

Pregrado

Carrera:

Petróleos

**Asignatura (UIC): Trabajo de titulación previo
a la obtención del**

Título en: Tecnólogo superior en petróleos

**TEMA: Incrementar la producción del pozo
shs-238 a través de las técnicas de estimulación
matricial reactiva y fracturamiento hidráulico
en la arena T inferior en el año 2025.**

Autor/s:

Jorge Eduardo Caiza Caisalitin.

Lino Orlando Paredes Barberán.

Nerio Laureano Saltos Vélez.

Tutor:

Ing. Luis Álvarez.

Fecha: Marzo 2025.



AUTOR



Apellidos y nombre: Caiza Caisalitin Jorge Eduardo.

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico:
jorgeeduardo.caiza@ister.edu.ec

AUTOR



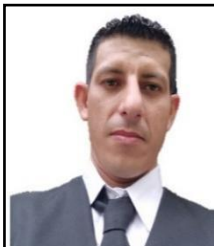
Apellidos y nombres: Paredes Barberán Lino Orlando

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico:
lino.paredes@ister.edu.ec

AUTOR



Apellidos y nombres: Saltos Vélez Nerio Laureano

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico:
nerio.saltos@ister.edu.ec

TUTOR:



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título: Ingeniero

Matriz Sangolquí- Ecuador

Correo electrónico: luis.alvaez@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario

Rumiñahui SANGOLQUÍ – ECUADOR

Jorge Eduardo Caiza Caisalitin

Lino Orlando Paredes Barberán.

Nerio Laureano Saltos Vélez.

***INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO SHS-238 A
TRAVÉS DE LAS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN
MATRICIAL REACTIVA Y FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN LA ARENA T INFERIOR EN EL AÑO
2025.***

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez Lazo
COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, JORGE EDUARDO CAIZA CAISALITIN declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO SHS-238 DEL BLOQUE 57 A TRAVÉS DE LAS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA T INFERIOR EN EL AÑO 2025, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi 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, firmo la presente.

Atentamente,



JORGE EDUARDO CAIZA CAISALITIN
C.I.: 0501593263

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez
COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, LINO ORLANDO PAREDES BARBERAN declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO SHS-238 DEL BLOQUE 57 A TRAVÉS DE LAS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA T INFERIOR EN EL AÑO 2025, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi 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, firmo la presente.

Atentamente,



LINO ORLANDO PAREDES BARBERAN
C.I.: 1714197309

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez
COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, NERIO LAUREANO SALTOS VELEZ declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO SHS-238 DEL BLOQUE 57 A TRAVÉS DE LAS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA T INFERIOR EN EL AÑO 2025, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi 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, firmo la presente.

Atentamente,



NERIO LAUREANO SALTOS VÉLEZ
C.I.: 1312861709

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

JORGE EDUARDO CAIZA CAISALITIN
LINO ORLANDO PAREDES BARBERÁN
NERIO LAUREANO SALTOS VÉLEZ

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO):

Ing. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ

CONTACTO ESTUDIANTE:

0994303416 / 0991060970 / 0981598560

CORREO ELECTRÓNICO:

jeduardo.2010@hotmail.com
linoparedes-@hotmail.com
nerio.saltos1987@hotmail.com

TEMA:

INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO SHS-238, A TRAVÉS DE LAS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENA T INFERIOR EN EL AÑO 2025.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR: TRABAJO DE TITULACIÓN.

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El pozo SHS-238 presentó una disminución en la producción de hidrocarburos debido a la migración de finos, afectando la permeabilidad de la formación. La estimulación matricial consistió en la inyección de HCl y HF para disolver arcillas obstructivas. Se redujo el daño

de formación de 8 a -1 y la permeabilidad mejoró a 215 mD. La producción aumentó en 90 barriles diarios con un costo de 80,900 dólares. Por otro lado, el fracturamiento hidráulico

mostró resultados altamente positivos, elevando la permeabilidad de 68 mD a 1880 mD y aumentando el índice de productividad de 0.53 a 0,75 Se inyectaron 75,000 galones de fluido a 6743 psi, logrando una fractura de 158.7 pies de longitud. La producción pasó de 384 a 771 barriles diarios, La producción aumentó en 387 barriles diarios con una inversión de 321,000 dólares. Aunque la estimulación matricial fue más económica y mejoró la integridad de la formación, el fracturamiento hidráulico generó mayores beneficios en producción y permeabilidad, justificando su mayor inversión y posicionándolo como la opción más efectiva para maximizar la extracción de hidrocarburo.

