo largo del segmento horizontal del pozo, lo que mejora la interacción con la formación y optimiza la producción. Cada tipo de fractura afecta de manera diferente el diseño del tratamiento y la eficacia en la recuperación de hidrocarburos. (Bratton, 2006)

Diseño y planificación de operaciones de fracturamiento

El fracking es una técnica esencial para potenciar la eficacia de los pozos en yacimientos con baja permeabilidad o que han sufrido daños. Su elaboración y organización requieren un examen técnico exhaustivo para asegurar tanto la eficacia como la seguridad del procedimiento. (Galarza, 2014)

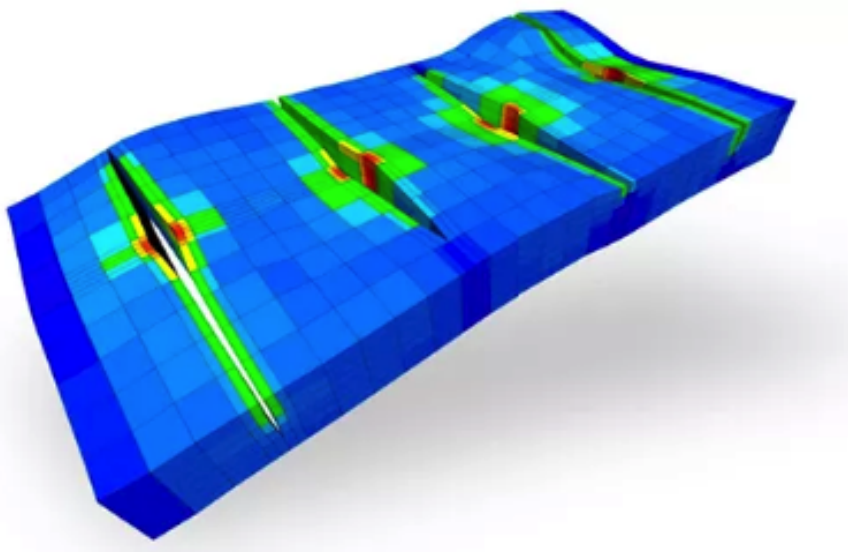


Figura 11 Fracturas y microfracturas

Análisis Inicial del Pozo y Yacimiento

Caracterización del yacimiento

Estudio petrofísico, geomecánico y mineralógico para evaluar características como la permeabilidad, porosidad, presiones de fractura y la composición mineral.

Detección de daños o áreas a tratar:

Valoración de daños ocasionados por sólidos, precipitados o baja permeabilidad.

Estudio de fluidos:

Revisión del petróleo, agua y gas disponibles para elegir fluidos de fracturamiento que sean compatibles.

Establecimiento de Metas del Fracturamiento

Incrementar la permeabilidad efectiva en los alrededores del pozo, mejorar la interacción entre el yacimiento y el pozo, optimizar el alcance y la conductividad de las fracturas.

Desarrollo del Fluido de Fracturamiento

Elección del tipo de fluido (a base de agua, aceite, gases, o fluidos híbridos), determinación de propiedades reológicas (viscosidad, filtración), elección y dosificación de aditivos (gelificantes, agentes de retención, biocidas).

Planeación de la Operación

Establecimiento de la presión de fractura:

Basada en pruebas de presión, características geomecánicas y profundidad del pozo.

Volumen y tasa de inyección:

Cantidad y velocidad de fluido necesarias para lograr la fractura deseada.

Proppants (material de soporte):

Selección del tipo (arena, cerámica), así como su tamaño y concentración para asegurar que la fractura permanezca abierta.

Organización de Equipos y Logística

Elección de bombas, mezcladoras y otros equipos de superficie, gestión de suministros y almacenamiento, junto con la seguridad durante la operación y el manejo ambiental.

Supervisión y Control Durante la Actividad

Monitoreo constante de presiones y caudales.

Utilización de sensores en el fondo del pozo para supervisar la propagación de la fractura.

Ajustes en tiempo real según la reacción del yacimiento.

Evaluación Después de la Operación

Examen de la producción y presión para evaluar el éxito.

Modelado numérico para ajustar tratamientos futuros.

Detección de posibles daños o inconvenientes.

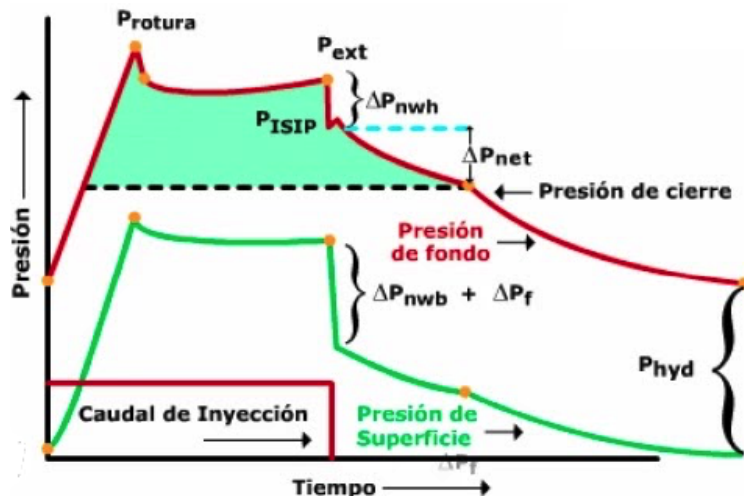


Figura 12 Comportamiento de la fractura

Fluidos de fracturamiento composición, propiedades y función

Los líquidos utilizados en el fracturamiento son elementos esenciales en el proceso de fracturación hidráulica, dado que su formulación y comportamiento inciden directamente en la formación, expansión y mantenimiento de fisuras en el yacimiento. (Cárdenas, 2011)

Composición de los Líquidos de Fracturamiento

Base del líquido:

Agua: Es la más frecuente, debido a su accesibilidad y costo reducido.

Aceites o líquidos orgánicos: Se aplican en formaciones sensibles al agua o donde esta podría causar daño.

Gases (N_2 , CO_2): Empleados en fracturaciones secas o mix.

Aditivos primordiales

Material de soporte (proppant):

Propiedades Esenciales de los Líquidos

Viscosidad:

Deben tener un nivel de viscosidad adecuado para facilitar el transporte del proppant, siendo sencillo de descomponer tras la operación.

Densidad:

Afecta la presión requerida para inyectar el líquido y la estabilidad de la fisura.



Figura 13 Fluido de Fractura

Compatibilidad química

No debe interactuar de manera negativa con el yacimiento o el petróleo.

Filtración controlada:

Reduce la pérdida de líquido hacia la formación para prevenir daños y mantener la presión.

Capacidad de limpieza

Ayuda en la eliminación del líquido tras la fractura.

Propósito de los Líquidos de Fracturamiento

Crear y extender fisuras:

Al ser inyectados con alta presión, el líquido, origina fisuras en la roca.

Transportar el material de soporte:

Mantener las fisuras abiertas para mejorar la permeabilidad y el flujo de hidrocarburos.

Proteger el yacimiento:

Minimizar el daño físico y químico en la formación.

Controlar filtraciones y estabilidad:

Prevenir pérdidas excesivas y conservar la integridad del pozo.

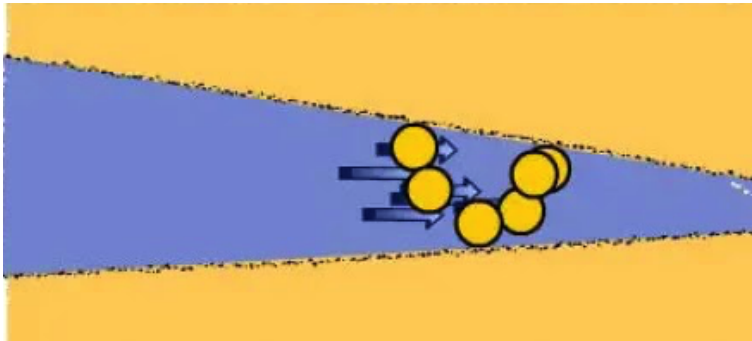


Figura 14 Distribución del apuntalante

Impacto del fracturamiento hidráulico en la permeabilidad y productividad del yacimiento

La fracturación hidráulica es un método utilizado para aumentar la permeabilidad efectiva alrededor del pozo, lo que a su vez eleva tanto la producción como la recuperación de hidrocarburos. (Camacho, 2018)

Aumento de la Permeabilidad

La inyección de líquidos con alta presión origina fisuras en la roca, lo que amplía considerablemente las rutas de flujo.

Conductividad de las grietas

La incorporación de proppants mantiene abiertas las fracturas, facilitando el movimiento de los fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Mayor superficie de contacto

Las fisuras amplían el área de conexión entre el pozo y el yacimiento, optimizando la transferencia de líquidos.

Eliminación de obstrucciones

La fracturación también puede remover bloqueos o daños en la formación, restaurando así la permeabilidad inicial.

Aumento de la Productividad

Disminución de la presión diferencial requerida:

Al mejorar la permeabilidad, se reduce la presión necesaria para que el fluido llegue al pozo, lo que facilita una producción más elevada.

Aumento del caudal:

La creación de suficientes caminos permeables permite flujos más altos sin ocasionar caídas de presión excesivas.

Extensión de la vida del pozo:

Con un flujo inicial mejorado, el pozo puede mantener su producción económicamente rentable durante más tiempo.

Acceso a formaciones no productivas:

En áreas de baja permeabilidad, la fracturación puede transformar secciones improductivas en fuentes efectivas de hidrocarburos.

Consideraciones Clave

Heterogeneidad del yacimiento:

La efectividad del proceso está relacionada con la estructura geológica y la disposición de las fracturas naturales.

Correcta planificación:

El tamaño, la dirección y la capacidad de conducción de las fracturas deben ser optimizadas para maximizar los resultados.

Problemas por mala ejecución

Un diseño deficiente o la elección inapropiada de líquidos pueden disminuir la permeabilidad debido a la colmatación o daño químico.

Evaluación y monitoreo de fracturas técnicas y tecnologías

La evaluación y el seguimiento adecuados de fracturas son cruciales para asegurar que el tratamiento hidráulico logre sus metas: formar fracturas con la extensión, dirección y conductividad apropiadas para optimizar la producción. (Fuentes, 2013)

Métodos y Tecnologías para Evaluar Fracturas

a. Monitoreo Sísmico (Microseismic Monitoring)

Identifica la aparición de microsismos causados por el avance de fracturas.

Facilita la representación tridimensional de la posición y tamaño de las fracturas.

Contribuye a relacionar el volumen de fractura con las presiones de inyección y los volúmenes aplicados.

b. Pruebas de Presión y Caudal

Evaluación de las curvas de presión durante y tras el tratamiento.

Facilita la estimación de la longitud y conductividad de las fracturas a través de modelos de análisis.

c. Registro Acústico de Pozo (FRACTURE IMAGING LOGS)

Empleo de herramientas acústicas para localizar fracturas abiertas en el pozo.

Detección de áreas con fracturas ya sea inducidas o naturales.

d. Trazadores Químicos

Inyección de sustancias químicas que pueden ser detectadas en la producción.

Permite analizar la interacción entre pozos y el desplazamiento del fluido fracturante.

e. Registro de Resonancia Nuclear Magnética (NMR)

Evalúa las características de los fluidos en la formación y puede identificar cambios después del fracturamiento.

Factores geomecánicos que afectan la eficiencia del fracturamiento

La efectividad del fracturamiento hidráulico se basa considerablemente en las características geomecánicas de la roca y en el estado de presiones dentro del yacimiento. Estos elementos son clave para establecer si la fractura se desarrollará adecuadamente, así como su dirección, forma, longitud y si permanecerá abierta para facilitar el flujo de hidrocarburos. (Iturralde, 2024)

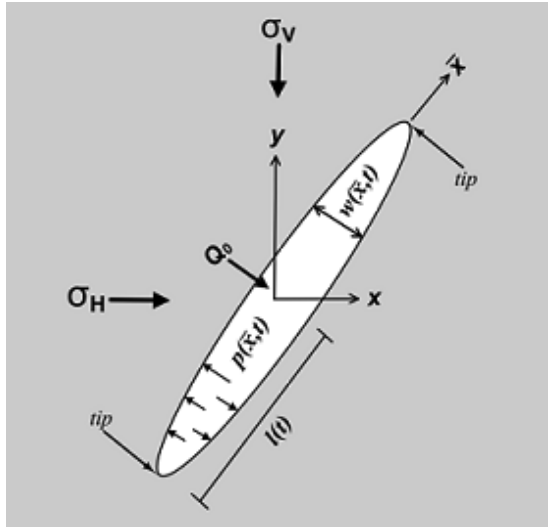


Figura 15 Esfuerzos en distintas direcciones de la roca

Presiones en el yacimiento (Estado de esfuerzos)

La tensión horizontal mínima (σ_h):

Regula la presión mínima necesaria para la fractura.

La fractura avanza en dirección perpendicular a esta tensión.

Tensión vertical (σ_v) y tensión horizontal máxima (σ_H):

Estas determinan la orientación de las fracturas, ya sean verticales o horizontales, según su magnitud relativa.

Gradiente de presión de fractura

Afecta la cantidad de fluido requerido y la presión de inyección.

Resistencia de la roca (Mecánica de fractura)

Módulo de Young (E):

Indica el grado de rigidez de la roca. Las rocas con un E más elevado necesitan mayor presión para fracturarse, pero generan fracturas más largas.

Relación de Poisson (ν):

Influye en la deformación lateral. Esto impacta en la expansión y apertura de la fractura.

Resistencia a la tracción y cohesión:

Establece la presión necesaria para iniciar una fractura.

Dirección de la fractura

Las fracturas tienden a avanzar en la dirección perpendicular a la tensión principal más baja. Si se identifica la dirección del esfuerzo, es posible anticipar y optimizar la geometría adecuada de las fracturas, mejorando así su conexión con el sistema de poros o fracturas naturales.

Presión de poro y presión de confinamiento

Una elevada presión de poro disminuye la presión efectiva y facilita la fracturación.

Un alto nivel de confinamiento, ya sea lateral o vertical, puede restringir la propagación o desviar la fractura hacia otras regiones.

Heterogeneidad y fallas naturales

- Fracturas naturales:

Pueden servir como rutas de baja resistencia o como obstáculos, dependiendo de su orientación y estado de apertura.

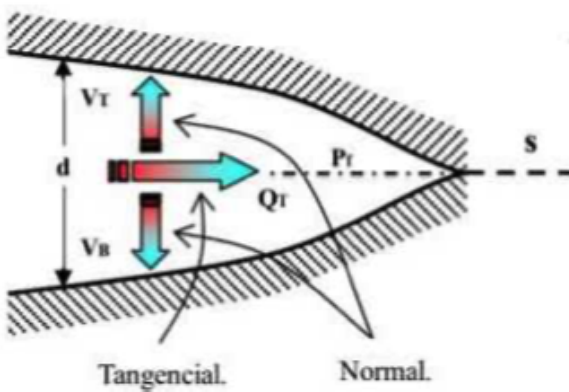


Figura 16 Esfuerzos tangenciales y normales

Capas de diferente litología

Las rocas duras o frágiles generan mejores fracturas; las arcillas pueden absorber agua y causar deterioro.

Estratificación

Puede restringir el crecimiento vertical de la fractura.

Riesgos ambientales y mitigación en fracturamiento hidráulico

La técnica de fracturamiento hidráulico, si bien es eficaz para aumentar la producción de los pozos, puede acarrear efectos negativos sobre el medio ambiente si no se lleva a cabo de manera planificada y controlada. Por eso, resulta crucial detectar los peligros y llevar a cabo acciones preventivas y de mitigación adecuadas.

Estrategias de Mitigación y Prácticas Idóneas

Cuidado de la integridad del pozo y adecuada zonificación

Uso de cemento y revestimiento de alta calidad para proteger áreas delicadas, y llevar a cabo evaluaciones geológicas para prevenir contacto con acuíferos.

Gestión adecuada del agua

Reciclaje y reutilización de aguas residuales en tratamientos nuevos, aprovechamiento de fuentes alternativas (agua tratada y agua salobre).

Control de sustancias químicas y manejo seguro

Selección de aditivos menos nocivos y amigables con el medio ambiente, y almacenamiento en recipientes secundarios seguros.

Monitoreo ambiental constante

Instalación de estaciones de muestreo para aguas subterráneas, vigilancia en tiempo real de actividad sísmica inducida y control de emisiones y calidad del aire.

Manejo y eliminación seguras de residuos

Tratamiento previo de los fluidos de retorno (filtración, separación, neutralización), inyección profunda en pozos autorizados o tratamiento en plantas industriales. (Rodriguez, 2021)

Aplicaciones del fracturamiento hidráulico en diferentes tipos de yacimientos

El fracking se utiliza de varias maneras dependiendo del tipo de reservorio. Su meta común es mejorar la permeabilidad y aumentar la producción del pozo, aunque el enfoque y la implementación pueden diferir según las características del estrato.

Reservorios de Baja Permeabilidad

La permeabilidad natural no es suficiente para permitir el flujo rentable de hidrocarburos. Se opta por fracturas extensas y que permiten el movimiento, con un uso considerable de fluidos viscosos y proppantes, lo que mejora la conexión entre la matriz y el pozo.

Reservorios No Convencionales

Se trata de rocas que encierran hidrocarburos en nanoporos con efectividad de permeabilidad nula. La activación se lleva a cabo en múltiples etapas en pozos horizontales, con altas tasas de bombeo y grandes cantidades de fluido y proppant, diseñando fracturas cortas pero numerosas y altamente permeables.

Reservorios Carbonatados

Presentan una alta variabilidad, con porosidad vugular y baja permeabilidad entre granos. Se utiliza con frecuencia la fracturación ácida para deshacer la matriz carbonatada, enfocándose en conectar las porosidades secundarias como los vugs y fracturas naturales.

Reservorios con Fracturas Naturales

Pueden presentar canalización anticipada o conductividad incierta. Se diseñan estrategias para activar y prolongar fracturas naturales, teniendo cuidado de evitar la conexión con áreas de agua.

Reservorios de Petróleo Pesado o Extrapesado

La alta viscosidad del petróleo dificulta su circulación, incluso en condiciones de buena permeabilidad. Se emplea fracturación térmica o con agua caliente, a veces junto con la inyección de vapor (fractura combinada con estimulación térmica). (Reckmann, 2000)

Equipos en el Fracturamiento Hidráulico

El proceso de fractura hidráulica requiere una serie de instalaciones tanto en la superficie como en el subsuelo, configuradas para preparar, combinar, inyectar y supervisar grandes cantidades de líquidos y propanes hacia el reservorio a alta presión.