PALABRAS CLAVE:

Migración, Producción, Estimulación matricial, Fracturamiento Hidráulico

ABSTRACT:

The SHS-238 well showed a decrease in hydrocarbon production due to the migration of fines, affecting the permeability of the formation. The matrix stimulation involved the injection of HCl and HF to dissolve obstructive clays. Formation damage was reduced from 8 to -1, and permeability improved to 215 mD. Production increased by 90 barrels per day at a cost of \$80,900. On the other hand, hydraulic fracturing showed highly positive results, raising permeability from 68 mD to 1880 mD and increasing the productivity index from 0.53 to 0.75. A total of 75,000 gallons of fluid were injected at 6743 psi, achieving a fracture length of 158.7 feet. Production increased from 384 to 771 barrels per day, resulting in an increase of 387 barrels per day with an investment of \$321,000. Although matrix stimulation was more cost-effective and improved formation integrity, hydraulic fracturing generated greater benefits in terms of production and permeability, justifying its higher investment and positioning it as the most effective option for maximizing hydrocarbon extraction

KEYWORDS:

Migration, production, matrix stimulation, hydraulic fracturing.



Firma del Estudiante
Jorge Eduardo Caiza Caisalitin
C.I. : 0501593263



Firma del Estudiante
Lino Orlando Paredes Barberán
C.I. : 1714197306



Firma del Estudiante
Nerio Laureano Saltos Vélez
C.I.: 1312861709

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, JORGE EDUARDO CAIZA CAISALITIN C.I.:0501593263 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, 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
Jorge Eduardo Caiza Caisalitin
C.I.: 0501593263

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, LINO ORLANDO PAREDES BARBERAN con C.I.:1714197309 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, 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
Lino Orlando Paredes Barberán
C.I.: 1714197309

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

f i t y w www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 13 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, NERIO LAUREANO SALTOS VÉLEZ con C.I.:1312861709 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, 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
Nerio Laureano Saltos Vélez
C.I.: 1312861709

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

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

Incrementar la producción del Pozo SHS-238, a través de las técnicas de Estimulación Matricial y Fracturamiento Hidráulico en la arena T inferior en año 2025

EDICATORIA

A nuestros queridos familiares, cuyo amor incondicional y sacrificio han sido el impulso que nos ha guiado en cada paso de esta travesía académica. Su apoyo inquebrantable y su confianza en nosotros han sido el cimiento que nos permitió superar los desafíos y alcanzar este logro. A ustedes, nuestros pilares, les dedicamos este trabajo como un testimonio de gratitud y reconocimiento por su constante motivación.

Al Tecnológico Universitario Rumiñahui, institución que nos brindó una formación académica de excelencia y un espacio para desarrollar nuestras habilidades y conocimientos. Su compromiso con la educación ha sido fundamental en nuestra preparación profesional.

Este Trabajo de Integración Curricular es el resultado de nuestro esfuerzo, dedicación y trabajo en equipo, pero también es un reflejo del apoyo invaluable que hemos recibido de cada una de las personas que nos han acompañado en este proceso.

Con profundo agradecimiento y cariño, dedicamos este logro a todos aquellos que han sido parte fundamental de este viaje. Que este trabajo sea un tributo a su amor, guía y apoyo constante.

Con todo nuestro afecto.

Jorge Eduardo Caiza Caisalitin.

Lino Orlando Paredes Barberán.

Nerio Laureano Saltos Vélez.

AGRADECIMIENTOS

Deseamos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que, de manera directa o indirecta, contribuyeron a la realización de este Trabajo de Integración Curricular. Su apoyo, guía y colaboración han sido fundamentales para alcanzar este importante hito en nuestra formación académica y profesional.

A nuestras familias, cuyo amor incondicional, apoyo inagotable y constante motivación han sido el pilar que nos sostuvo en los momentos más desafiantes. Su confianza en nosotros y su sacrificio han sido la fuerza impulsora que nos permitió perseverar y culminar este proyecto con éxito.

De manera especial, queremos reconocer la invaluable contribución de nuestro tutor, cuyo compromiso, dedicación y sabio consejo fueron esenciales para la realización de este trabajo. Su profesionalismo, paciencia y orientación nos guiaron en cada etapa del proceso, permitiéndonos superar los desafíos y alcanzar los objetivos planteados.

Extendemos nuestro agradecimiento a todos los profesores y al personal administrativo del Tecnológico Universitario Rumiñahui, quienes, con su disposición y compromiso, nos brindaron su apoyo, conocimientos y experiencias a lo largo de esta travesía académica. Su labor ha sido fundamental en nuestra formación integral.

RESUMEN

El pozo SHS-238 presentó una disminución en la producción de hidrocarburos debido a la migración de finos, afectando la permeabilidad de la formación. La estimulación matricial consistió en la inyección de HCl y HF para disolver arcillas obstructivas. Se redujo el daño de formación de 8 a -1 y la permeabilidad mejoró a 215 mD. La producción aumentó en 90 barriles diarios con un costo de 80,900 dólares. Por otro lado, el fracturamiento hidráulico mostró resultados altamente positivos, elevando la permeabilidad de 68 mD a 1880 mD y aumentando el índice de productividad de 0.53 a 0,75. Se inyectaron 75,000 galones de fluido a 6743 psi, logrando una fractura de 158.7 pies de longitud. La producción pasó de 384 a 771 barriles diarios, La producción aumentó en 387 barriles diarios con una inversión de 321,000 dólares. Aunque la estimulación matricial fue más económica y mejoró la integridad de la formación, el fracturamiento hidráulico generó mayores beneficios en producción y permeabilidad, justificando su mayor inversión y posicionándolo como la opción más efectiva para maximizar la extracción de hidrocarburo.

PALABRAS CLAVE:

Migración, producción, estimulación matricial, fracturamiento hidráulico.

ABSTRACT

The SHS-238 well showed a decrease in hydrocarbon production due to the migration of fines, affecting the permeability of the formation. The matrix stimulation involved the injection of HCl and HF to dissolve obstructive clays. Formation damage was reduced from 8 to -1, and permeability improved to 215 mD. Production increased by 90 barrels per day at a cost of \$80,900. On the other hand, hydraulic fracturing showed highly positive results, raising permeability from 68 mD to 1880 mD and increasing the productivity index from 0.53 to 0.75. A total of 75,000 gallons of fluid were injected at 6743 psi, achieving a fracture length of 158.7 feet. Production increased from 384 to 771 barrels per day, resulting in an increase of 387 barrels per day with an investment of \$321,000. Although matrix stimulation was more cost-effective and improved formation integrity, hydraulic fracturing generated greater benefits in terms of production and permeability, justifying its higher investment and positioning it as the most effective option for maximizing hydrocarbon extraction

KEYWORDS:

Migration, production, matrix stimulation, hydraulic fracturing.

ÍNDICE DE CONTENIDO:

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
PROBLEMA CIENTÍFICO	2
PREGUNTAS CIENTÍFICAS O DIRECTRICES	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
JUSTIFICACIÓN.	3
UBICACIÓN SHUSHUFINDI	5
GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	5
ESTRATIGRAFÍA	6
PROBLEMAS EN EL RESERVORIO	7
DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN	7
ARCILLAS QUE OBSTRUYEN EL ESPACIO POROSOS	8
ESTIMULACIÓN MATRICIAL	9
ÁCIDO CLORHÍDRICO	10
ÁCIDO FLUORHÍDRICO	10
PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	10
EQUIPOS Y MATERIALES DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL	11
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	11
EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	12
GEOMECÁNICA DE ROCAS	13
APUNTALANTE	14
FLUIDO DE FRACTURA	15

AMPLITUD DE FRACTURA.....	16
LONGITUD DE FRACTURA.....	17
VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN UNA FRACTURA.....	18
CURVA IPR DARCY	19
CURVA IPR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	19
SISTEMA ELÉCTRICO SUMERGIBLE	20
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	21
REGISTROS ELÉCTRICOS	22
PRUEBAS DE PRESIÓN.....	23
DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO	23
ANÁLISIS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA	24
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	25
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	27
DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	28
ESTIMULACIÓN MATRICIAL	46
COMPATIBILIDAD FLUIDO Y ROCA ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	46
DISEÑO DE LA ESTIMULACIÓN ACIDA.....	46
GRADIENTE DE FRACTURA.....	46
PRESIÓN DE FRACTURA.....	47
PRESIÓN DE INYECCIÓN EN SUPERFICIE.....	47
CAÍDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍA (PT).....	47
PRESIÓN DE INYECCIÓN EN LA FORMACIÓN.....	50
CAUDAL DE INYECCIÓN.....	50

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO; **Error! Marcador no definido.**

INCREMENTO DE PRODUCCIÓN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	64
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	65
SELECCIÓN DE LA PROPUESTA OPTIMA	66
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	66
DAÑO A LA FORMACIÓN	67
COSTO	67
EFICIENCIA	67