Equipo de Mezcla de Líquidos (Blender Unit)

Bombas de Presión Elevada (Frac Pumps)

Contenedores para Agua y Productos Químicos

Depósitos de Proppant (Sand Kings o Sand Silos)

Sistema de Control (Data Van)

Unidad de Tubing Coiled o Camión de Tubing Tradicional (cuando se necesita estimulación en pozos desviados o de múltiples etapas)

Instalaciones de Medición y Seguridad

Cabezal de Pozo (Frac Tree)

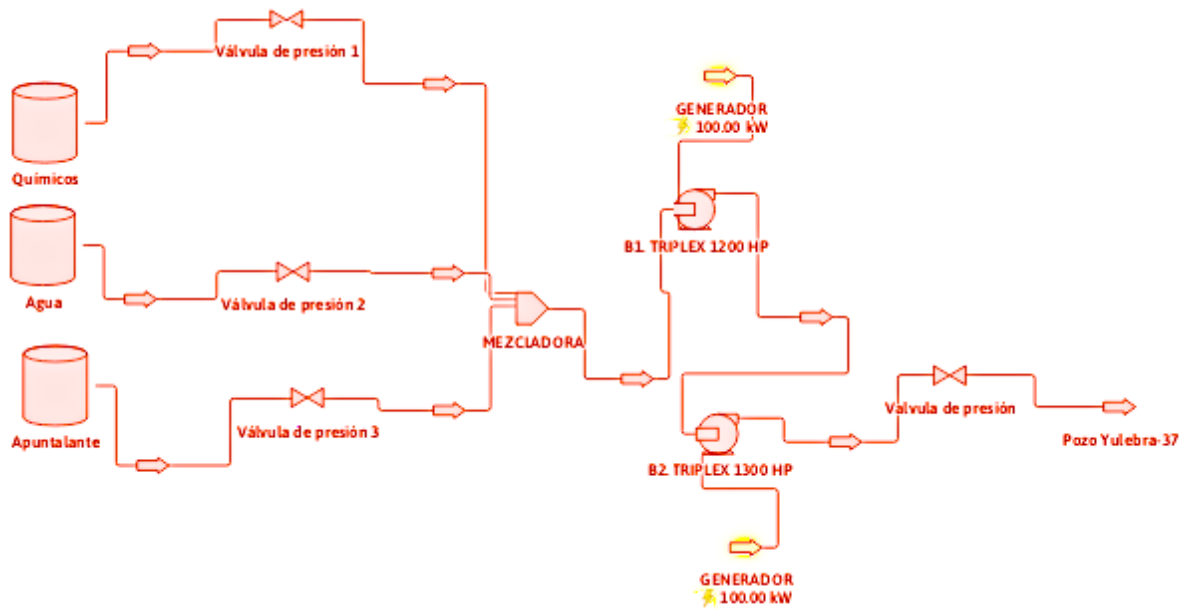


Figura 17 Equipos en el fracturamiento hidráulico

Estimulación ácida

La intervención ácida es un método de estimulación en pozos que emplea compuestos ácidos para eliminar compromisos en la formación o incrementar la permeabilidad del reservorio que rodea el pozo, facilitando de este modo un mayor flujo de hidrocarburos hacia el fondo del pozo. (Ramos, 2007)

Clasificaciones de Estimulación Ácida

1. Lavado con ácido
2. Estimulación en matriz
3. Fracturación con ácido

Fundamentos de la estimulación ácida en yacimientos petrolíferos

La estimulación ácida es un método que se aplica en pozos que producen o inyectan, con el fin de incrementar el flujo de líquidos hacia o desde el yacimiento, mediante la inyección

precisa de ácidos en la roca. Es una técnica utilizada de manera frecuente si hay daños en el área cercana al pozo (zona afectada) o cuando se quiere mejorar la permeabilidad natural de la roca.

(Flores, 2024)

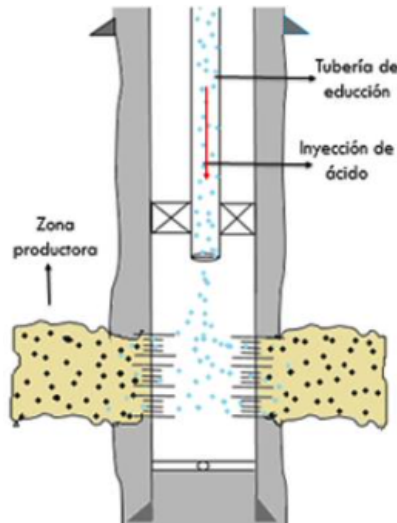


Figura 18 Estimulación ácida

Formaciones de carbonato (calizas, dolomitas)

Presentan una alta reactividad con ácidos como el HCl, lo que facilita la creación de canales muy conductivos (túneles).

Formaciones de arenisca (cuarzo y arcillas):

Exigen ácidos mixtos (HCl + HF) para poder disolver minerales como arcillas, feldespatos y carbonatos secundarios.

Fundamentos de la operación

Preparación de la roca

Elección del ácido apropiado

Inyección del ácido bajo condiciones controladas

Producción del pozo y su limpieza

Tipos de ácidos utilizados y sus reacciones con la formación

La selección del tipo de ácido se basa en la clase de roca, la característica de la alteración y las circunstancias del fondo del pozo (temperatura, presión, composición mineral, etc.).

1. Ácido Clorhídrico (HCl)
2. Ácido Fluorhídrico (HF)
3. Ácidos Orgánicos (Acético, Fórmico, Láctico)
4. Ácido Fluoborico (HBF₄)

Métodos de aplicación y diseño de tratamientos ácidos

Los métodos para aplicar el ácido varían en función del propósito del tratamiento, la profundidad del pozo, el tipo de formación y el daño existente.

1. Inyección a Presión (introducción directa sin control de área)
2. Tubing Flexible (inyección precisa con tubería flexible)
3. Uso de Empacadores (aplicación en áreas específicas)
4. Fracturamiento con Ácido (fracturación ácida)

Diseño del tratamiento ácido

Un tratamiento ácido eficaz toma en cuenta aspectos geológicos, mecánicos, químicos y operacionales.

1. Análisis del Pozo y Evaluación del Daño
2. Elección del Ácido
3. Determinación de Volumen y Concentración
4. Planificación de Etapas
5. Selección de Aditivos
6. Supervisión y Evaluación

Efectos de la estimulación ácida sobre la porosidad y permeabilidad

La activación ácida busca potenciar las características petrofísicas de la región adyacente al pozo, concentrándose principalmente en la porosidad y la permeabilidad, con el fin de favorecer el tránsito de hidrocarburos hacia el pozo.

Aumento de la Porosidad

Aumento de la Permeabilidad

Interacción de fluidos ácidos con minerales y rocas del reservorio

La relación entre los fluidos ácidos y la formación es la esencia de la estimulación ácida. Esta reacción química influye en la efectividad del procedimiento para aumentar la porosidad y permeabilidad, además de generar potenciales problemas secundarios. (Al-Mutawa, 2004)

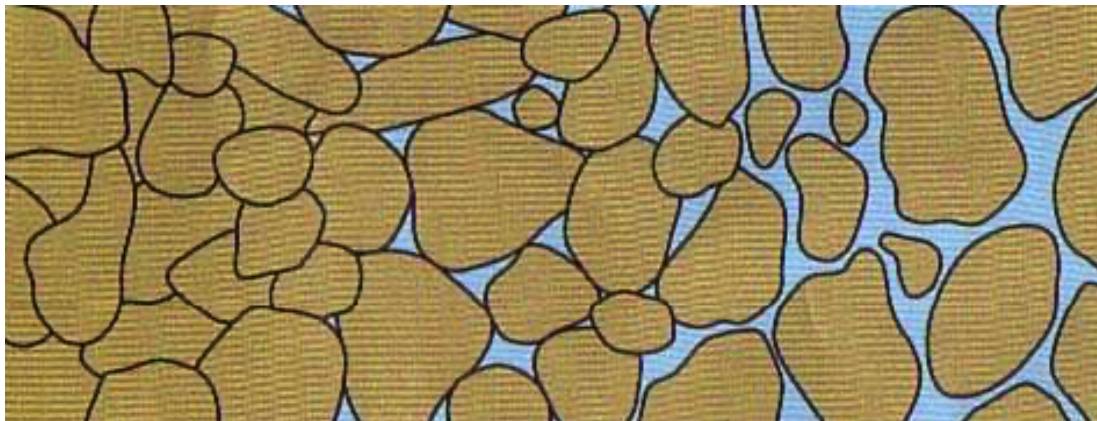


Figura 19 Incremento de la permeabilidad

Composición Mineral Típica de los Reservorios

Formaciones de carbonato

Dominan minerales como la calcita, dolomita y aragonita.

Formaciones de arena

Compuestas en su mayoría por cuarzo, feldespatos, arcillas, y cemento mineral.

Mecanismos de Reacción Química

Disolución

Interacción con el Cemento

Reacciones Adicionales

Corrosión

Elementos que Influyen en la Interacción

- Tipo y concentración del ácido.
- Presión y temperatura en el yacimiento.
- Composición mineral específica del reservorio.
- Duración del contacto y rapidez de reacción.
- Existencia de agua de formación y otros fluidos.

Problemas comunes y manejo de efectos secundarios en estimulación ácida

Precipitación Secundaria

Se producen sólidos insolubles como fluorosilicatos, fosfatos o carbonatos cuando el ácido interactúa con minerales secundarios o impurezas, lo que bloquea los poros.

Corrosión de Equipos

Los ácidos, en particular el HCl y el HF, dañan el acero y otros metales presentes en las tuberías y equipos. (Asrar, 2016)

Daño por Formación de Espuma o Gel

Ciertos aditivos pueden formar emulsiones o geles que disminuyen la eficacia del ácido y obstruyen el flujo.

Daño Mecánico a la Formación

El bombeo a alta presión o un diseño inadecuado pueden provocar fracturas no deseadas o colapso en la formación.

Reacción Prematura y Consumo Excesivo de Ácido

El ácido puede reaccionar demasiado rápido en la boca del pozo, agotándose antes de penetrar adecuadamente en la formación.

Impacto Ambiental

Un manejo inadecuado de ácidos y desechos puede perjudicar el suelo y el agua.

Técnicas para evaluar la efectividad de la estimulación ácida

La valoración de la eficacia de un tratamiento ácido es crucial para confirmar el plan, mejorar tratamientos venideros y aumentar la producción. Las metodologías incorporan enfoques de supervisión en el campo, evaluación de datos y diagnósticos. (Montero, 2019)

1. Pruebas de Producción (Producción y Presión)
2. Registros de Pozos (Logs)
3. Ensayos de Integridad y Diagnóstico
4. Análisis de Flujo y Modelamiento Numérico
5. Monitoreo de Parámetros Operacionales
6. Análisis Químico de Fluidos de Producción

Estimulación ácida en formaciones carbonatadas y siliciclásticas

Formaciones carbonatadas

Principalmente formadas por minerales de carbonato tales como calcita (CaCO_3) y dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).

Presentan una gran reactividad frente a ácidos minerales.

A menudo se observan daños ocasionados por precipitados carbonatados o por factores mecánicos.

Formaciones silíceas

Compuestas por areniscas que incluyen minerales como el cuarzo (SiO_2), feldespatos y arcillas.

Los daños frecuentes abarcan la formación de incrustaciones de minerales arcillosos, cementación de sílice y compactación. (Gomez, 2020)

Compatibilidad química y selección de inhibidores para protección del equipo

Compatibilidad Química

Durante el proceso de estimulación ácida, los líquidos ácidos muy corrosivos (como HCl y HF) tienen el potencial de perjudicar el acero y otros tipos de metales en el pozo y la superficie, incluyendo tuberías, bombas y válvulas. La compatibilidad química se refiere a la habilidad de los materiales de las infraestructuras para tolerar el efecto corrosivo del ácido y los productos que resultan de su reacción. (Lomo, 2016)

Factores que influyen en la corrosión:

- Tipo y concentración de ácido.
- Presión y temperatura.
- Duración de la exposición.
- Presencia de oxígeno y otros contaminantes.
- Velocidad del fluido (erosión-corrosión).

Selección de Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores son sustancias químicas que se incorporan al fluido ácido para disminuir la velocidad de corrosión en elementos metálicos.

Clasificación de inhibidores:

Inhibidores orgánicos:

Compuestos que contienen nitrógeno, oxígeno, azufre o estructuras heterocíclicas que generan una capa protectora sobre la superficie metálica.

Inhibidores inorgánicos:

Sales metálicas, fosfatos, cromatos (menos comunes debido a su toxicidad).

Su función principal:

Crear una película pasiva que reduce la interacción entre el metal y el ácido.

Disminuir la tasa de corrosión a niveles aceptables para la durabilidad del equipo.

Criterios para Seleccionar un Inhibidor

- Efectividad en función de la concentración de ácido y la temperatura del yacimiento.
- Compatibilidad con otros aditivos y con la formación.
- No provocar la formación de precipitados que puedan causar daños en la formación.
- Sencillez de manejo y costos.
- Efecto sobre el medio ambiente.

Equipos en la estimulación ácida

La inducción ácida precisa un conjunto de aparatos especializados para preparar, mezclar, transportar, inyectar y gestionar fluidos ácidos de manera segura y eficiente. (Ramirez, 2012)

Sistema de Mezcla y Preparación de Ácidos

Tanques de almacenamiento: para almacenar ácidos y sus aditivos.

Bombas dosificadoras: para regular las cantidades de ácido y sus aditivos.

Mezcladores estáticos o dinámicos: para garantizar una mezcla uniforme.

Sistemas de dilución: para modificar las concentraciones.

Sistemas de Bombeo

Bombas de alta presión: para inyectar el ácido en el pozo, controlando tanto el caudal como la presión.

Bombas de desplazamiento positivo: populares por su capacidad de manejar fluidos espesores y abrasivos.

Bombas centrífugas: utilizadas en ciertas fases de mezcla o transferencia.

Equipos de Monitoreo y Control

Manómetros y sensores de presión: para vigilar la presión durante la inyección y prevenir fracturas no deseadas.

Registadores de datos (data loggers): para supervisión en tiempo real.

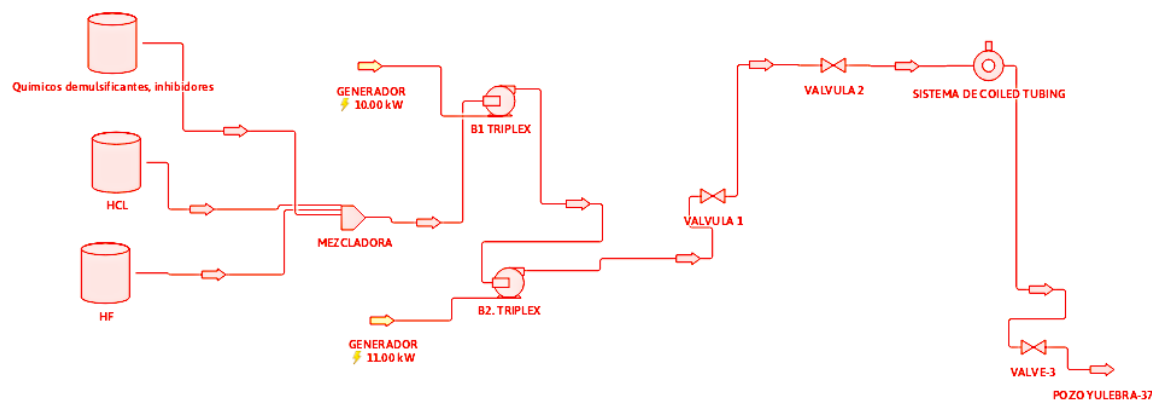


Figura 20 Equipos estimulación ácida

Coiled tubing

El Coiled Tubing es una tecnología utilizada en operaciones de intervención en pozos petroleros que consiste en una tubería continua, flexible y enrollada en un carrete, la cual puede introducirse en el pozo sin necesidad de interrumpir la producción. Esta técnica permite realizar diversas tareas como limpieza, estimulación, pesaje de fluidos, registros, reparación de zonas dañadas y colocación de herramientas. Su principal ventaja es la reducción del tiempo y costo

operativo comparado con métodos convencionales. Además, es ideal para pozos altamente desviados u horizontales, donde el acceso con tuberías rígidas sería complicado o ineficiente.