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 PVT SHS-238	24
TABLA 2 PRUEBA DE PRODUCCIÓN	25
TABLA 3 CARACTERÍSTICAS DEL POZO	27
TABLA 4 CARACTERÍSTICAS DEL APUNTALANTE Y FRACTURA	27
TABLA 5 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN	28
TABLA 6 DISEÑO DEL EQUIPO BES	40
TABLA 7 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN ESTIMULACIÓN	46
TABLA 8 SOLUCIÓN QUÍMICA ESTIMULACIÓN MATRICIAL SHS-238	51
TABLA 9 RETORNO DE PERMEABILIDAD	53
TABLA 10 SISTEMA BES POST ESTIMULACIÓN	56
TABLA 11 RESULTADOS INCREMENTO DE PRODUCCIÓN SHS-238	68

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 UBICACIÓN CAMPO SHUSHUFINDI	5
FIGURA 2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	6
FIGURA 3 MIGRACIÓN DE FINOS	8
FIGURA 4 DIFRACCIÓN DE RAYOS X	9
FIGURA 5 EQUIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL	11
FIGURA 6 EQUIPOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	13
FIGURA 7 ANÁLISIS GEOMECÁNICO	14
FIGURA 8 APLICACIÓN DEL APUNTALANTE EN LA FORMACIÓN	15
FIGURA 9 GEL GELIFICANTE DE AUMENTO DE VISCOSIDAD	16
FIGURA 10 LONGITUD DE LA FRACTURA	18
FIGURA 11 INCREMENTO DE LA PERMEABILIDAD	19
FIGURA 12 SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE	21
FIGURA 13 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN SHS-238	21
FIGURA 14 INFORMACIÓN REGISTRO ELÉCTRICO SHS-238	23
FIGURA 15 PRUEBA DE PRESIÓN SHS-238	23
FIGURA 16 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO SHS-238	24
FIGURA 17 IPR DEL POZO SHS-238	26
FIGURA 18 FACTOR DE FRICCIÓN	31
FIGURA 19 AMPLITUD DE FRACTURA	35
FIGURA 20 IPR POST FRACTURA	39
FIGURA 21 IPR POST FRACTURA	39
FIGURA 22 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA REDA DN800	43
FIGURA 23 ESQUEMA DEL FRACTURAMIENTO	45

FIGURA 24 FACTOR DE FRICCIÓN	49
FIGURA 25 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN SHS-238 ESTIMULACIÓN MATRICIAL	55
FIGURA 26 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA REDA DN800	61
FIGURA 27 MOTOR 562	61
FIGURA 28 EQUIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL	62
FIGURA 29 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN SHS-238 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	65
FIGURA 30 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN SHS-238 ESTIMULACIÓN MATRICIAL	66
FIGURA 31 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN SHS-238 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO & ESTIMULACIÓN MATRICIAL	68

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema

El pozo SHS-238 posee obstrucción en los poros por la migración de finos, lo que limita el flujo de hidrocarburos y reduce la eficiencia de la extracción. Esta condición se ve agravada por una presión de poros insuficiente, que dificulta aún más la extracción de los fluidos del reservorio. Además, la variabilidad de las propiedades litológicas y de las características del medio en el reservorio introduce incertidumbre en el comportamiento del pozo durante las intervenciones, lo que hace difícil predecir la respuesta a las técnicas de estimulación y extracción. Según esta premisa se indica las causas y consecuencias. A lo anterior se suman otros problemas que impactan negativamente la productividad, como la saturación de fluidos, donde la competencia entre el agua, el gas y el petróleo desplaza el último recurso, reduciendo su accesibilidad. A medida que la saturación de agua o gas aumenta, la extracción de petróleo se vuelve más difícil y menos eficiente. Además, la compactación del reservorio ha comprometido aún más la capacidad de la roca para transmitir fluidos, incrementando los problemas de baja permeabilidad y contribuyendo al daño adicional del reservorio. Estos factores interrelacionados bajan permeabilidad, saturación de fluidos, compactación y variabilidad en las propiedades del reservorio limitan significativamente la producción de hidrocarburos en el pozo SHS-238. Por lo tanto, es crucial abordar estos problemas de manera integral para desarrollar estrategias que mejoren la productividad y el rendimiento del pozo de manera sostenible y eficiente. La problemática en el pozo SHS-238 se debe a la obstrucción de los poros por la migración de finos, lo que limita el flujo de hidrocarburos y reduce la eficiencia de extracción.

Problema científico

El pozo SHS-238 enfrenta una disminución en la producción de hidrocarburos debido a la obstrucción de los poros por la migración de finos, lo que limita el flujo de hidrocarburos y reduce la eficiencia de extracción. Este problema se agrava por una presión de poros insuficiente y la variabilidad litológica del reservorio, lo que introduce incertidumbre en la respuesta del pozo a las técnicas de estimulación. Además, la saturación de fluidos y la compactación del reservorio aumentan los problemas de baja permeabilidad, lo que afecta negativamente la productividad. Es necesario abordar estos factores interrelacionados para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de la extracción de hidrocarburos en el pozo SHS-238.

Preguntas científicas o directrices

¿Cómo afecta la migración de finos en el reservorio?

¿Cuál es el impacto de la presión de poros insuficiente en la eficiencia de extracción de hidrocarburos?

¿Cómo influyen las variaciones en las propiedades litológicas y características del medio en la respuesta del pozo a las intervenciones de estimulación?

¿De qué manera la saturación de agua y gas afecta la accesibilidad al petróleo y la eficiencia de la extracción en el pozo SHS-238?

¿Qué técnicas de estimulación y extracción contrarrestan los efectos de la migración de finos y mejorar la productividad del pozo en condiciones de baja permeabilidad?

¿Cómo impacta la compactación del reservorio en la transmisión de fluidos y qué estrategias se pueden emplear para mitigarlo?

¿Qué factores interrelacionados limitan la eficiencia de producción en el pozo SHS-238 y cómo se pueden abordar de manera sostenible?

Objetivo general

Implementar las técnicas de estimulación matricial o fracturamiento hidráulico para incrementar la producción de hidrocarburos en el pozo SHS-238, mejorando la permeabilidad del reservorio y optimizando el flujo de fluidos.

Objetivos específicos

Aplicar la estimulación matricial ácida en el pozo SHS-238 para incrementar la producción de hidrocarburos por medio de la disminución del daño de formación.

Evaluar el impacto del fracturamiento hidráulico en la mejora de la permeabilidad del reservorio T Inferior en el pozo SHS-238, para incrementar la producción

Comparar la efectividad de ambas técnicas en el incremento de la producción del pozo SHS-238 y seleccionar la mejor opción en función de los resultados obtenidos en términos de eficiencia y producción en la extracción de hidrocarburos.

Justificación.

El incremento de producción en el pozo SHS-238 se logrará a través de la mejora de permeabilidad de T, utilizando técnicas de estimulación matricial o fracturamiento hidráulico. Estas metodologías permitirán restaurar la conectividad eliminando bloqueos provocados por la migración. Se espera que la intervención aumente la capacidad de extracción, mejorando significativamente la movilidad de los fluidos dentro del reservorio. Como resultado, el pozo experimentará un aumento en la producción de hidrocarburos, con una estimación de incremento de al menos 200 barriles por día. La Ley de Hidrocarburos de Ecuador, en su artículo 10, establece que la explotación de los recursos hidrocarburíferos debe realizarse de manera eficiente

y sostenible, garantizando el uso racional de los mismos y minimizando los impactos negativos sobre el medio ambiente. En este marco, la implementación de técnicas de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en el pozo SHS-238 se ajusta a esta normativa, ya que estas metodologías buscan mejorar la permeabilidad del reservorio y optimizar la extracción de hidrocarburos, contribuyendo al aprovechamiento eficiente de los recursos naturales sin comprometer la sostenibilidad ambiental, tal como lo promueve la ley.