(Perello, 2023)

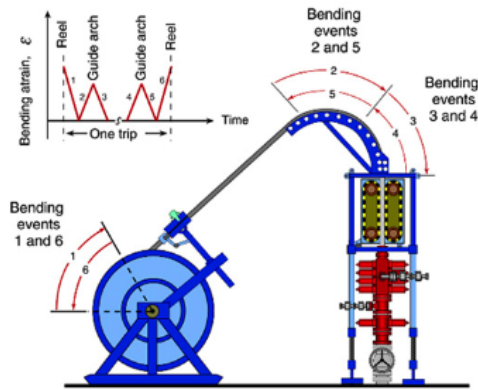


Figura 21 Diagrama del coiled tubing

CAPÍTULO III

PROPUESTAS DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

Condiciones del pozo Yulebra 0-37

Curva de oferta IPR

En la prueba de producción del pozo Yulebra-37, se registró una presión de yacimiento de 2165 psi y una presión de fondo fluyente (Pwf) de 1650 psi, lo que indica una caída de presión de 515 psi durante la producción. El caudal de fluidos fue de 154 barriles por día (BFPD), lo que permitió calcular un índice de productividad (IP) de 0,30 BFPD/psi. Este valor refleja una productividad baja, probablemente influenciada por el daño de formación existente y la alta proporción de agua (BSW 63%). Los resultados sugieren la necesidad de estrategias de estimulación para mejorar el desempeño del pozo. (Aylion, 1964)

$$IP = \frac{Q}{Pr - pwf}$$

$$IP = \frac{154 \text{ bfpd}}{(2165-1650)psi}$$

$$IP = 0,30 \text{ BFPD/PSI}$$

$$QF = IP * (PR - PWF)$$

$$QF = 0,30 * (2165 - 16500)$$

$$Qf = 154 \text{ BFPD}$$

$$Qb = IP * (PR - PWF)$$

$$Qb = 0,3 * (2165 - 300)$$

$$Qb = 558 \text{ BFPD}$$

$$Q_{max} = Qb + (IP * \frac{PB}{1,8} * (1 - (0,2 * \frac{Pb}{Pwf})) - (0,8 * \frac{Pb}{Pwf}^2))$$

$$Q_{max} = 558 + (0,12 * \frac{300}{1,8} * (1 - (0,2 * \frac{300}{0})) - (0,8 * \frac{300}{0}^2))$$

$$Q_{max} = 608 \text{ bfpd}$$

Presión (PSI)	Caudal (BFPD)
2165	0
2065	30
1965	60
1865	90
1765	120
1665	150

1565	179
1465	209
1365	239
1265	269
1650	154
1550	184
1450	214
1350	244
1250	274
1150	304
1050	333
950	363
850	393
750	423
650	453
550	483
450	513
300	558
200	583
100	600
0	608

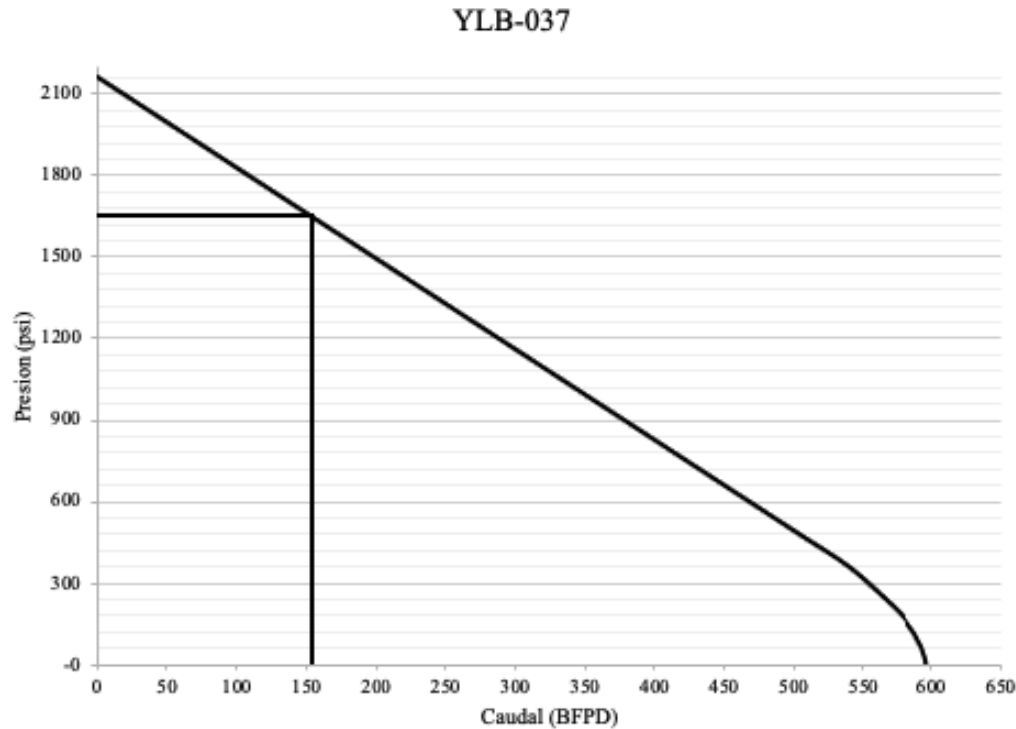


Figura 19 IPR Pozo Yulebra-37

Historial de producción

El pozo Yulebra-37, ubicado en una zona de explotación madura, presenta una producción total de fluidos de 154 barriles por día (BFPD), compuesta por 57 barriles diarios de petróleo (BPPD) y 97 barriles de agua, lo que representa un porcentaje de corte de agua (BSW) del 63%. Estos valores indican una alta presencia de agua en la mezcla de producción, lo que puede estar asociado a una avanzada etapa de explotación del yacimiento, posible conificación de agua o problemas en el aislamiento zonal. Esta condición exige un análisis técnico para optimizar la relación petróleo/agua y mejorar la rentabilidad operativa.

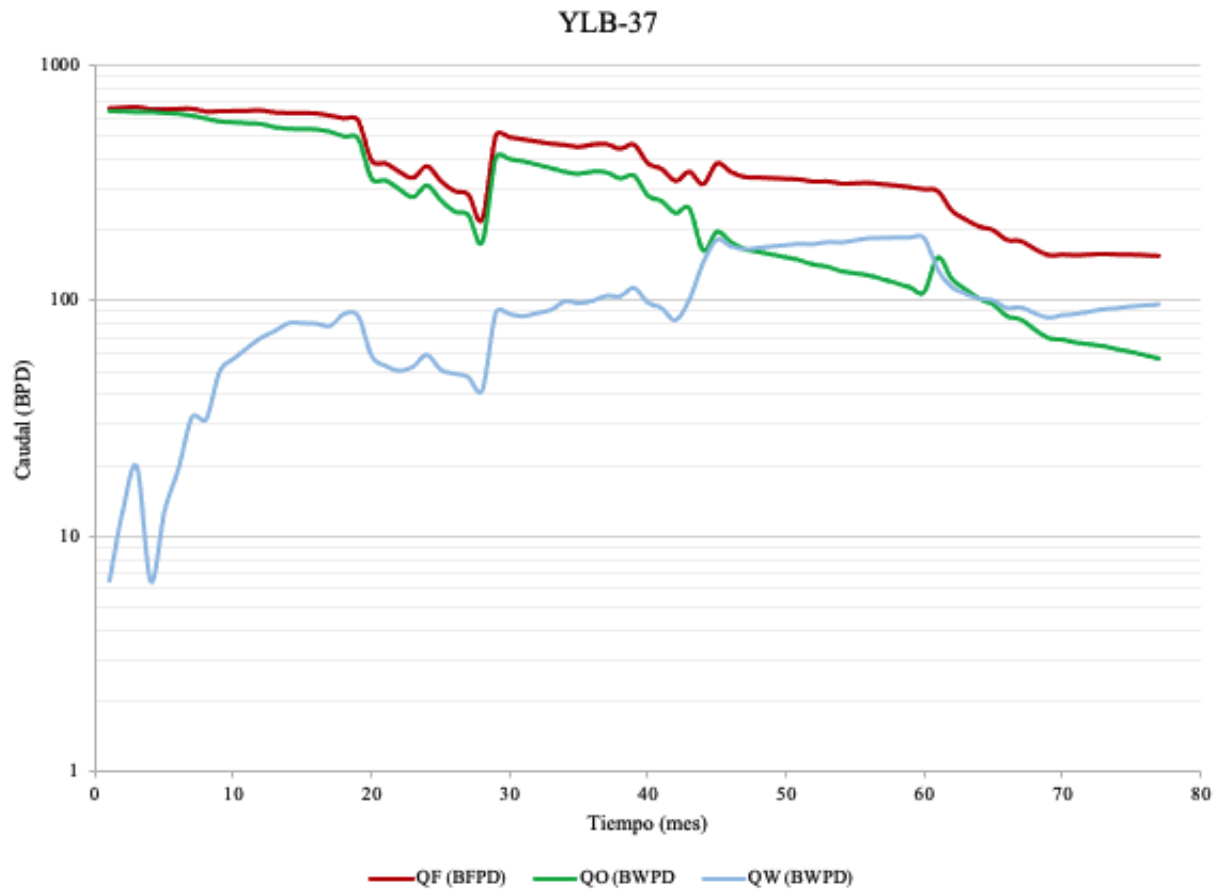


Figura 20 Yulebra 37 Historia de producción

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_f} * 100$$

$$BSW = \frac{97,02}{154} * 100$$

$$BSW = 63\%$$

$$Q_w = Q_f * BSW$$

$$Q_w = 154 * 0,63$$

$$Q_w = 97,02 \text{ BWPD}$$

$$QO = QF - QW$$

$$QO = 154 - 97,02$$

$$QO = 56,98 \text{ BPPD}$$

Tiempo (mes)	QF bfpd)	BSW (%)	QO (bppd)	QW (bwpd)
1	650	1%	643,5	6,5
2	655	2%	641,9	13,1
3	658	3%	638,26	19,74
4	645	1%	638,55	6,45
5	644	2%	631,12	12,88
6	647	3%	627,59	19,41
7	648	5%	615,6	32,4
8	630	5%	598,5	31,5
9	632	8%	581,44	50,56
10	634	9%	576,94	57,06
11	635	10%	571,5	63,5
12	638	11%	567,82	70,18
13	624	12%	549,12	74,88
14	622	13%	541,14	80,86
15	621	13%	540,27	80,73
16	619	13%	538,53	80,47
17	605	13%	526,35	78,65
18	590	15%	501,5	88,5
19	580	15%	493	87
20	390	15%	331,5	58,5
21	380	14%	326,8	53,2
22	350	15%	299,25	50,75
23	330	16%	277,2	52,8
24	370	16%	310,8	59,2
25	320	16%	268,8	51,2
26	290	17%	240,7	49,3
27	280	17%	232,4	47,6
28	220	19%	178,2	41,8
29	500	18%	410	90
30	490	18%	401,8	88,2
31	480	18%	393,6	86,4
32	470	19%	380,7	89,3
33	460	20%	368	92
34	455	22%	354,9	100,1

35	446	22%	347,88	98,12
36	457	22%	356,46	100,54
37	459	23%	353,43	105,57
38	438	24%	332,88	105,12
39	456	25%	342	114
40	380	26%	281,2	98,8
41	360	26%	266,4	93,6
42	320	26%	236,8	83,2
43	350	29%	248,5	101,5
44	310	30%	164,3	145,7
45	380	31%	197,6	182,4
46	350	32%	178,5	171,5
47	333	33%	166,5	166,5
48	331	34%	162,19	168,81
49	329	34%	157,92	171,08
50	327	34%	153,69	173,31
51	325	34%	149,5	175,5
52	318	34%	143,1	174,9
53	319	34%	140,36	178,64
54	312	40%	134,16	177,84
55	313	41%	131,46	181,54
56	314	41%	128,74	185,26
57	310	41%	124	186
58	306	41%	119,34	186,66
59	301	45%	114,38	186,62
60	295	46%	109,15	185,85
61	290	47%	153,7	136,3
62	240	48%	124,8	115,2
63	220	49%	112,2	107,8
64	205	50%	102,5	102,5
65	198	51%	97,02	100,98
66	180	52%	86,4	93,6
67	178	53%	83,66	94,34
68	165	54%	75,9	89,1
69	155	55%	69,75	85,25
70	156	56%	68,64	87,36
71	155	57%	66,65	88,35
72	156	58%	65,52	90,48
73	157	59%	64,37	92,63

74	156	60%	62,4	93,6
75	156	61%	60,84	95,16
76	155	62%	58,9	96,1
77	154	63%	56,98	97,02

Análisis de presión, temperatura y volumen

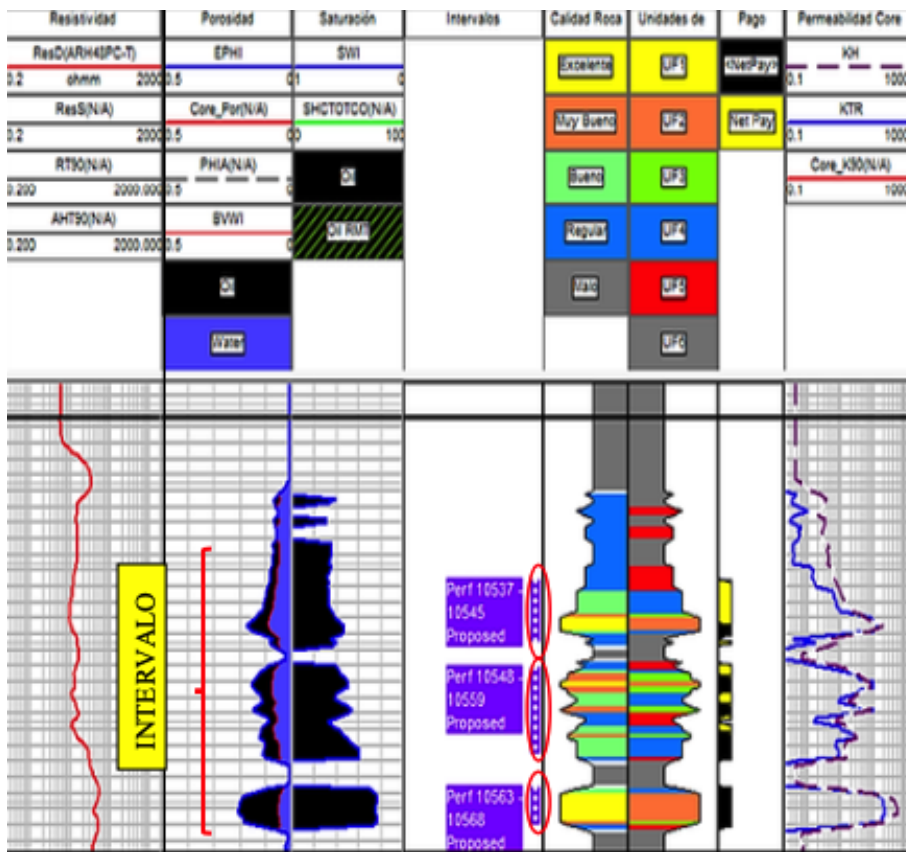
Los datos de Presión, Volumen y Temperatura (PVT) del pozo Yulebra-37, correspondiente a la arena T Superior, reflejan condiciones de un crudo mediano con un API de 27 y una viscosidad de 2,3 cP, lo que indica una movilidad aceptable del petróleo. La presión de yacimiento (Pr) es de 2165 psi y la temperatura alcanza los 200 °F, condiciones típicas de un reservorio activo. El volumen específico del petróleo (Bo) es de 1,3 BY/BN, y el gas disuelto (RGP) es de 400 SCF/STB, lo que sugiere una solución moderada de gas. La salinidad del agua es de 3000 ppm y su viscosidad es baja (1 cP), lo que favorece el flujo, mientras que la compresibilidad total del sistema es de $4,8 \times 10^{-6}$ 1/psi. Estos parámetros son fundamentales para realizar simulaciones, balances de materiales y diseñar estrategias de producción eficientes. (Arauz, 2019)

Tabla 1 Análisis PVT del campo Yulebra

Presión, Volumen y Temperatura		
Pozo	YLB-37	
Arena	T SUPERIOR	
Pr	PSI	2165
API	27	
U0	2,3	cP
Bo	1,3	BY/BN
RGP	400	STCF/STB
Uw	1	cp
T	200	F
Comp	4,8	1/psi (10-6)
Salinidad	3000	ppm

Registro Eléctrico

El registro eléctrico del pozo YULEBRA-037 indica un intervalo productor neto de 50 pies, caracterizado por una porosidad efectiva del 16 %. Esta porosidad representa la fracción del volumen de la roca que está ocupada por espacios interconectados capaces de almacenar y permitir el flujo de hidrocarburos. Un valor de 16 % se considera favorable en formaciones productoras, ya que facilita una buena capacidad de almacenamiento de fluidos. La combinación de esta porosidad con un espesor considerable sugiere un potencial productivo significativo, lo que convierte a este intervalo en una zona clave para las operaciones de completación y producción.



Daño de formación

Durante una prueba de presión realizada en el pozo Yulebra-37, se identificó un daño de formación significativo con un valor de 14,6, lo que sugiere una obstrucción importante en la zona productora que afecta negativamente el flujo de hidrocarburos. La permeabilidad medida fue de 55 milidarcy (md), indicando una roca de capacidad moderada para el flujo de fluidos. A pesar de ello, se obtuvo una movilidad de 3140 md.ft, lo que refleja una aceptable capacidad de desplazamiento del fluido en las condiciones actuales. Estos resultados respaldan la necesidad de realizar una intervención para reducir el daño y mejorar la eficiencia productiva. (Alvarado, 2004)

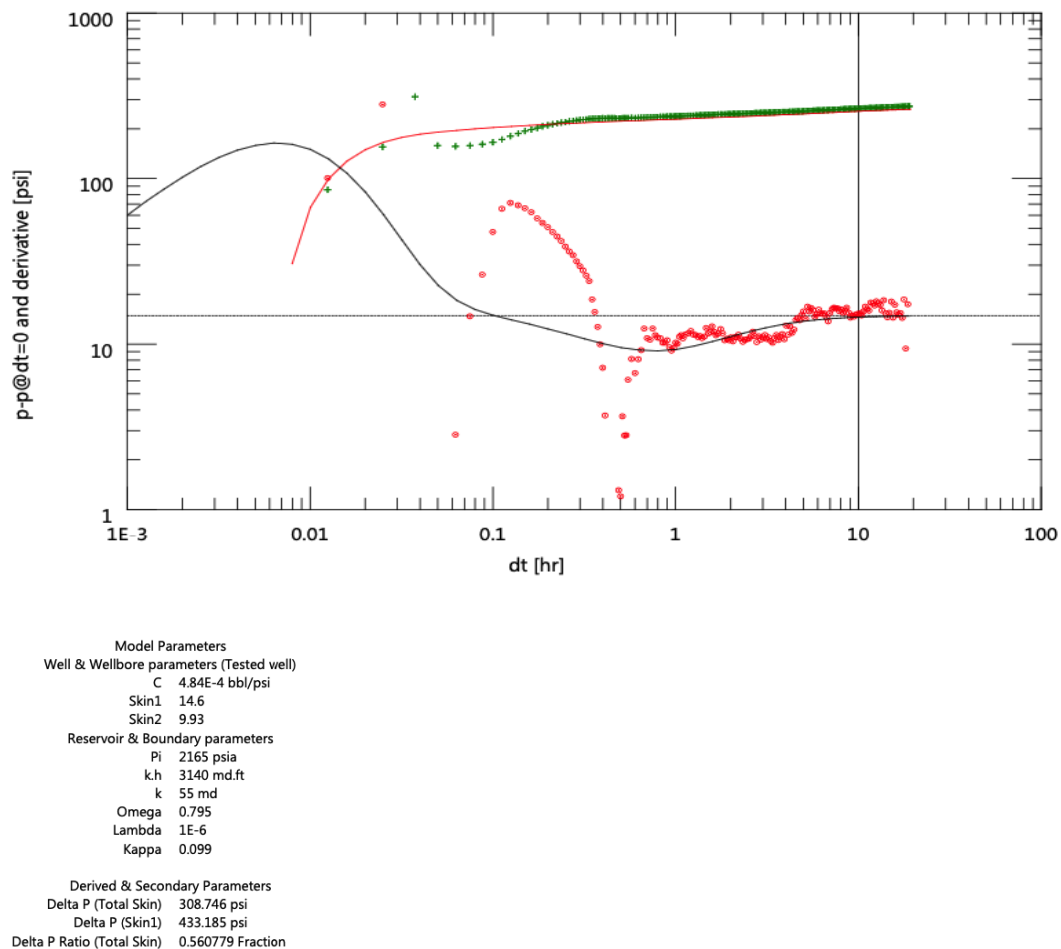


Figura 21 Prueba de presión pozo Yulebra-037

Aplicación del Fracturamiento Hidráulico

Se realizará un fracturamiento hidráulico en el pozo Yulebra-37 con el objetivo de estimular la formación y aumentar la producción de hidrocarburos. Esta operación consiste en la inyección controlada de fluidos a alta presión para generar fracturas en la roca, mejorando así la permeabilidad del yacimiento. En las tablas se presenta las características técnicas del pozo Yulebra-37, incluyendo profundidad total, formación objetivo, tipo de roca, presión de fondo y condiciones del yacimiento. Sirve como referencia principal para entender el entorno geológico donde se llevará a cabo el fracturamiento hidráulico y planificar adecuadamente la operación.