CAPÍTULO I

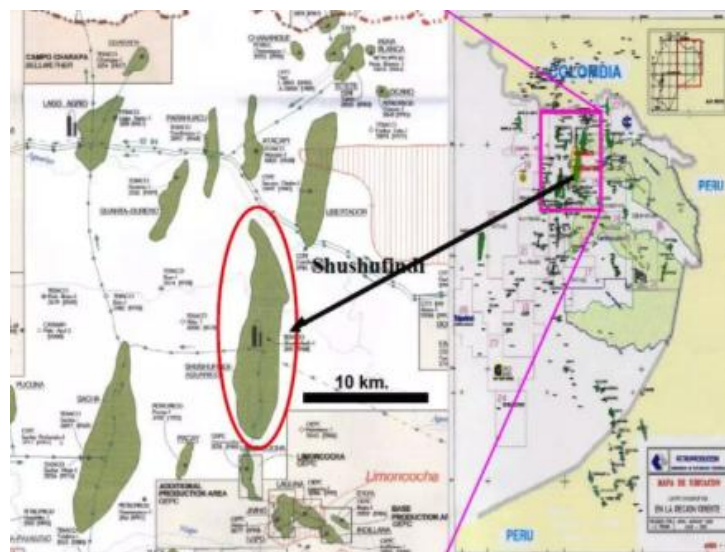
MARCO TEÓRICO

Ubicación Shushufindi

El campo Shushufindi se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente Ecuatoriana se indica en la ilustración 1, en el Bloque 57, que limita con los campos Sacha al este, Paraíso, Biguno y Huachito al suroeste, y Palo Azul al norte. Este bloque, abarca una de las mayores concentraciones de crudo de la cuenca, con 15,500 millones de barriles de petróleo en sitio, lo que representa el 54% del total de crudo descubierto en la zona. La producción se concentra principalmente en tres formaciones geológicas: Hollín, Napo (en sus areniscas U y T), y Tena. (Garcia, 2010)

Figura 1

Ubicación Campo Shushufindi



Geología estructural

Un anticlinal asimétrico presenta la estructura del campo y Shushufindi cuya orientación tiene de Sur hacia el norte con una longitud de 31 kilómetros y un ancho equivalente a 7,5 kilómetros. El ancho tiende a tener una dirección oeste este esté el área total del campo tiene una equivalencia

de 43,000 acres. Los reservorios u y té del campo están definidos como anticlinales de orientación Sur Norte limitados por fallas sellantes y en distintas direcciones con acuíferos de tipo lateral. El modelo estructural del sistema permite determinar la comunicación de los fluidos entre diferentes formaciones que tienen características altamente porosas y permeables. (Davis, 2019)

Estratigrafía

La ilustración 2 que se muestra a continuación indica las características de la roca en el cretácico, donde se resaltan areniscas grises, claras o cremas además de lutitas, calizas. (Boggs, 2016)

Figura 2

Estratigrafía del campo Shushufindi

ERA	PERIODO	GRUPO	FORMACIÓN	ESPAZADO	ESPAZADO	ESPAZADO	LITOLÓGICA	DESCRIPCIÓN
MESOZOICO	CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA					Lutitas semiduras, semitósiles, gris a gris verde claro.
								Limolitas blanquecinas
								Areniscas cuarzosas, translúcidas a transparentes, friable, grano fino a medio.
								Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silicio.
								Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo.
			TIYUYACU	5705				Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco.
								Conglomerados con clastos de chert, cemento arcilloso.
	CRETACICO	NAPO	TENA	7306				Variedad de arcillitas: rojo café, gris moteado de blanco.
								Limolita multicolor, café, roja amarilla, marrón verde clara, moderadamente suave.
								Arenisca Q7, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento, sílice, regular porosidad isoturada de Hc.
								Lutita gris a gris oscura, fisil, laminas, getilosa.
								Caliza gris negra.
MESOZOICO	CRETACICO	NAPO	TENA	8238				Caliza, blanca, crema, masiva, tizosa.
								Caliza Q4, translúcida, grano f - m.
								Caliza gris oscura, medio dura a dura, blocosa, ligeramente fosilífera.
								Arenisca, grano fino.
								Caliza dura, gris clara a crema.
	CRETACICO	NAPO	TENA	8810				Arenisca Q7, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado.
P.T.			9409					

Problemas en el Reservorio

Los problemas en el reservorio radican en una mala producción de hidrocarburos esto se puede suscitar por distintos problemas al momento de realizar la producción. Por ello una baja producción de hidrocarburos indican que un índice de productividad que se encuentra bajo lo normal. Se puede estimar por varias variables petrofísicas o de fluido los problemas que este tiene; en este caso cuando existe una disminución de permeabilidad una disminución de porosidad y un incremento del daño de formación ocurre principalmente a la presencia de minerales que se encuentran en el reservorio taponando y ocasionando reflujos de fluidos del reservorio hacia el pozo. La compactación de las rocas y la obstrucción de los poros se sitúa por un relleno de estos minerales que se forman dentro del espacio poroso disminuyendo la tortuosidad del mismo. Factores geométricos como la variación de la tensión y la presión obtenidos por una acumulación no adecuada son pilares para existir una disminución de producción. Dentro de estos valores también se considera la reducción de presión tanto del reservorio por una depletación pronta del mismo. A continuación, en la siguiente sección explicaremos cada una de estas problemáticas que se suscitan en el reservorio de manera más detallada. (Economides, 2017)