Tabla 3 *Características del pozo*

Datos del pozo		
ID TP	in	3,5
OD TP	in	5,792
Número de disparos		210
Diámetro perforación	in	0,5
Radio drenaje	ft	500

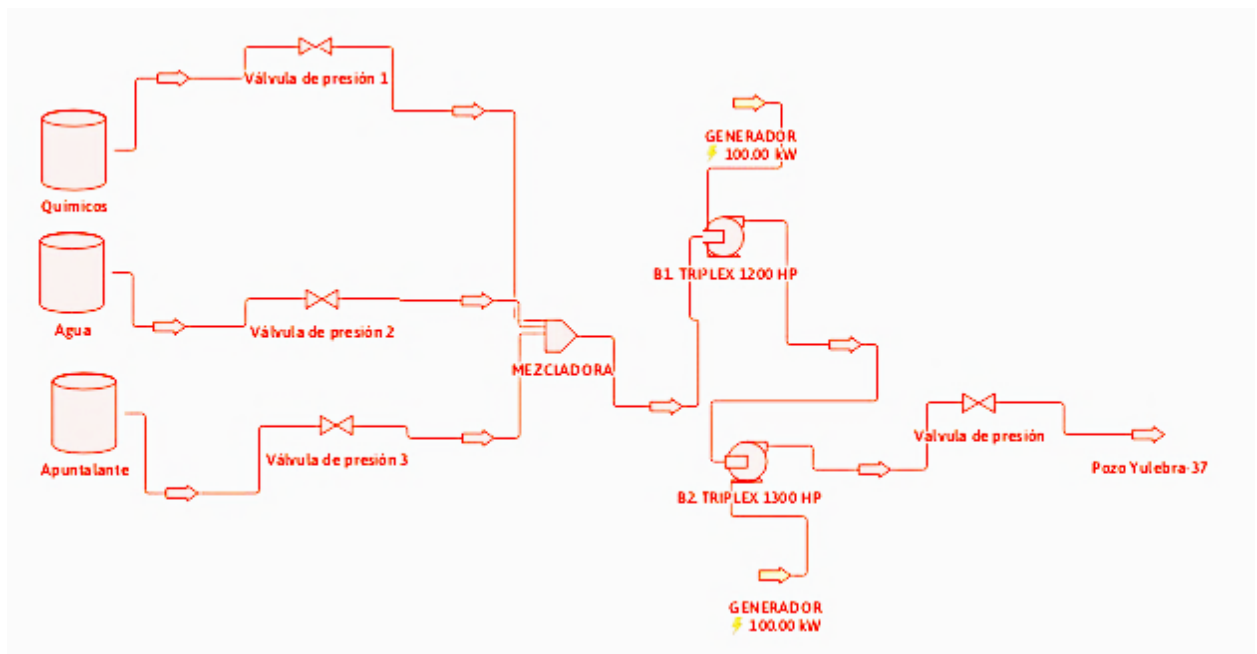
Tabla 4 *Características de la formación*

Características Formación		
Esfuerzo horiz	psi	2500
Esfuerzo verti	psi	2000
Profundidad intervalo	ft	9500
coeficiente poisson		0,33
Caudal inyección	Barril/min	25
	gl/min	
Permeabilidad	mD	55
Porosidad	%	16
Presión Yacimiento	psi	2165
Temperatura	F	200
Espesor	ft	50
Módulo Elasticidad	lb/in ²	4232000

Diseño del fracturamiento hidráulico

Equipos del fracturamiento Hidráulico

Durante la operación de fracturamiento hidráulico en el pozo Yulebra-37 se emplearán diversos equipos especializados. Se utilizarán tres tanques químicos para el almacenamiento y dosificación de aditivos, así como un tanque de agua y otro para el apuntalante. El sistema incluye válvulas mezcladoras para la preparación del fluido de fractura, un generador eléctrico para el suministro autónomo de energía y dos bombas triplex de 1200 HP, encargadas de inyectar el fluido a alta presión. Además, se implementarán válvulas reguladoras y de seguridad para controlar la presión en las líneas, garantizando la estabilidad y seguridad de todo el proceso.



Características de los fluidos

Esta tabla muestra las propiedades físico-químicas del fluido de fractura y del apuntalante utilizados en el pozo Yulebra-37. Incluye datos como densidad, viscosidad, índice de comportamiento del flujo, tamaño y densidad del apuntalante, resistencia a la compresión y conductividad, fundamentales para garantizar una fractura eficiente y estable del yacimiento.

Características Apuntalante y fluido de fractura		
Densidad fluido fractura	gr/cm ³	0,89
Índice comportamiento de flujo		0,1975
Arena		12*25
Densidad arena sustentante	Lb/gal	24
Resistencia compresión	kg/cm ²	575
Conductividad del sustentante	d/ft	1,0482
Concentración sustentante	lb/gal	2
Viscosidad	Pa.s	0,05

Tiempo total de bombeo

El tiempo total de bombeo calculado para la operación de fracturamiento hidráulico en el pozo Yulebra-37 es de 89 minutos, equivalente a 1,48 horas. Este resultado se obtuvo considerando un volumen de fluido fracturante de 85,000 galones, descontando un volumen inicial de bache de 11,000 galones. Se usó una concentración promedio de sustentante de 2 lb/gal y una densidad del sustentante de 24 lb/gal. El caudal de inyección se mantuvo constante en 840 galones por minuto. Este tiempo asegura que todo el fluido y apuntalante necesarios sean inyectados eficientemente para estimular la formación.

Volumen de fluido fracturante

Volumen de bache inicial

Cs= concentración promedio del sustentante=

Q= Caudal de inyección

ps=densidad del sustentante

$$t \text{ bombeo} = \frac{(V_{ff} - V_{bo}) \cdot Cs \cdot \frac{1}{ps} + V_{ff}}{Q}$$

$$t \text{ bombeo} = \frac{(85000 - 11000) \cdot 2 \cdot \frac{1}{24} + 85000}{840}$$

$$t \text{ bombeo} = 89 \text{ minutos}$$

$$t_{\text{bombeo}} = 1,48 \text{ horas}$$

Estimación de la geometría de fractura

Variable KS

El valor de la variable KS, que representa un parámetro relacionado con la pérdida de fluido durante el fracturamiento, se calculó utilizando el coeficiente de pérdida de fluidos ($C = 0,00037$), el volumen de pérdida instantánea por unidad de área de fractura ($SL = 0,0097$) y el tiempo de bombeo (89 minutos). Aplicando la fórmula $KS = (C\sqrt{t_{\text{bombeo}}}) / SL$, se obtuvo un resultado de 0,36. Este valor indica la eficiencia relativa en la pérdida de fluido, siendo importante para evaluar el comportamiento del fluido fracturante y optimizar el diseño del tratamiento.

C = Coeficiente de pérdida de fluidos 0,00037

SL = volumen de pérdida instantánea por unidad de área de fractura 0,00984

$$KS = \frac{C\sqrt{t_{\text{bombeo}}}}{SL}$$

$$KS = \frac{0,00037\sqrt{89}}{0,0097}$$

$$KS = 0,36$$

Para calcular KuL es necesario conocer Uf , para lo cual se usa la siguiente expresión:

Uf = Viscosidad del fluido fracturante

Ka = Índice de consistencia

n = Comportamiento de flujo adimensional

Hf = altura de la fractura

W =Amplitud fractura, in

El valor de la viscosidad aparente del fluido fracturante (Uf) se calcula usando valores estimados de fractura y amplitud para acercarse a los valores reales mediante interacciones.

Aplicando la fórmula con $Ka = 0,22$, caudal $Q = 25$, altura de fractura $Hf = 100$, ancho $w = 0,85$, y exponente $n = 0,1975$, se obtiene $Uf = 1268$ cP. Este resultado representa la resistencia interna del fluido durante la fracturación, fundamental para diseñar el tratamiento y asegurar una correcta propagación de la fractura en la formación.

$$Uf = \frac{4,788 \cdot 10^4 \cdot Ka}{\frac{40,3 \cdot Q}{Hf \cdot w^2}^{1-n}}$$

$$Uf = \frac{4,788 \cdot 10^4 \cdot 0,22}{\frac{40,3 \cdot 25}{100 \cdot 0,85^2}^{1-0,1975}}$$

$$Uf = 1268 \text{ cP}$$

Con el valor de la viscosidad se prosigue a calcular KuL

Con la fórmula dada, KuL resulta ser 203,590,132.7, un valor muy alto que refleja las propiedades del sistema. Finalmente, usando los valores de Ks y KuL , se consulta la gráfica 19 para obtener $Ku = 0.065$ y $KL = 0.025$, que ayudan a interpretar el comportamiento de la fractura.

Uf = Viscosidad del fluido fracturante

Ka = Índice de consistencia

n = Comportamiento de flujo adimensional

Hf = altura de la fractura,

W =Amplitud fractura, in

Q = caudal de inyección

E =módulo de Young roca

V =Relación de poisson

T = tiempo de bombeo

C = Coeficiente de pérdida fluido

$$KuL = 7,47 \cdot 10^{-6} \cdot (1 + \nu) \cdot \left[\frac{Q}{Hf \cdot C^2} \right]^3 \cdot \left[\frac{Uf}{Et} \right]$$

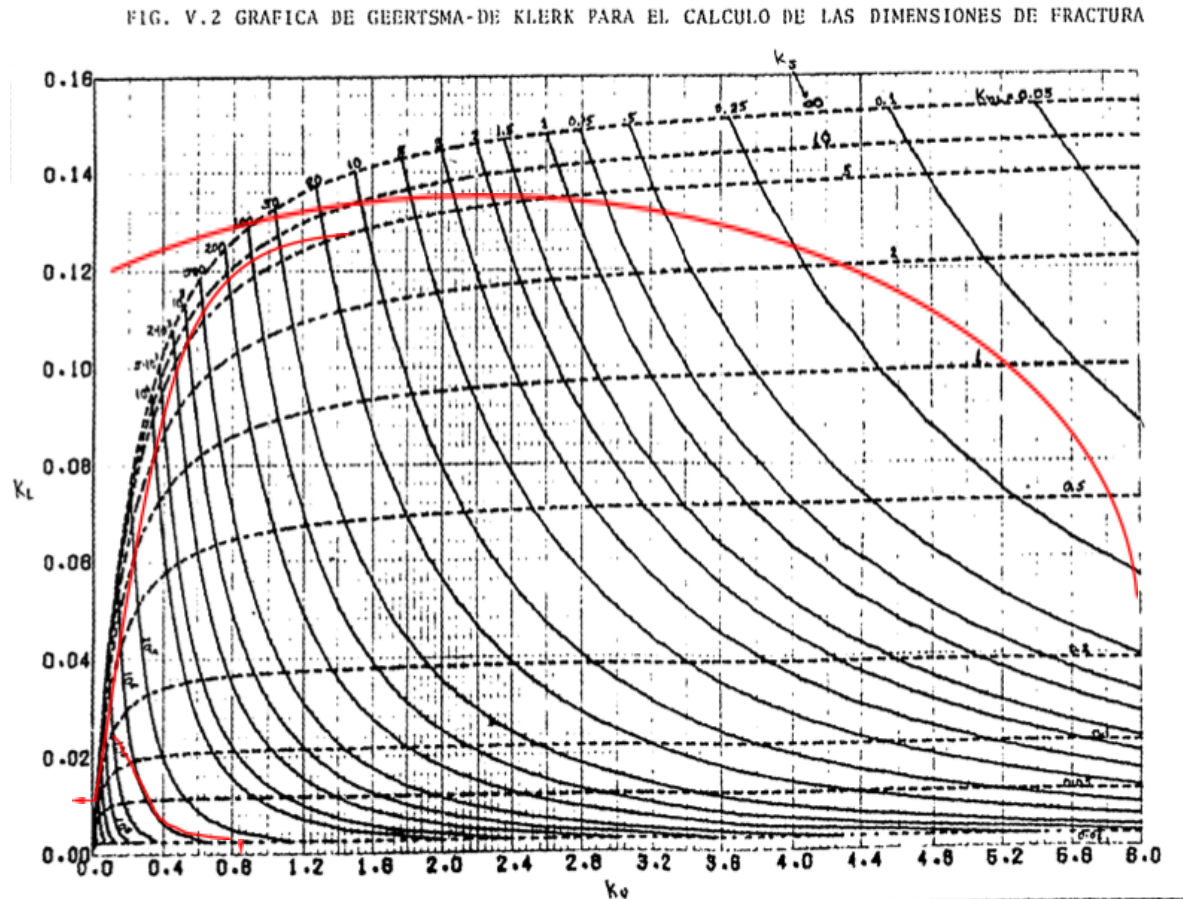
$$KuL = 7,47 \cdot 10^{-6} \cdot (1 + 0,33) \cdot \left[\frac{25}{100 \cdot 0,00037^2} \right]^3 \cdot \left[\frac{1951,04}{4,23342 \cdot 10^6 \cdot 89,7} \right]$$

$$KuL = 203590132,7$$

Ahora con los valores de K_s y K_{uL} se lee la siguiente gráfica 19 donde se obtiene los valores $K_u=0,065$ y $K_L=0,025$

Figura 22

Amplitud de fractura



Según la gráfica se obtiene el valor de $K_u=0,070$ y un valor de $K_L=0,01$

Amplitud de la fractura

La amplitud de la fractura (W) se calcula usando la fórmula $K_u = (C * \sqrt{t_{\text{bombeo}}}) / W$, despejando W como $W = (C * \sqrt{t_{\text{bombeo}}}) / K_u$. Con un coeficiente de pérdida de fluido $C = 0,00039$, un tiempo de bombeo de 89 minutos y un valor $K_u = 0,070$, se obtiene una amplitud de

fractura $W = 0,050$ pies, equivalente a 0,6 pulgadas. Este valor representa el ancho estimado de la fractura, información clave para el diseño y control del tratamiento hidráulico.

$\sqrt{t_{iny}}$: Raíz cuadrada del tiempo de bombeo (minutos^{0.5}).

K_u : Parámetro adimensional.

W : Amplitud de la fractura (in).

$$K_u = \frac{C \cdot \sqrt{t_{iny}}}{W}$$

$$W = \frac{C \cdot \sqrt{t_{iny}}}{K_u}$$

$$W = \frac{0,00039 \cdot \sqrt{89}}{0,070}$$

$$W = 0,050 \text{ FT}$$

$$W = 0,6 \text{ in}$$

Longitud de la fractura

Usando un caudal de inyección (Q_i) de 25 bpm, un módulo de Young efectivo (E'') de 2805,5 psi, una viscosidad del fluido (U_{flu}) de 51 cP y un tiempo de bombeo (t_b) de 89 minutos, se obtiene una longitud de fractura de 218 pies. Este valor indica la extensión estimada de la fractura generada en la formación, esencial para optimizar la estimulación del yacimiento.

Q_{iy} : Caudal de inyección (bpm)

E'' : Módulo de Young efectivo de la roca (psi)

U_{flu} : Viscosidad del fluido fracturante (cP)

t_b : Tiempo de bombeo (min)

LF : Longitud de la fractura (ft)

$$LF = \left[\frac{5,6 \cdot Q_{iy} \cdot E''}{U_{flu}} \right]^{0,2} \cdot t_b^{0,8}$$

$$LF = \left[\frac{5,6 \cdot 25 \text{ bpm} \cdot 2805,5 \text{ psi}}{51 \text{ cp}} \right]^{0,2} \cdot 89^{0,8}$$

$$LF = 218 \text{ ft}$$

Eficiencia de la fractura

La eficiencia de la fractura se calcula como la relación entre el volumen efectivo de fractura (V_f) y el volumen total inyectado (V_i). Con $V_f = 26,281.42$ galones, obtenido de la fórmula $2 \times \text{altura} \times \text{amplitud} \times \text{longitud}$ ($2 \times 100 \times 0.6 \times 218$), y $V_i = 96,000$ galones (suma del volumen de fluido fracturante y volumen de pérdida), la eficiencia resulta ser 27%. Este porcentaje indica que solo una fracción del fluido inyectado contribuye directamente a la formación de la fractura, reflejando la efectividad del tratamiento hidráulico realizado.

V_f : volumen efectivo dentro de la fractura (galones).

H_f : altura de la fractura (ft).

W : amplitud de la fractura (ft).

L : longitud de la fractura (ft).

V_i : volumen total inyectado (gal).

V_s : volumen de fluido fracturante (gal).

V_l : volumen de bache inicial (gal)

$$Eficiencia = \frac{V_f}{V_i}$$

$$V_f = 2 * H_f * W * L$$

$$V_f = 2 * 100 * 0,6 * 218$$

$$V_f = 26281,42 \text{ GAL}$$

$$V_i = V_s + V_l$$

$$V_i = 85000 + 11000$$

$$V_i = 96000 \text{ gal}$$

$$Eficiencia = \frac{26281,42}{96000} * 100$$

$$Eficiencia = 27\%$$

Presión Hidrostática

La presión hidrostática (PH) se calcula considerando la densidad de la mezcla (Dm), que depende del peso específico del fluido ($\gamma = 0,89$) y la concentración de sustentante ($Cs = 3$). Aplicando la fórmula, Dm resulta 1,1 gr/cm³. Luego, usando la profundidad del pozo (9,500 pies convertidos a metros), se calcula PH = 4,534.5 psi. Este valor representa la presión ejercida por la columna de fluido en el pozo, fundamental para diseñar la operación y asegurar la integridad del pozo durante el fracturamiento hidráulico.

γ : densidad del fluido (gr/cm³)

Cs: concentración promedio del sustentante (lb/gal)

Dm: densidad de la mezcla (gr/cm³)

Profundidad: profundidad del pozo (pies)

PH: presión hidrostática (psi)

Densidad de la mezcla

$$Dm = \frac{8,34 * Cs}{1 + 0,0456 * Cs}$$

$$Dm = \frac{8,34 * (0,89) + 3}{1 + 0,0456 * 3}$$

$$Dm = 1,1 \text{ gr/cm}^3$$

$$PH = \frac{Dm * Profundidad}{10}$$

$$PH = \frac{1,1 * 9500 / 3,28}{10}$$

$$PH = 4534,5 \text{ psi}$$

Gradiente de fractura

El gradiente de fractura (GF) se calcula para determinar la presión necesaria para abrir una fractura en la formación. Utilizando los valores de esfuerzo horizontal ($S = 2500$ psi), esfuerzo vertical ($P = 2000$ psi), profundidad ($D = 9500$ pies) y coeficiente de Poisson ($V = 0,33$), se aplica la fórmula $GF = (S - P)/D + (V/(1 - V)) + P/D$. El resultado es un gradiente de

fractura de 0,75 psi/pie, que indica la presión requerida por pie de profundidad para fracturar la roca y es clave para el diseño del fracturamiento hidráulico.

$$GF = \frac{S-P}{D} + \left(\frac{V}{1-V} \right) + \frac{P}{D}$$

S = Esfuerzo horizontal
P = Esfuerzo vertical
D = Profundidad
V = Coeficiente de Poisson

$$GF = \frac{2500-2000}{9500} + \left(\frac{0,33}{1-0,33} \right) + \frac{2500}{9500}$$

$$GF = 0,75 \text{ psi/pie}$$

Caídas de presión en tubería (Pt)

La caída de presión en tubería (Pt) se calcula para evaluar las pérdidas por fricción del fluido durante la inyección. La velocidad del fluido (V) es 20,138 ft/s, obtenida con caudal y diámetros internos y externos de la tubería. La densidad del fluido es 1068 kg/m³ y la viscosidad 0,051 Pa·s. El número de Reynolds (NR = 7485,12) indica flujo turbulento. Usando un diámetro de tubería de 0,074 m y rugosidad de 0,0005, se determina el factor de fricción (f = 0,004). Aplicando la fórmula, la pérdida de presión total en la tubería es 1116,1 psi, sin incluir pérdidas por accesorios.

Qiny: Caudal de inyección (barriles por minuto)
Do: Diámetro externo de la tubería (pulgadas)
Di: Diámetro interno de la tubería (pulgadas)
V: Velocidad del fluido (pies por segundo)
ρ: Densidad del fluido (kilogramos por metro cúbico)
D: Diámetro hidráulico (metros)
u: Viscosidad dinámica del fluido (pascal segundo)
NR: Número de Reynolds (adimensional)
f: Factor de fricción (adimensional)
L: Longitud de la tubería (pies)
Pt: Caída de presión en la tubería (psi)
Velocidad del fluido

$$V = \frac{17,16 \cdot Q_{iny}}{D_o^2 - D_i^2}$$

$$V = \frac{17,16 \cdot 25}{5,792^2 - 3,5^2}$$

$$V = 20,138 \text{ ft}$$

Densidad del fluido

$$\rho = \rho \cdot 1000$$

$$\rho = 1,068 \cdot 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho = 1068 \text{ kg/m}^3$$

Diámetro de la tubería

$$D = \left[\frac{OD}{39,37} \right] - \left[\frac{ID}{39,37} \right]$$

$$D = \left[\frac{5,791}{39,37} \right] - \left[\frac{3,5}{39,37} \right]$$

$$D = \frac{0,058}{12}$$

$$D = 0,191 \text{ in}$$

Viscosidad del fluido

$$u = 51 \text{ cP} \cdot 0,001$$

$$u = 0,051 \text{ Pa.s}$$

Numero de Reynolds

$$NR = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{u}$$

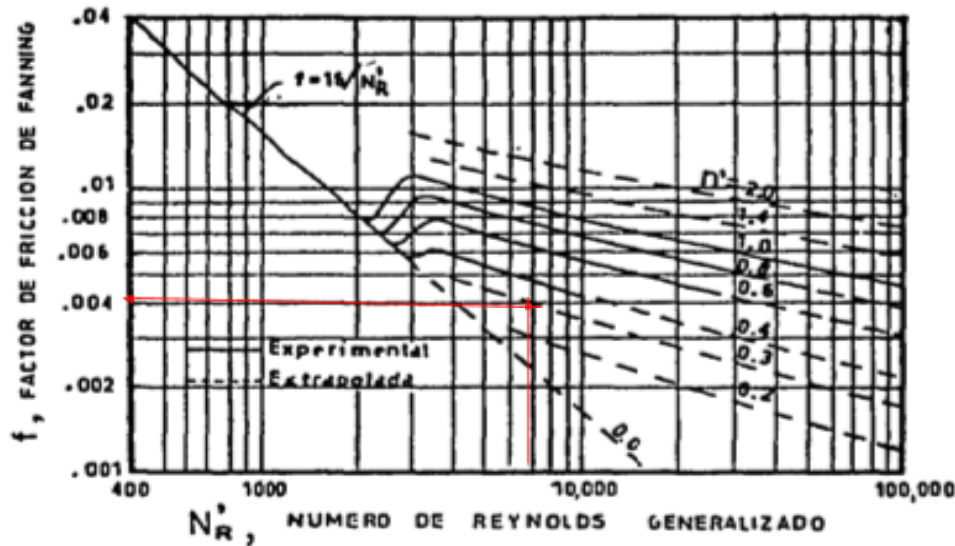
$$NR = \frac{1068 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{6,13 \text{ m}}{\text{s}} \cdot 0,058 \text{ m}}{0,051 \text{ Pa.s}}$$

$$NR = 7485,12$$

Al ser mayor que 4000 el flujo es turbulento. Para determinar las pérdidas en tubería usamos los siguientes datos el diámetro es igual a 0,074 metros y la rugosidad equivale a 0,0005 y un valor n de 0,4.

Figura 23

Factor de fricción



f de 0,004

$$Pt = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot D}{25,8 \cdot L}$$

$$Pt = \frac{0,004 \cdot 7,7 \text{ lb/gal} \cdot 20,13 \frac{ft}{s}^2 \cdot 2,295}{25,8 \cdot 9500}$$

$$Pt = 1116,1 \text{ psi}$$

Caídas de presión en los punzados Pd

Las caídas de presión en los punzados reflejan las pérdidas de energía del fluido al pasar por los orificios de disparo. En este caso, con un diámetro equivalente total calculado a partir de 210 disparos y un caudal de 852,6 galones por minuto, además de una densidad de fluido de 7,7 lb/gal, las pérdidas resultaron ser muy bajas, de solo 0,047 psi. Esto indica que el impacto de las

caídas de presión en los punzados es prácticamente insignificante y no afectará significativamente el desempeño del proceso de fracturamiento hidráulico.

De=diámetro equivalente total

N=número de disparos

Dp= diámetro del disparo

Pd= pérdidas en los punzados

Q= 20,3 bls/min equivalen 852,6 gal/min

Densidad=7,7

$$de = \sqrt{n * dp^2}$$

$$de = \sqrt{210 * 0,5^2}$$

$$de = 7,24$$

$$Pd = \frac{\rho \cdot Qiny^2}{7430 * de^4}$$

$$Pd = \frac{7,7 \cdot 1050^2}{7430 * 7,29^4}$$

$$Pd = 4,7 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión de fractura

La presión de fractura (Pf) se determina multiplicando el gradiente de fractura por la profundidad del pozo. En este caso, con un gradiente de 0,755 psi por pie y una profundidad de 9,500 pies, la presión necesaria para fracturar la formación es de 7,179.1 psi. Este valor es crucial para diseñar el tratamiento, asegurando que la presión aplicada supere la resistencia de la roca y permita la creación de fracturas efectivas.

GF: Gradiente de fractura (psi por pie)

D: Profundidad (pies)

Pf: Presión de fractura (psi)

$$Pf = GF \times D$$

$$Pf = 0,755 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times 9500 \text{ ft}$$

$$Pf = 7179,1 \text{ psi}$$

Presión de inyección en superficie (Piny)

La presión de inyección en superficie (Piny) se calcula sumando la presión de fractura (Pf) y las caídas de presión en la tubería (Pt), y restando las pérdidas en los punzados (Pd). En este caso, con Pf de 7,179.1 psi, Pt de 1,116.1 psi y Pd de 0.047 psi, la presión de inyección necesaria en superficie es de 8,295.15 psi. Este valor asegura que la presión aplicada sea suficiente para superar las resistencias del sistema y lograr la fracturación efectiva en el pozo.

$$P_{iny} = P_f + P_t - P_d$$

$$P_{iny} = 7179,1 \text{ psi} + 1116,1 \text{ psi} - 0,047 \text{ psi}$$

$$P_{iny} = 8295,15 \text{ psi}$$

Potencia hidráulica de la bomba

La potencia hidráulica requerida para la bomba se calcula considerando la presión de inyección en superficie y el caudal de bombeo. Con una presión de 8,295.15 psi y un caudal de 25 barriles por minuto, la potencia necesaria es de aproximadamente 5,080 HP. Este valor indica la capacidad energética que debe tener la bomba para mantener la operación de fracturamiento bajo las condiciones diseñadas.

Ps: Presión en superficie (psi)

Q: Caudal de inyección (barriles por minuto)

HP: Potencia hidráulica de la bomba (caballos de fuerza)

$$HP = 0,0245 * P_s * Q$$

$$HP = 0,0245 * 8295,15 \frac{\text{psi}}{1000} * 25 \text{ bpm}$$

$$Potencia = 5080 \text{ HP}$$

Conductividad fractura

La conductividad de la fractura (Cf) mide la capacidad del apuntalante para mantener abierta la fractura y permitir el flujo de hidrocarburos. Con una permeabilidad del apuntalante de

5200 mD y una amplitud de fractura de 0,6 pulgadas, la conductividad calculada es de 260,4 mD·ft. Este valor es fundamental para evaluar la efectividad del fracturamiento y asegurar una producción óptima del pozo.

Cf: Conductividad de la fractura (mD·pie)

Kpropante: Permeabilidad del apuntalante (mD)

W: Amplitud de la fractura (pulgadas)

$$Cf = K_{propante} * \frac{W}{12}$$

$$Cf = 5200 \text{ mD} * \frac{0,6 \text{ in}}{12}$$

$$Cf = 260,4 \text{ mD} \cdot \text{ft}$$

Permeabilidad de la fractura

La permeabilidad de la fractura (KF) se calcula considerando la conductividad de la fractura, la permeabilidad inicial del yacimiento (Kini), la altura de la fractura (Hf) y el número de Reynolds (Re). El resultado, 506,37 mD, indica la capacidad efectiva de flujo dentro de la fractura, lo que es clave para estimar el rendimiento y la productividad del pozo tras el tratamiento hidráulico.

KF: Permeabilidad de la fractura (mD)

Cond: Conductividad de la fractura (mD·pie)

Kini: Permeabilidad inicial de la formación (mD)

Hf: Altura de la fractura (pies)

Re: Radio de drenaje (pies)

$$KF = \frac{Cond * Kini}{Hf} * \sqrt{\frac{Re}{40}}$$

$$KF = \frac{260,4}{100} * \sqrt{\frac{500}{40}}$$

$$KF = 506,37 \text{ mD}$$

Daño de la formación

El daño de la formación se evalúa calculando el radio efectivo de daño (R_{wfr}) y el parámetro de daño (S). Con una longitud de fractura de 28,66 pies, el radio R_{wfr} es de 139,2 pies. Luego, usando la permeabilidad inicial (K_i) y la permeabilidad de la fractura (K_F), junto con los radios, se obtiene un valor de $S = -4,70$. Un valor negativo indica una mejora significativa en la permeabilidad debido al tratamiento, mostrando que la fractura ha reducido el daño y mejorado la capacidad de flujo en la formación.

LF: Longitud de la fractura (pies)

R_{wfr} : Radio efectivo de daño o radio del daño (pies)

K_i : Permeabilidad inicial de la formación (miliDarcy)

K_F : Permeabilidad de la fractura (miliDarcy)

r_e : Radio de drenaje (pies)

S : Índice de daño

$$R_{wfr} = \frac{2 * LF}{\pi}$$

$$R_{wfr} = \frac{2 * 28,66 ft}{\pi}$$

$$R_{wfr} = 139,2 ft$$

$$S = \frac{K_i}{K_F} - 1 * \ln \frac{R_{wfr}}{r_e}$$

$$S = \frac{55 \text{ mD}}{506,37 \text{ mD}} - 1 * \ln \frac{139,2}{0,7083}$$

$$S = -4,70$$

Índice de productividad

El índice de productividad (J) mide la capacidad del pozo para producir fluido por unidad de presión. Utilizando la permeabilidad de la fractura (K_F), la altura de la fractura (h_F), la conductividad ($Cond$), la longitud de fractura (LF) y la viscosidad del fluido (U_{flu}), se calcula un valor de 0,6626 barriles por día por psi (BFPD/PSI). Este resultado indica la eficiencia del pozo

tras el fracturamiento hidráulico, mostrando una mejora en la producción gracias a la estimulación de la formación.

J: Índice de productividad después de estimulación (barriles por día por psi)

Jo: Índice de productividad inicial (barriles por día por psi)

KF: Permeabilidad de la fractura (miliDarcy)

hF: Altura de la fractura (pies)

Cond: Conductividad de la fractura (miliDarcy·pie)

LF: Longitud de la fractura (pies)

Uflui: Viscosidad del fluido fracturante (centipoise)

$$J = J_o * \frac{KF * hF}{1 + \frac{KF}{Cond} * LF * U_{flui}}$$

$$J = 0,31 * \frac{506,37 * 100}{1 + \frac{506,37}{260,4} * 218,6 * 51}$$

$$J = 0,626 \text{ BFPD/PSI}$$

Presión de fondo fluyente

La presión de fondo fluyente (Pwf) representa la presión en el fondo del pozo durante la producción. Usando la presión de reservorio (PR), el módulo efectivo de Young (E"), la altura de la fractura (hF) y la amplitud de la fractura (W), se obtiene un valor de 1,338 psi. Este valor es esencial para entender las condiciones de flujo en el pozo y optimizar la producción después del fracturamiento hidráulico.

Pwf: Presión de fondo fluyente (psi)

PR: Presión de reservorio (psi)

E": Módulo de Young efectivo de la roca (psi)

hF: Altura de la fractura (pies)

W: Amplitud de la fractura (pies)

$$P_{wf} = \frac{PR - (E'' * hF)}{4 * W * hF}$$

$$P_{wf} = \frac{2165 - (2805,5 * 100)}{4 * 0,6 * 100}$$

$$P_{wf} = 1100 \text{ psi}$$

Caudal del fluido

El caudal del fluido (Q_f) representa la producción estimada del pozo después del fracturamiento. Se calcula multiplicando el índice de productividad (J) por la diferencia entre la presión de reservorio (P_r) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}). Con un índice de 0,4626 BFPD/PSI, el caudal estimado es de 490 barriles por día. Este valor indica la mejora esperada en la producción gracias al tratamiento hidráulico aplicado.

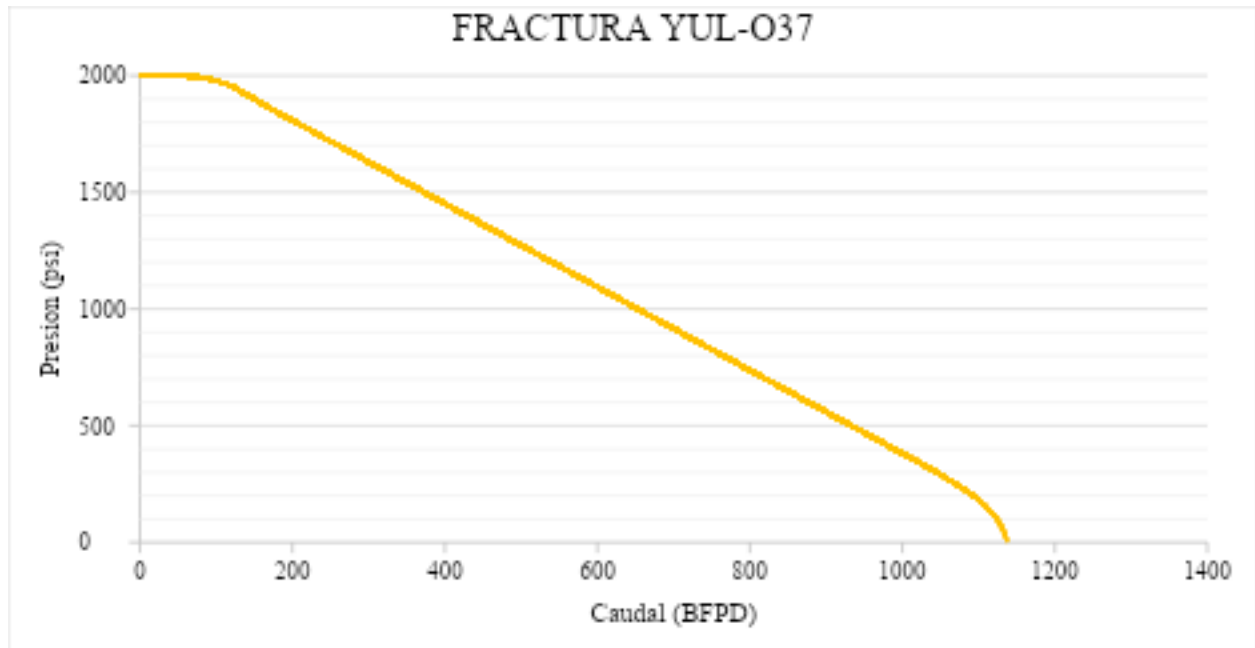
$$Q_f = J(P_r - P_{wf})$$

$$Q_f = 0,4626 \frac{BFPD}{PSI} * (2165 - 1100) PSI$$

$$Q_f = 700 BFPD$$

Curva de oferta IPR

El pozo Yulebra-37 muestra un índice de productividad (J) de 0,4626 barriles por día por psi, indicando su capacidad para producir fluido por unidad de presión. La presión de fondo fluyente (P_{wf}) calculada es de 1100 psi, reflejando las condiciones en el fondo del pozo durante la producción. Con una presión de reservorio de 2165 psi, el caudal estimado del pozo (Q_f) es de 700 barriles por día. Estos valores evidencian una mejora significativa en la producción tras el fracturamiento hidráulico, mostrando la efectividad del tratamiento para estimular la formación y optimizar la extracción de hidrocarburos.