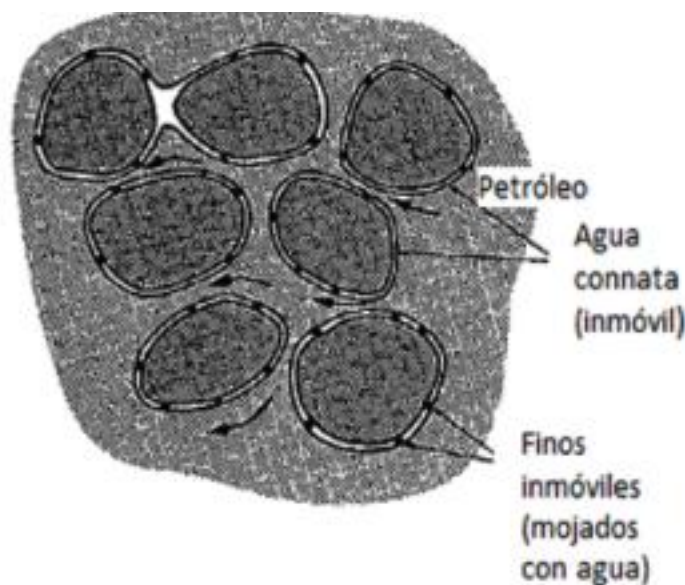
Disminución de producción

Un bloqueo prematuro durante la vida productiva de un pozo permite estimar la producción y decaimiento de la misma, se suscita por el traslado de material mineralógico que se encuentra movilizándose desde un punto a otro. La llamada migración de finos es un fenómeno geológico que transporta minerales tales como las arcillas, el cuarzo el feldespato y micas. El impacto negativo radica en que es latente la pérdida de producción y se evidencia en bajos valores económicos que se obtienen por una reducción significativa de los rubros que se esperan. El

movimiento de los finos bloquea los canales de flujo el cual se agrava cuando existe presencia de un mineral arcilloso el cual tapona los orificios. La caolinita se ensancha al estar en contacto con el agua limitando y creando una barrera para la fluidez de los hidrocarburos. La depletación del pozo al producir un exceso de finos tiende a declinar de una manera abrupta en un intervalo dado de tiempo; incrementando así el factor de declinación del pozo y del campo en la ilustración 3 se indica los finos no movibles obstruyendo el flujo de fluidos. (Johnson, 2018)

Figura 3

Migración de finos



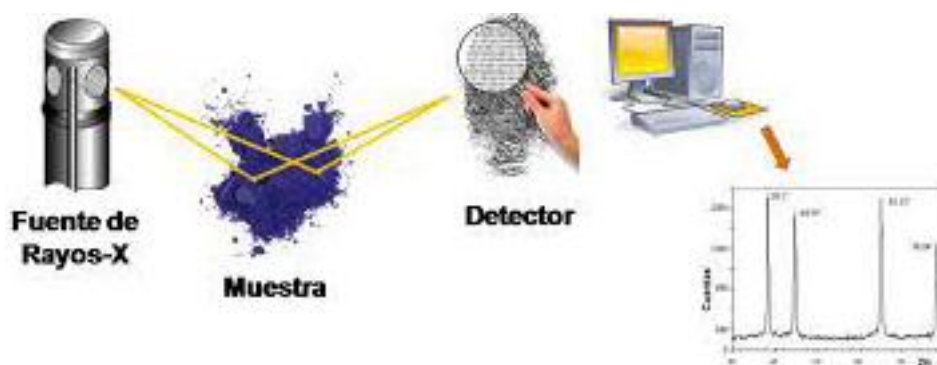
Arcillas que obstruyen el espacio poroso

En el laboratorio es de vital importancia determinar el porcentaje de minerales considerados dentro de la migración de finos. Para ello por medio de la difracción de rayos x obtenemos estos valores de una manera en la cual podamos estudiar su estructura mineralógica de las rocas que se encuentran en el reservorio productor. La composición es muy importante pues por este método se determinan componentes en una gran escala, especialmente de las arcillas y otros minerales que afectan la producción del reservorio. El principio de este método se ilustra en la figura 4 la cual radica en dirigir los rayos x hacia la muestra evaluada en el laboratorio provoca que los

rayos se difracten en algún patrón específico, según la estructura del mineral que se está atravesando esto quiere decir que se analiza los cristales de cada mineral cómo actúan frente a la difracción de estos rayos. En el laboratorio se estima distintos minerales como son arcillas, calcita, cuarzo, dolomitas y feldespatos con la información obtenida se puede tomar decisiones al momento de aplicar distintos métodos de disolución mineralógico cómo es una estimulación ácida por medio de químicos o un fracturamiento hidráulico para incrementar la producción de hidrocarburos. (Jenkins, 2014)

Figura 4

Difracción de rayos X



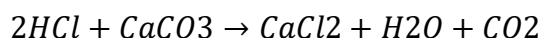
Estimulación Matricial

Inyectar químicos en las formaciones porosas permite que existe una reducción del material incrustante o finos. Los cuales tienen una composición arcillosa cuarzosa y feldespática. El objetivo es incrementar la productividad del pozo eliminando los bloqueos que existen en la formación; con la finalidad de tener una restauración de los fluidos regresando a la producción inicial. (Smith, 2020).