Estimulación Matricial

Se llevará a cabo una estimulación matricial en el pozo Yulebra-37 con el fin de mejorar la permeabilidad y la productividad del yacimiento. Este proceso consiste en la inyección controlada de ácidos y fluidos especializados para disolver las obstrucciones dentro de la formación, restaurando el flujo de hidrocarburos. La técnica busca minimizar daños a la roca y optimizar la extracción, prolongando la vida útil del pozo y aumentando la eficiencia de producción en condiciones desafiantes.

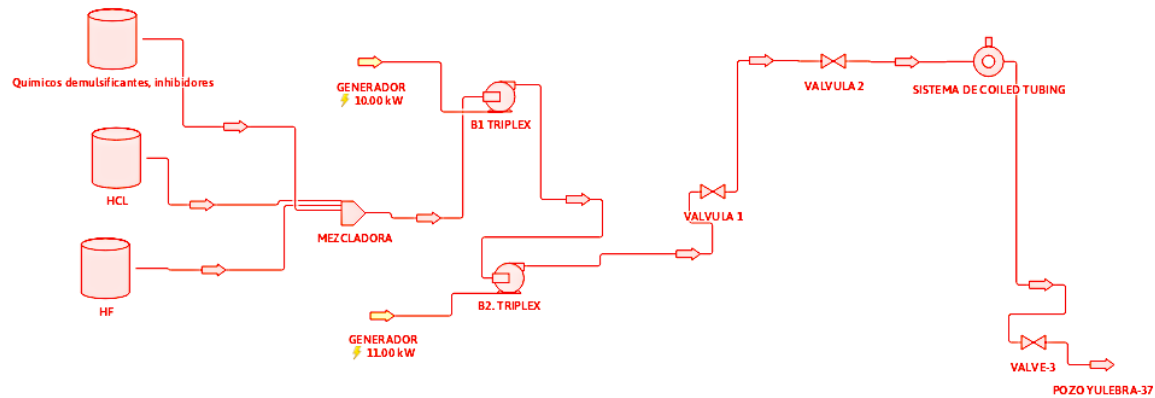
Tabla 5 *Características de la formación estimulación*

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Profundidad	PROF	9500	ft
Esfuerzo Horizontal	EH	2500	psi
Esfuerzo Vertical	EV	2000	psi
Presión reservorio	Prese	2165	psi
Radio de drenaje	re	500	ft
Radio pozo	rw	0,7083	ft

Espesor de la formación	h	50	ft
Penetración ácido recomendada	penetrac recomen	3,2	ft
Porosidad	Por	0,22	%
Área	A	20	acres
Poisson	CP	0,33	-
Densidad fluido	DENSI FLUIDO	1,6	kg/m ³
Diámetro externo	DO	5,792	in
Diámetro interno	DI	3,5	in
Viscosidad	Ucp	2,3	cP
Permeabilidad formación	kf	55	mD

Equipos en la estimulación ácida

Para la estimulación matricial en el pozo Yulebra-37 se emplearán equipos especializados para garantizar una operación segura y eficiente. Se utilizarán tres tanques para almacenar y dosificar químicos como HCL, HF y demulsificantes, además de mezcladoras que asegurarán una adecuada preparación de los fluidos. La inyección de los fluidos se realizará mediante dos bombas triplex móviles (mobas) de 800 HP cada una, que proporcionan la presión y caudal necesarios. También se dispondrá de válvulas de control y tubería de coiled tubing para la manipulación precisa y segura del fluido dentro del pozo, facilitando el acceso y la ejecución del tratamiento.



Cálculo del Gradiente de fractura

Gradiente de fractura

El cálculo del gradiente de fractura (GF) es fundamental en la estimulación matricial, ya que determina la presión máxima que puede aplicarse sin fracturar la formación. Utilizando esfuerzos horizontales y verticales, profundidad y el coeficiente de Poisson, se obtiene un gradiente de 0,75 psi/pie. Este valor ayuda a diseñar la operación para inyectar los ácidos y fluidos necesarios sin causar fracturas no deseadas, garantizando que el tratamiento limpie los poros y mejore la permeabilidad sin dañar la integridad del yacimiento

$$GF = \frac{S-P}{D} + \left(\frac{V}{1-V} \right) + \frac{P}{D}$$

S = Esfuerzo horizontal

P = Esfuerzo vertical

D = Profundidad

V = Coeficiente de Poisson

$$GF = \frac{2500-2000}{9500} + \left(\frac{0,33}{1-0,33} \right) + \frac{2500}{9500}$$

$$GF = 0,75 \text{ psi/pie}$$

Cálculo de la presión de fractura

La presión de fractura (P_f) calculada es crucial para la estimulación matricial en el pozo Yulebra-37. Al multiplicar el gradiente de fractura (0,755 psi/ft) por la profundidad del pozo (9,500 ft), se obtiene una presión de fractura de 7,179.1 psi. Este valor define el límite máximo de presión que se puede aplicar durante la inyección de ácidos para evitar la creación de fracturas no deseadas, asegurando que el tratamiento actúe directamente en la matriz de la formación para mejorar la permeabilidad sin comprometer la integridad estructural del yacimiento.

$$P_f = GF \times D$$

$$P_f = 0,755 \frac{psi}{ft} \times 9500 ft$$

$$P_f = 7179,1 psi$$

Presión de inyección en superficie

En este caso, se calcula restando la presión hidrostática del fluido a la presión de fractura. Con una presión de fractura de 7,179.1 psi, una profundidad de 9,500 pies y una densidad del fluido de 1,6, la presión hidrostática es de 6,581 psi. Por tanto, la presión de inyección en superficie resulta en 598 psi, lo que permite una operación segura durante la estimulación matricial.

$$P_i = P_f - (0,433 * D * f)$$

$$P_i = 7179,1 - (0,433 * 9500 * 1,6)$$

$$P_i = 598 psi$$

Caudal de inyección

Con una permeabilidad de 55 mD, espesor de formación de 50 ft, una diferencia de presión entre el fondo y el reservorio de 5,014.1 psi, y una viscosidad del fluido de 2,3 cP, se

obtiene un caudal de 4,49 barriles por minuto (bpm), equivalente a 188,75 galones por minuto (gpm). Este valor asegura un flujo controlado, eficiente y seguro durante la inyección ácida.

$$Q_{iny} = \frac{4,917 \cdot 10^{-6} \cdot k_f \cdot h \cdot (P_f - P_r)}{uF \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$Q_{iny} = \frac{4,917 \cdot 10^{-6} \cdot 55 \cdot 50 \cdot (7179,1 - 2165)}{2,3 \cdot \ln\left(\frac{500}{0,7083}\right)}$$

$$Q_{iny} = 4,49 \text{ bpm}$$

$$Q_{iny} = 188,75 \text{ gpm}$$

Caídas de presión en tubería (Pt)

Velocidad del fluido

$$V = \frac{17,16 \cdot Q_{iny}}{D_o^2 - D_i^2}$$

$$V = \frac{17,16 \cdot 4,49}{5,792^2 - 3,5^2}$$

$$V = 3,62 \frac{ft}{s}$$

Densidad del fluido

ρ : Densidad del fluido (kg/m³)

γ_f : Densidad del fluido (lb/gal)

$$\rho = \text{densidad fluido} \cdot 0,12 \cdot 1000$$

$$\rho = 1,6 \cdot 0,12 \cdot 1000$$

$$\rho = 192 \text{ kg/m}^3$$

Diámetro de la tubería

$$D = \left[\frac{5,792}{39,37} \right] - \left[\frac{3,5}{39,37} \right]$$

$$D = 0,058 \text{ m}$$

Viscosidad del fluido

u: Viscosidad dinámica (Pa·s)

uF: Viscosidad del fluido (cP)

$$u = 2,3 \text{ cP} * 0,001$$

$$u = 0,0023 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Numero de Reynolds

$$NR = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{u}$$

NR: Número de Reynolds

ρ : Densidad del fluido (kg/m³)

V: Velocidad del fluido (ft/s)

D: Diámetro hidráulico (ft)

u: Viscosidad dinámica (Pa·s)

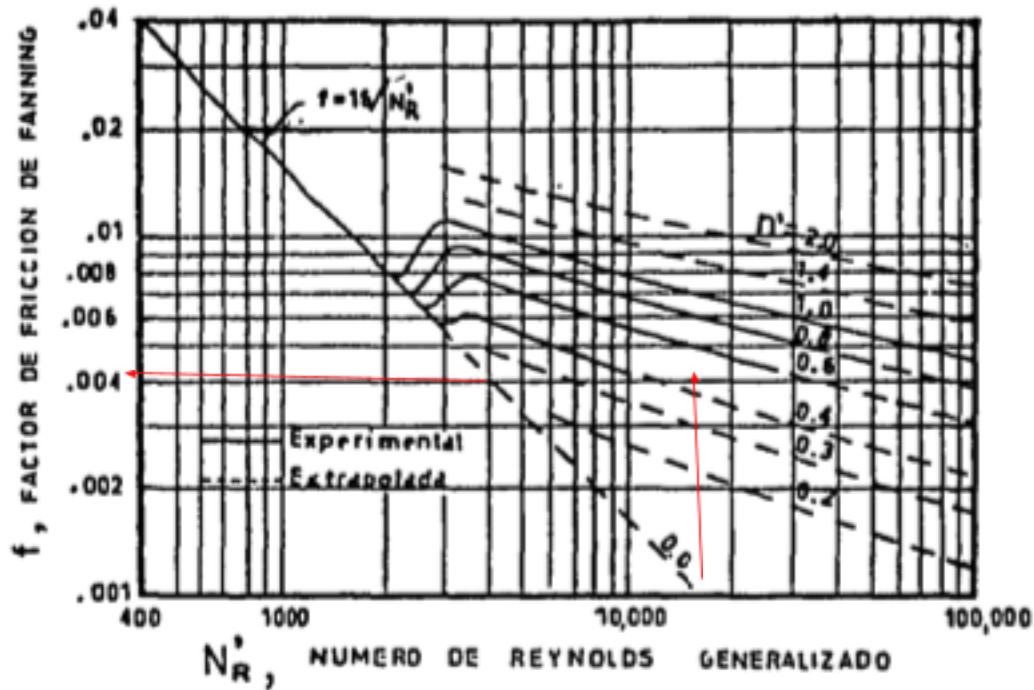
$$NR = \frac{192 * 3,62 * 0,058}{0,0023}$$

$$NR = 17597,21$$

Al ser mayor que 4000 el flujo es turbulento. Para determinar las pérdidas en tubería usamos los siguientes datos el diámetro es igual a 0,068 metros y la rugosidad equivale a 0,0005 y un valor n de 0,4. Para determinar el factor f nos basamos en la siguiente correlación:

Figura 24

Factor de fricción



Por medio de la correlación se determina un valor f de 0,004

$$Pt = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2 \cdot D}{2g \cdot d}$$

$$Pt = \frac{0,004 \cdot 11,98 \cdot 3,62^2 \cdot \frac{ft}{s} \cdot 9500}{64,34 \cdot (5,792 - 3,5)}$$

$$Pt = 40,47 \text{ psi}$$

Presión de inyección en la formación

Las caídas de presión en la tubería (P_t) representan las pérdidas de energía del fluido debido a la fricción interna mientras es bombeado hacia el fondo del pozo. Con una velocidad de flujo de 3,62 ft/s, una densidad de 192 kg/m³, y una viscosidad de 0,0023 Pa·s, se calcula un número de Reynolds de 17.597,21, lo que indica un flujo turbulento. Utilizando un diámetro hidráulico de 0,068 m, una rugosidad de 0,0005 y un factor de fricción de 0,004 obtenido mediante correlación, la pérdida de presión en la tubería resulta ser de 40,47 psi. Este valor es clave para ajustar correctamente la presión de bombeo.

Piny form: Presión de inyección a la formación (psi)

Pi: Presión de inyección superficial (psi)

Pt: Pérdida de presión en tubería (psi)

$$Piny\ form = P_{sup} + P_{tuberia}$$

$$Piny\ form = 597,5 + 40,47$$

$$Piny\ form = 638\ psi$$

Profundidad de la acidificación

En este caso, con un radio del pozo de 0,7083 ft y una penetración recomendada de 3,2 ft, se obtiene una profundidad de acidificación de 3,91 ft. Este valor es clave para evaluar el alcance del tratamiento ácido y su efectividad para mejorar la permeabilidad en la zona cercana al pozo.

rx: Radio de penetración (ft)

rw: Radio del pozo (ft)

$$rx = rw + \text{penetración recomendada}$$

$$rx = (0,7083 + 3,2)\ ft$$

$$rx = 3,91\ ft$$

Volumen de fluido de estimulación

Utilizando una porosidad de 0,22, un espesor de 50 ft y una profundidad de acidificación de 3,91 ft (considerando también el radio del pozo de 0,7083 ft), se calculó un volumen requerido de 3818,85 galones. Este volumen asegura que el ácido penetre eficientemente en la matriz rocosa, disolviendo minerales y mejorando la permeabilidad de la formación cerca del pozo.

Vf: Volumen de fluido (galones)

φ: Porosidad (fracción)

h: Espesor de formación (ft)

rx: Radio de penetración (ft)

rw: Radio del pozo (ft)

$$Vf = 23,5 \cdot h \cdot (rx^2 - rw^2)$$

$$Vf = 23,5 \cdot 0,22 \cdot 0,50 \cdot (3,911^2 - 0,7083^2)$$

$$Vf = 3818,85 \text{ galones}$$

Solución química inyectada

Esta tabla presenta la composición detallada de los químicos a utilizar durante la estimulación matricial del pozo Yulebra-37, totalizando un volumen de 3818,85 galones, calculado para garantizar una adecuada penetración del ácido en la formación. Se incluye una mezcla de ácidos (HCl al 15% y 12%, y HF al 3%) para disolver minerales y mejorar la conductividad. Además, se agregan aditivos como inhibidores de corrosión, antiespumantes, biocidas y surfactantes para proteger el equipo y optimizar la eficiencia del tratamiento. El agua tratada y el KCl actúan como vehículo y estabilizador del entorno químico.

Tabla 6 Solución química de inyección

Químico	Volumen [gal]	Cantidad
1	Ácido Clorhídrico (HCl) 15%	1100
2	Ácido Clorhídrico (HCl) 12%	900
3	Ácido Fluorhídrico (HF) 3%	200
4	Inhibidor de corrosión	40
5	Intensificador de inhibidor	20
6	Antiespumante	15
7	Agente quelante (EDTA)	50
8	Cloruro de potasio (KCl)	100
9	Surfactante no iónico	40
10	Alcohol isopropílico	80
11	Biocida	13,85
12	Agua tratada	1260
TOTAL		3818,85 gal

Cálculo del tiempo de inyección

El tiempo de inyección (t_f) representa la duración estimada para bombear el volumen total de fluido de estimulación (V_f) en el pozo, a una tasa de inyección constante (Q_{iny}). En este caso, con un volumen de 3818,85 galones y un caudal de 4,49 bpm, se obtuvo un tiempo de inyección de aproximadamente 20,23 minutos. Este cálculo es clave para planificar y controlar la operación, asegurando que el tratamiento ácido se distribuya de manera uniforme en la zona de interés sin exceder la presión de fractura, optimizando así la efectividad del tratamiento y evitando daños en la formación.

t_f : Tiempo de inyección (min)

V_f : Volumen de fluido (galones)

Q_{iny} : Caudal de inyección (bpm)

$$t_f = \frac{0,023805 \cdot V_f}{q_i}$$

$$t_f = \frac{0,023805 \cdot 3818,85}{4,49}$$

$$t_f = 20,23 \text{ minutos}$$

Permeabilidad post estimulación

La permeabilidad posterior a la estimulación es un indicador clave del éxito del tratamiento ácido. Se calculó utilizando el flujo registrado posterior (6 bbl/d), la viscosidad del fluido (2,3 cP), la longitud del intervalo tratado (1 ft), el área de drenaje (0,5 acres) y la caída de presión observada (48 psi). Aplicando la fórmula correspondiente, se obtuvo una permeabilidad de 130 mD, lo cual representa una mejora significativa respecto al valor inicial de 55 mD. Esta mejora sugiere una remoción efectiva del daño en la zona cercana al pozo y una mayor conectividad con la formación.

$$K_{post \text{ estimulación}} = \frac{141,2 \cdot q \cdot u \cdot L}{A \cdot D_p}$$

$$K_{post \text{ estimulación}} = \frac{141,2 \cdot 6 \text{ bbl} \cdot 2,3 \text{ cp} \cdot 1 \text{ ft}}{0,5 \text{ acres} \cdot 48 \text{ psi}} *$$

$$K_{post \text{ estimulación}} = 130 \text{ mD}$$

Daño de formación post estimulación

Este valor negativo indica una mejora en la conductividad de la formación, lo cual es deseable. Significa que la estimulación no sólo removió el daño existente, sino que mejoró la capacidad de flujo del entorno inmediato al pozo.

S: Índice de daño (adimensional)

kf: Permeabilidad original (mD)

Kpost: Permeabilidad posterior (mD)

rw: Radio del pozo (ft)

rx: Radio de penetración (ft)

$$S = \frac{Kf}{K_{estimula}} * \ln \frac{rw}{r_{skin}}$$

$$S = \frac{55}{130} * \ln \frac{0,7083}{3,91}$$

$$S = -1$$

Cálculo del Índice de productividad

El índice de productividad aumentó de 0,30 a 0,56 BFPD/PSI tras la estimulación, indicando una mejora significativa en la capacidad del pozo para producir fluido por unidad de presión. Esto refleja que el tratamiento ácido fue efectivo para aumentar la permeabilidad alrededor del pozo y optimizar la producción, mejorando el rendimiento general del yacimiento.

$$J = J_o * \frac{\ln(\frac{r_e}{r_w})}{\ln(\frac{r_e}{r_x}) * \frac{kf}{k_{estimula}} * \ln(\frac{r_x}{r_w})}$$

$$J = 0,30 * \frac{\ln(\frac{500}{0,7083})}{\ln(\frac{500}{3,91}) + \frac{55}{81} * \ln(\frac{3,91}{0,7083})}$$

$$J = 0,56 \text{ BFPD/PSI}$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente

La presión de fondo fluyente (Pwf) después de la estimulación es de 1503.27 psi. Este valor refleja la presión efectiva en el fondo del pozo durante la producción, considerando la caída

de presión causada por el flujo del fluido a través de la formación y la presión de inyección en superficie. Una P_{wf} adecuada es crucial para mantener un buen flujo de hidrocarburos y evaluar el desempeño del pozo tras el tratamiento, asegurando una producción eficiente y sostenida.

$$P_{wf} = P_r - \frac{141,2 \cdot Q \cdot u \cdot L}{K \cdot h \cdot A} - P_{iny f}$$

$$P_{wf} = 2165 \text{ psi} - \frac{141,2 \cdot 2,3 \text{ cp} \cdot 9500 \text{ ft}}{130 \text{ mD} \cdot 50 \text{ ft} \cdot 20 \text{ ac}} - 637 \text{ psi}$$

$$P_{wf} = 1503,27 \text{ psi}$$

Cálculo del Caudal del fluido

El caudal de fluido (Q_f) estimado después de la estimulación es de 371,17 barriles por día. Este valor resulta de multiplicar el índice de productividad mejorado por la diferencia entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluyente. Indica una producción eficiente del pozo, reflejando el éxito del tratamiento para aumentar la permeabilidad y optimizar el flujo de hidrocarburos.

$$Q_f = IP * (P_r - P_{wf})$$

$$Q_f = 0,56 \frac{\text{BFPD}}{\text{PSI}} * (2165 - 1503,27) \text{ PSI}$$

$$Q_f = 371,17 \text{ bfpd}$$

Con el caudal obtenido de 434,24 barriles de fluido por día se prosigue a determinar el sistema electrosumergible.

IPR post estimulación

Posteriormente a la estimulación matricial en el pozo Yulebra-37, se observó una mejora significativa en sus parámetros productivos. El índice de productividad aumentó a 0,56 BFPD/PSI, lo que refleja una mayor capacidad del pozo para producir fluido por unidad de presión. La presión de fondo fluyente se mantuvo en 1,503.27 psi, indicando condiciones óptimas para el flujo de hidrocarburos. Como resultado, el caudal de producción estimado

alcanzó los 371,17 barriles por día, evidenciando que el tratamiento ácido fue efectivo para remover daños y aumentar la permeabilidad, mejorando así la eficiencia y rendimiento del yacimiento.

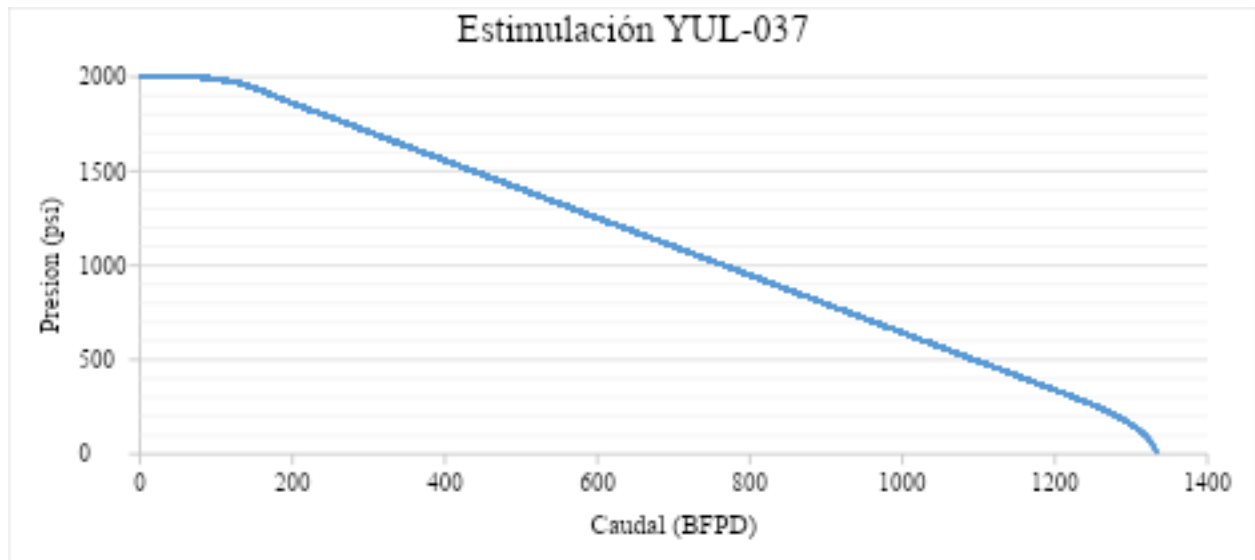


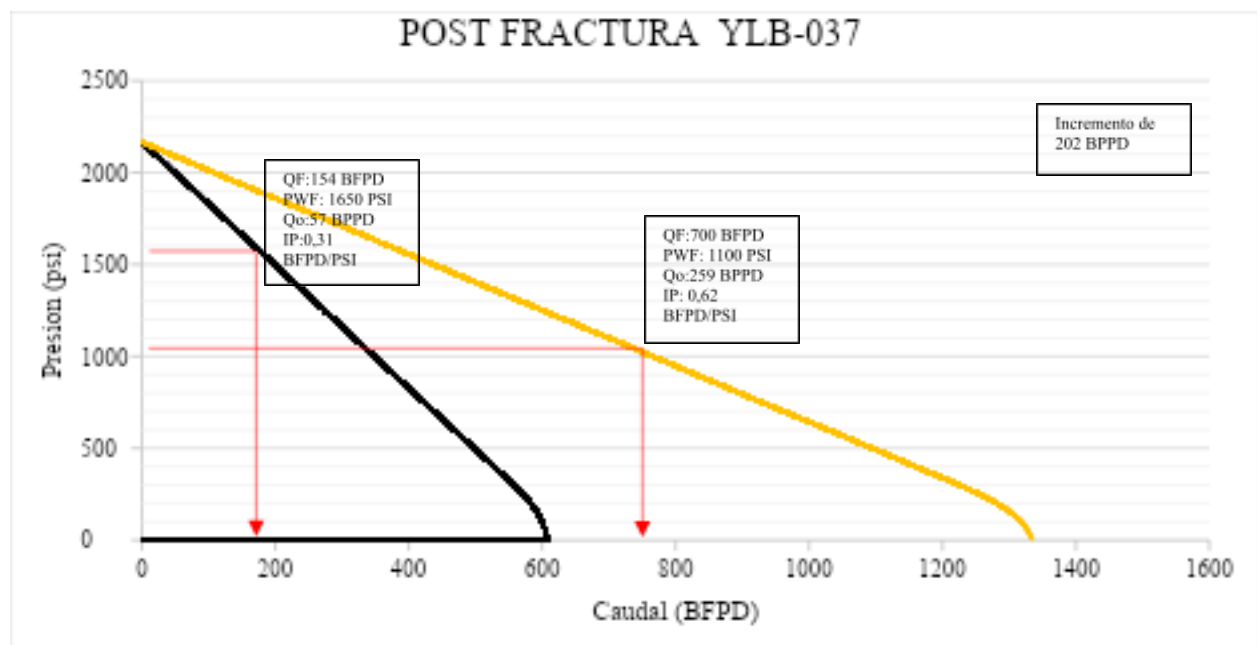
Figura 25 Estimulación matricial

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

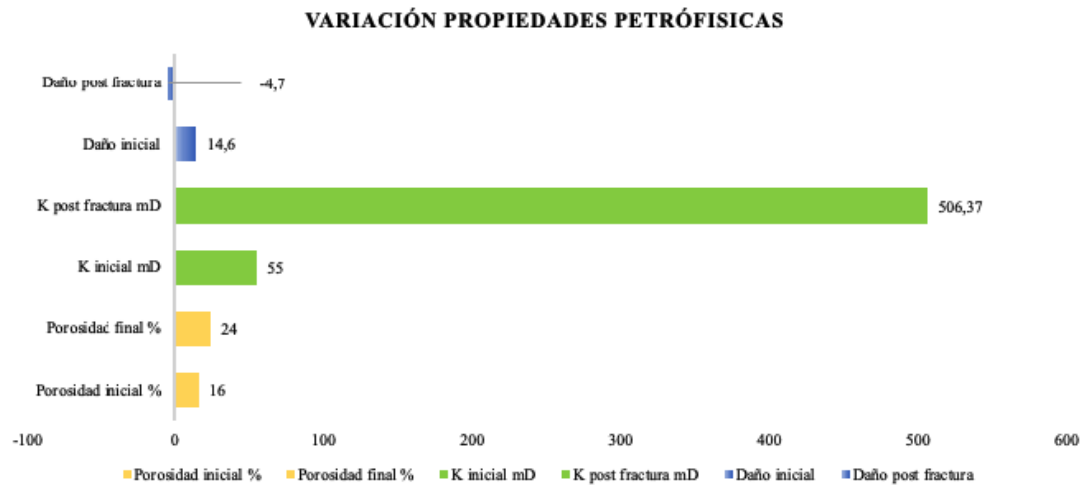
Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico realizado en el pozo evidenció una mejora significativa en su productividad. Antes del tratamiento, la tasa de flujo era de 154 BFPD con una presión de fondo fluyente (PWF) de 1650 psi y una producción de petróleo de 57 BPPD, con un índice de productividad (IP) de 0,31 BFPD/PSI. Tras el fracturamiento, el caudal aumentó a 700 BFPD, la PWF disminuyó a 1100 psi, y la producción de petróleo se incrementó a 259 BPPD. El IP se duplicó a 0,62 BFPD/PSI, demostrando una mejora en la conectividad del yacimiento y en la eficiencia del flujo hacia el pozo.

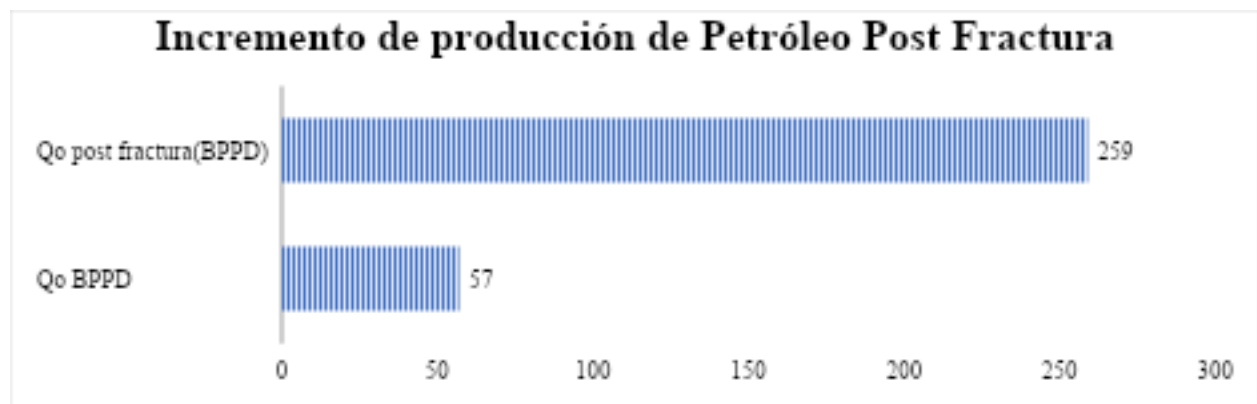


El fracturamiento hidráulico mejoró de forma significativa las propiedades petrofísicas del yacimiento. Inicialmente, el pozo presentaba un daño de formación de 14,6, una permeabilidad de 55 mD y una porosidad del 16%, lo cual restringía el flujo de fluidos. Después de la estimulación, el daño se redujo a -4,7, evidenciando una efectiva limpieza y conectividad

de la matriz con las fracturas inducidas. La permeabilidad se incrementó a 506,37 mD y la porosidad a 19%, reflejando una mejora en la capacidad de almacenamiento y flujo del yacimiento, lo cual justifica el notable aumento en la producción.

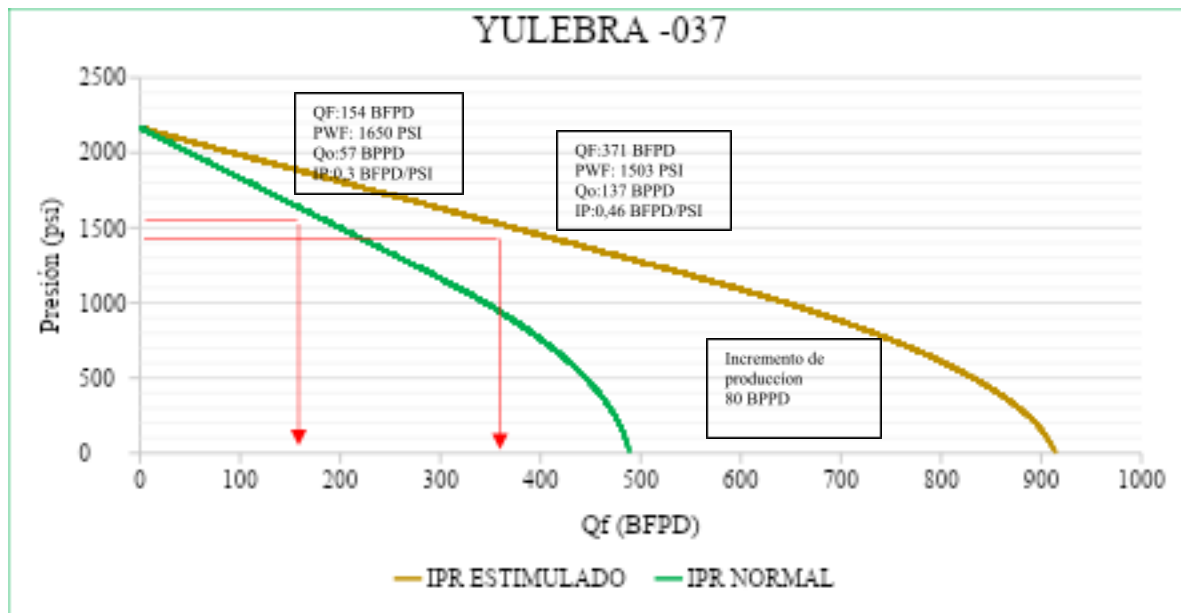


El fracturamiento hidráulico incrementó significativamente la producción de petróleo, pasando de 57 BPPD a 259 BPPD, lo que representa un aumento de 202 barriles por día. Este incremento equivale a una mejora de aproximadamente 354% en la producción diaria. Este resultado evidencia una efectiva estimulación del yacimiento, mejorando la permeabilidad y conectividad de las fracturas con el pozo, lo cual permite un mayor flujo de hidrocarburos hacia la superficie. Esta mejora sustancial confirma la eficiencia del tratamiento y su impacto positivo en la rentabilidad del proyecto de explotación.

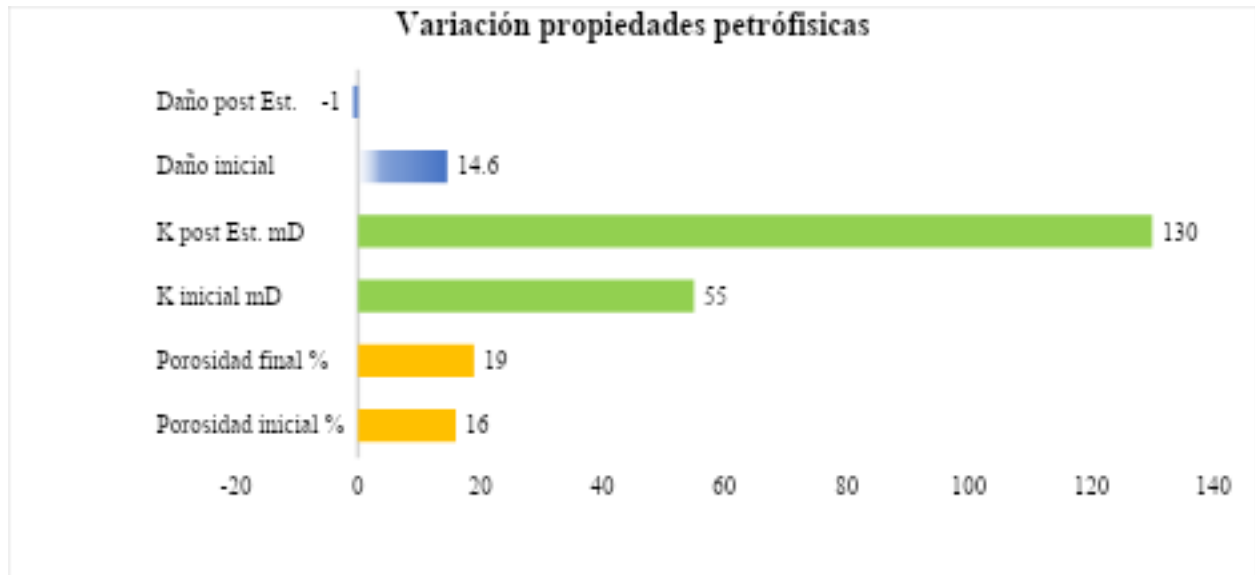


Estimulación matricial

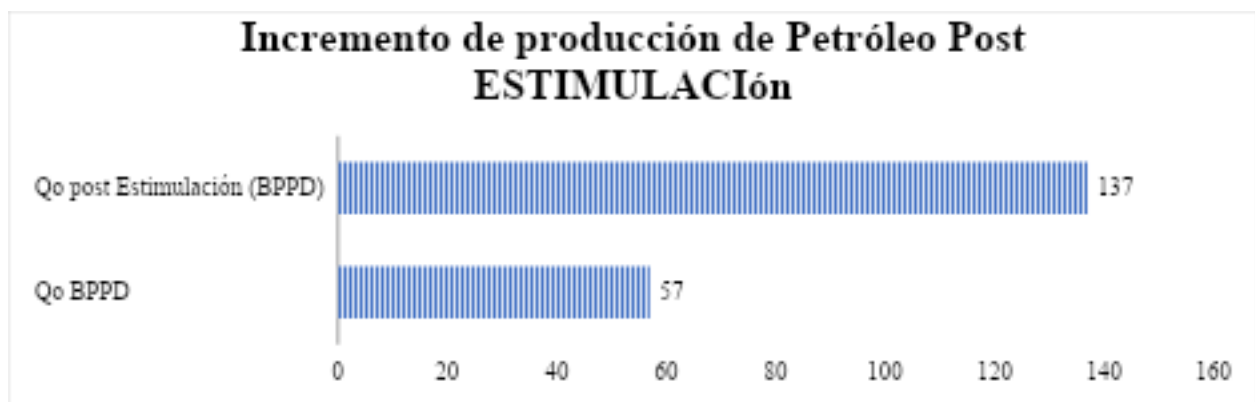
La estimulación matricial aplicada al pozo mostró una mejora moderada en su productividad. Antes del tratamiento, el caudal total era de 154 BFPD, con una presión de fondo fluente (PWF) de 1650 psi, una producción de 57 BPPD y un índice de productividad (IP) de 0,31 BFPD/PSI. Tras la estimulación, el caudal aumentó a 371 BFPD, la PWF se redujo ligeramente a 1503 psi, y la producción de petróleo se incrementó a 137 BPPD, lo que representa un aumento de 140%. El IP mejoró a 0,46 BFPD/PSI, reflejando una reducción parcial del daño en la zona cercana al pozo.



La estimulación matricial mejoró de forma parcial las propiedades petrofísicas del yacimiento. Inicialmente, se tenía un daño de formación de 14,6, una permeabilidad de 55 mD y una porosidad del 16%, condiciones que limitaban el flujo eficiente de fluidos. Tras la estimulación, el daño se redujo a -1, lo que indica una limpieza significativa de los poros en la matriz rocosa. La permeabilidad aumentó a 130 mD y la porosidad a 19%, lo que sugiere una mejora en la conectividad de los poros y mayor capacidad de almacenamiento. Estos cambios explican el incremento de producción observado tras el tratamiento.

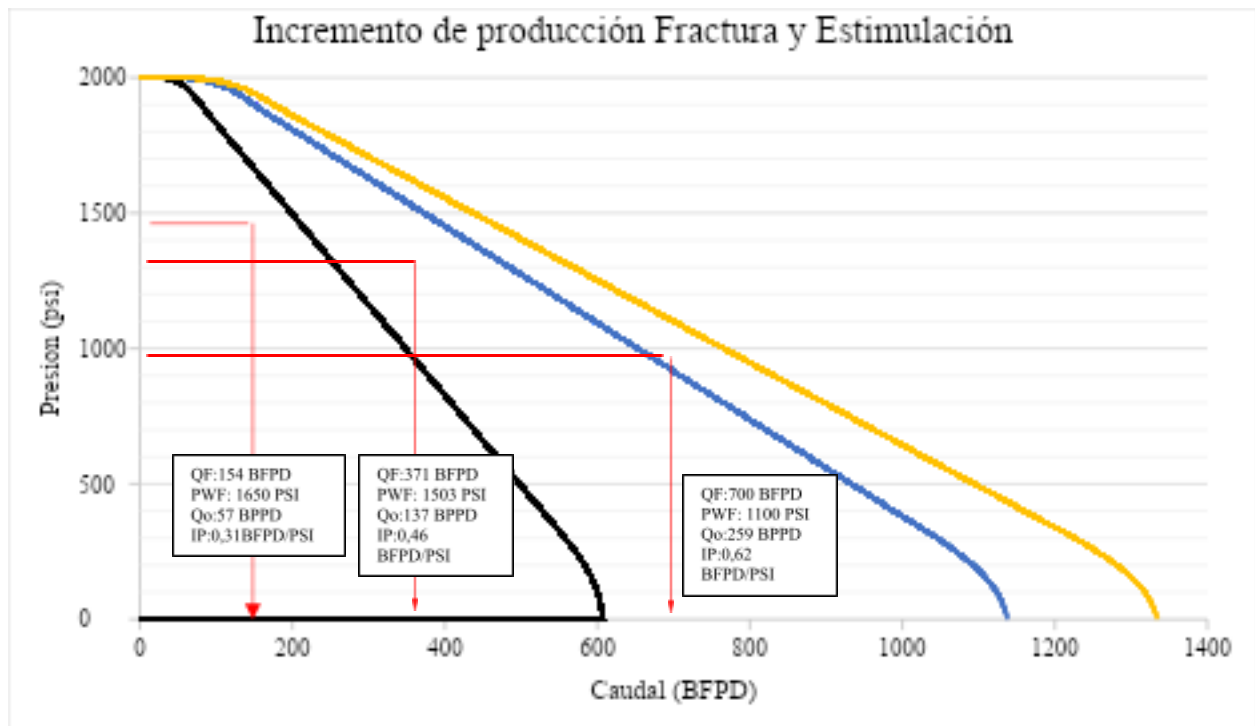


La estimulación matricial permitió incrementar la producción de petróleo de 57 BPPD a 137 BPPD, lo que representa un aumento de 80 barriles por día, equivalente a un incremento del 140%. Este resultado refleja una mejora significativa en la eficiencia del flujo hacia el pozo, producto de la reducción del daño de formación y el aumento en la permeabilidad de la zona tratada. Aunque el impacto no es tan alto como el de un fracturamiento hidráulico, esta técnica menos invasiva demostró ser efectiva para mejorar la productividad del pozo con menor intervención y menor riesgo operativo.



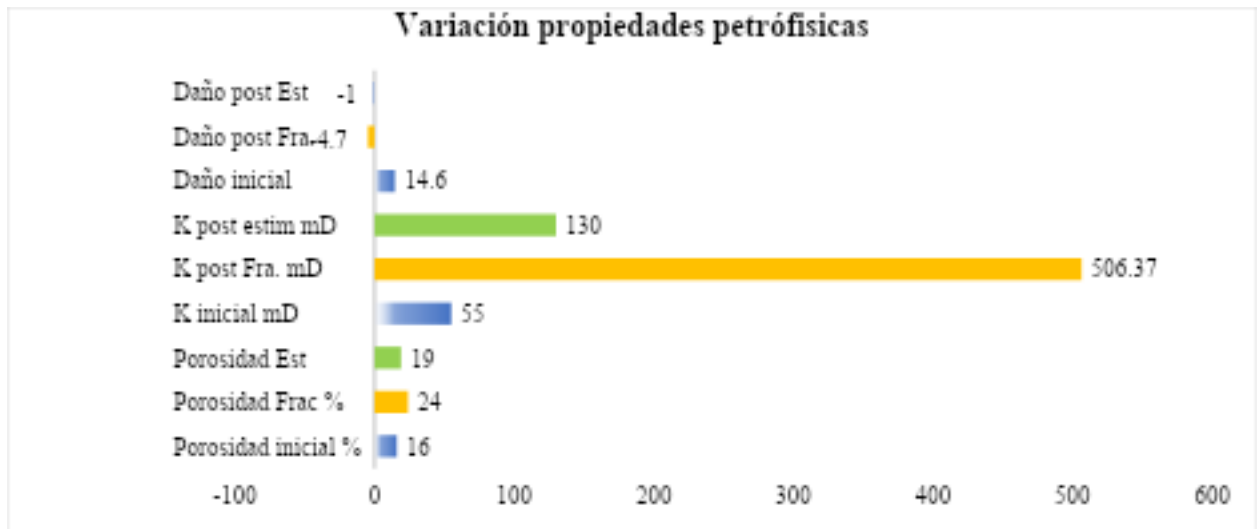
Propuesta óptima

El fracturamiento hidráulico fue la opción más efectiva para mejorar la productividad del pozo. Antes del tratamiento, el IP era de 0,31 BFPD/PSI con una producción de 57 BPPD. Tras el fracturamiento, el IP se duplicó a 0,62 BFPD/PSI y la producción alcanzó 259 BPPD, con una reducción significativa de la PWF a 1100 psi. En comparación, la estimulación matricial logró un IP de 0,46 BFPD/PSI y 137 BPPD, con una PWF de 1503 psi. Aunque ambas técnicas mejoraron el desempeño del pozo, el fracturamiento generó el mayor incremento en producción y conectividad, siendo la alternativa más eficiente.

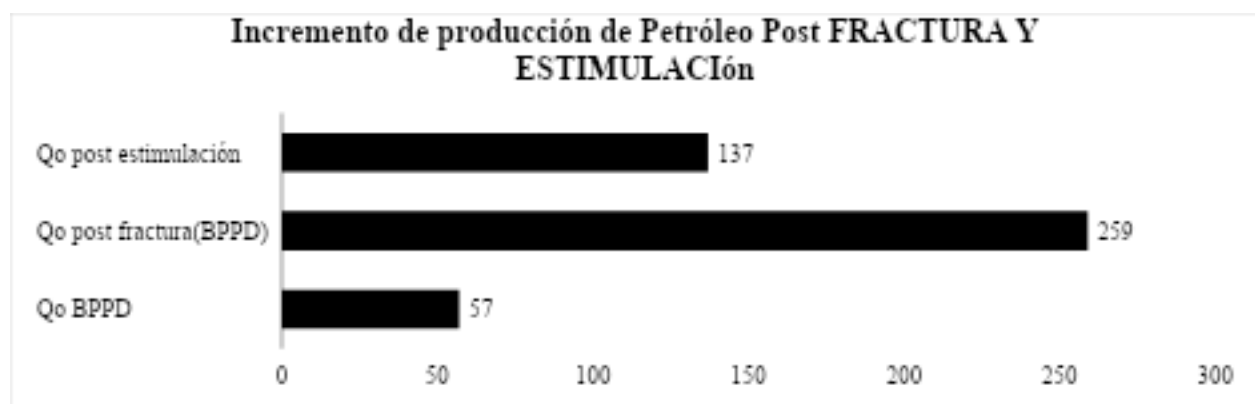


Comparando las propiedades petrofísicas tras los tratamientos, el fracturamiento hidráulico demuestra ser la mejor opción. Inicialmente, el yacimiento presentaba un daño de 14,6, permeabilidad de 55 mD y porosidad del 16%. Con la estimulación matricial, el daño se redujo a -1, la permeabilidad aumentó a 130 mD y la porosidad a 19%. Sin embargo, el fracturamiento hidráulico logró una reducción del daño a -4,7, una permeabilidad mucho mayor

de 506,37 mD y porosidad también del 19%. Estos resultados reflejan una mejora mucho más significativa en la capacidad de flujo y conectividad del yacimiento, justificando su superioridad técnica.



La producción inicial del pozo era de 57 BPPD. Tras la estimulación matricial, la producción aumentó a 137 BPPD, lo que representa un incremento de 80 BPPD (140%). Sin embargo, el fracturamiento hidráulico elevó la producción a 259 BPPD, con un incremento de 202 BPPD, equivalente a un 354% respecto al valor inicial. Aunque ambos métodos mejoraron la productividad, el fracturamiento mostró un impacto mucho mayor en la producción de crudo. Esto se debe a su capacidad para generar canales de alta conductividad que conectan eficientemente el yacimiento con el pozo, convirtiéndolo en la opción más efectiva en este caso.



Parámetro	Inicial	Estimulación Matricial	Fracturamiento Hidráulico
Caudal Total (BFPD)	154	371	700
Producción de Petróleo (BPPD)	57	137	259
Presión de Fondo Fluyente (PWF)	1650 psi	1503 psi	1100 psi
Índice de Productividad (IP)	0.31	0.46	0.62
Daño de Formación (Skin)	14.6	-1	-4.7
Permeabilidad (mD)	55	130	506.37
Porosidad (%)	16%	19%	21%
Incremento de Producción (BPPD)	—	80	202
Aumento porcentual producción	—	140%	354%

El fracturamiento hidráulico se posiciona como la opción más efectiva para mejorar la productividad del pozo. Inicialmente, el índice de productividad (IP) era 0,31 BFPD/PSI con una producción de 57 BPPD. Tras el fracturamiento, el IP se duplicó a 0,62 BFPD/PSI y la producción aumentó a 259 BPPD, acompañada de una reducción significativa de la presión de fondo fluyente (PWF) a 1100 psi. En contraste, la estimulación matricial logró un IP de 0,46 BFPD/PSI y una producción de 137 BPPD, con una PWF de 1503 psi. Aunque ambas técnicas mejoraron el desempeño, el fracturamiento generó el mayor incremento en producción y conectividad, siendo la alternativa más eficiente.

Desde el punto de vista petrofísico, el fracturamiento hidráulico también es superior. El yacimiento presentaba inicialmente un daño de 14,6, permeabilidad de 55 mD y porosidad del 16%. La estimulación matricial redujo el daño a -1, aumentó la permeabilidad a 130 mD y la porosidad a 19%. Sin embargo, el fracturamiento redujo el daño a -4,7, incrementó la

permeabilidad a 506,37 mD y mantuvo la porosidad en 19%. Esto indica una mejora mucho más significativa en la capacidad de flujo y conectividad del yacimiento.

En términos de producción, la estimulación matricial incrementó los barriles diarios de 57 a 137 BPPD (un 140% más), mientras que el fracturamiento hidráulico llevó la producción a 259 BPPD, con un aumento del 354%. Esta diferencia se explica por la capacidad del fracturamiento para crear canales de alta conductividad que conectan eficientemente el yacimiento con el pozo, consolidándolo como la opción óptima para maximizar la producción y rentabilidad.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El fracturamiento hidráulico fue la técnica más eficiente para mejorar la productividad del pozo. Inicialmente, el índice de productividad (IP) era 0,31 BFPD/PSI con una producción de 57 BPPD. Tras el tratamiento, el IP se duplicó a 0,62 BFPD/PSI y la producción se incrementó a 259 BPPD, mientras que la presión de fondo fluyente (PWF) descendió notablemente a 1100 psi. Esta reducción en PWF y el aumento en producción indican una mejora en la capacidad del pozo para extraer hidrocarburos, superando ampliamente a la estimulación matricial.

Desde el punto de vista petrofísico, el fracturamiento hidráulico mostró resultados superiores. El yacimiento presentaba inicialmente un daño de 14,6, permeabilidad de 55 mD y porosidad de 16%. Luego del tratamiento, el daño disminuyó a -4,7, mientras que la permeabilidad aumentó significativamente a 506,37 mD, y la porosidad mejoró a 19%. Estos cambios reflejan una restauración y ampliación efectiva de los canales porosos, favoreciendo la conectividad y el flujo del fluido, lo que explica el aumento considerable en la producción observado.

La estimulación matricial incrementó la producción de 57 a 137 BPPD, representando un aumento del 140%. Sin embargo, el fracturamiento hidráulico elevó la producción a 259 BPPD, logrando un incremento del 354%. Esta diferencia significativa se debe a que el fracturamiento crea canales de alta conductividad que conectan eficientemente el yacimiento con el pozo, facilitando el flujo de hidrocarburos. Por lo tanto, el fracturamiento hidráulico es la opción óptima para maximizar la producción y la rentabilidad del pozo, superando en efectividad a la estimulación matricial.

RECOMENDACIONES

Dado que el fracturamiento hidráulico mostró una mayor reducción del daño y un incremento significativo en permeabilidad y producción, se recomienda priorizar esta técnica en pozos que presenten daño severo o baja permeabilidad. Esto garantizará una mayor eficiencia en la recuperación de hidrocarburos y mejorará la rentabilidad del proyecto. Además, se debe realizar un análisis detallado de las condiciones del yacimiento para diseñar el tratamiento óptimo que maximice la conectividad sin comprometer la integridad del reservorio.

Es fundamental implementar un programa riguroso de monitoreo y evaluación de las propiedades petrofísicas del yacimiento después de cada estimulación. Esto permitirá identificar cambios en daño, permeabilidad y porosidad, facilitando ajustes en futuras intervenciones. La recopilación de datos precisos ayuda a optimizar la selección de técnicas, asegurando que los tratamientos sean aplicados bajo condiciones ideales, mejorando la eficiencia y prolongando la vida productiva del pozo.

Aunque la estimulación matricial mostró menores incrementos en producción comparado con el fracturamiento hidráulico, sigue siendo una opción viable para pozos con daño moderado o cuando se busca un método menos invasivo y con menor riesgo operativo. También puede utilizarse como tratamiento complementario para mantener o mejorar la productividad después de un fracturamiento. Se recomienda evaluar caso por caso para seleccionar la técnica que equilibre costos, riesgos y beneficios técnicos.

Bibliografía

- Alvarado, D. (2004). *Análisis de Pruebas de Presión*. Maracaibo: ESP OIL.
- Aylion, L. T. (1964). *Nuevos métodos en las pruebas de producción de pozos de gas*. Lima: UNI.
- Arauz, P. (2019). *Análisis histórico del comportamiento de presión de los pozos del campo Amistad*. Quito: EPN.
- Alejandra, P. G. (2016). *Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el Campo Orito*. Bogotá: Universidad de America Ingenieria en programa de petroleos.
- Serrano, D. S. (2013). *Implementación de propanes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos*. Bogotá: Universidad Industrial de Santander.
- Bravo, O. (2012). *Mecánica de rocas aplicada a la industria del petróleo*. Bogotá: GEOLOGÍA COLOMBIA.
- Bratton, T. (2006). *La Naturaleza de los Yacimientos naturalmente fracturados*. Colorado: Oilfield .
- Galarza, A. F. (2014). *Diseño de una metodología de la planificación y ejecución de los trabajos de reacondicionamiento para pozos petroleros en los campos MDC y PBHI-oriente ecuatoriano de la compañía ENAP SIPEC*. Guayaquil: ESPOL.
- Cardenas, J. C. (2011). *ESTUDIO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS SURFACTANTES UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Camacho, J. S. (2018). *Evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del campo castilla norte mediante*

- registros de producción, test de laboratorio y pruebas de productividad.* Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Fuentes, D. F. (2013). *Estudio Técnico - Económico para incrementar la producción de petróleo en los pozos del campo Drago mediante Análisis Nodal.* Quito: EPN.
- Iturralde, S. A. (2024). *Factibilidad de fracturamiento hidráulico en el campo Pacoa Bloque 1 mediante el modelo geomecánico 2D.* Santa Elena: UPSE.
- Rodriguez, H. (2021). *Análisis comparativo de los requisitos, mejores prácticas y normas vigentes para la aplicación de Proyectos Piloto de Investigación integral para el Desarrollo de Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia.* Universidad de los Andes.
- Reckmann, O. (2000). *Pozos Profundos.* Santiago: Ministerio de Chile.
- Ramos, A. Y. (2007). *Estudio de la obtención de emulsificantes catiónicos a partir del aceite de coco en la formulación de fluidos para la estimulación ácida de pozos de petróleo.* Toluca: Ciencia Ergo Sum.
- Flores, D. M. (2024). *Evaluación de aplicabilidad de métodos de estimulación ácida e hidráulica para disminución de la migración de partículas finas en los pozos petroleros de campo Secoya.* Quito: RU.
- Al-Mutawa, E. A.-A. (2004). *Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados.* Arabia: Oilfield.
- Asrar, N. (2016). *La corrosión, la lucha más extensa.* Texas: Oilfield.
- Montero, Y. A. (2019). *Evaluación electroquímica y gravimétrica de un inhibidor para la estimulación ácida de pozos.* Avances en Ciencias e Ingeniería .

- Gomez, J. E. (2020). *Metodología y aplicación de atributos sísmicos en la modelación de fases para zonas potencialmente productoras de gas*. Habana: Boletín de Geología.
- Lomo, G. P. (2016). *Aseguramiento de flujo en crudos de petróleo*. Madrid: Universidad Rey Juan Carlos.
- Ramirez, M. (2012). *Primera estimulación ácida en el campo geotérmico de los humeros*. Morelia: Geotermia.
- Perello, E. A. (2023). *Coiled tubing, aplicación para el desahogo de un pozo por inyección de N₂*. Neuquén: Universidad Nacional del Comahue.