Entre los principales químicos que se toma en consideración se tiene:

Ácido Clorhídrico

Es el químico que se utiliza frecuentemente en procesos de estimulación matricial, el principio de funcionamiento recae en disolver estructuras carbonatadas por medio de la reacción química que se presenta a continuación. (Romero, 2018)



Esta disolución del soluto en ácidos solubles permite mejorar la permeabilidad y reducir el daño de formación

Ácido Fluorhídrico

La disolución de material mineralógico en minerales como la sílice, la caolinita conjuntamente con el ácido clorhídrico permite mejorar de cierta manera la tortuosidad de la formación empleando técnicas que permitan su disolución (Sánchez, 2023)

Es muy importante que se realice una compatibilidad de fluidos y roca en laboratorio entre el núcleo del reservorio y los ácidos fluorhídrico y clorhídrico. (Pérez F. , 2021)

La utilización del ácido fluorhídrico en complemento del ácido clorhídrico debe ser analizado en el laboratorio por medio de un análisis de compatibilidad roca fluido para que este no tienda a dañar la formación y así disminuya la productividad del pozo.

Prueba de Retorno de Permeabilidad

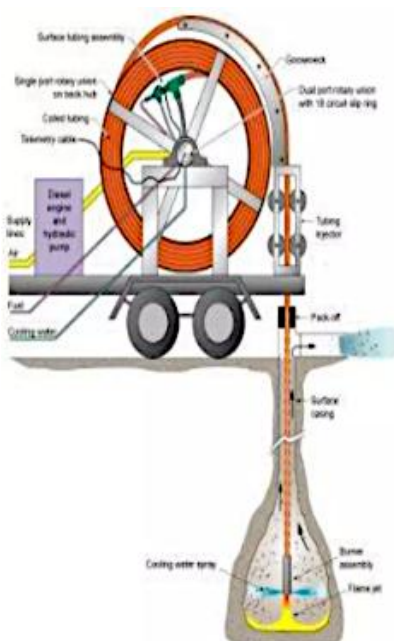
La prueba consiste en realizar ensayos de laboratorio entre los fluidos y la roca permitiendo así determinar el comportamiento de los ácidos, la fractura o el método estimulante que se haya aplicado en la formación generando un incremento de permeabilidad y reducción de daño de formación. (Mena, 2020)

Equipos y Materiales de la Estimulación Matricial

Es de vital importancia que los equipos sean seleccionados minuciosamente ya que son los encargados de realizar la operación de estimulación para lo cual es necesario detallar cada componente a continuación en la figura (Martínez, 2015)

Figura 5

Equipos de estimulación matricial



Fracturamiento Hidráulico

La técnica de fracturamiento hidráulico es un método avanzado que permite incrementar la producción de hidrocarburos en formaciones que cuentan con una baja permeabilidad. Esta metodología es aplicable en aquellos reservorios donde se ha desarrollado una estimulación matricial y no ha tenido los réditos esperados. El fracturamiento hidráulico consiste en bombear una capacidad volumétrica alta de fluido a una alta presión dentro de la formación con el fin de superar el gradiente de fractura generando microfracturas al inicio del proceso y un fracturamiento en la roca al momento de avanzar la inyección a una alta presión. El objetivo de

esta técnica es mejorar la permeabilidad de la formación por medio de fisuras en la roca. Las características del fluido a perforar se componen por apuntalante agua químicos que permiten generar la fractura. Es de vital importancia tener un monitoreo continuo de la fractura Ya que esta puede desencadenar sismos o la invasión de fluidos de otras formaciones de manera consecuente. (Montgomery, 2021)

Equipos de fracturamiento hidráulico

En la siguiente ilustración 6 se muestra los equipos del fracturamiento hidráulico que se indican a continuación. (Blanco, 2014)

Bombas de alta presión

Unidades de mezcla de fluidos de fracturamiento

Tuberías de alta presión

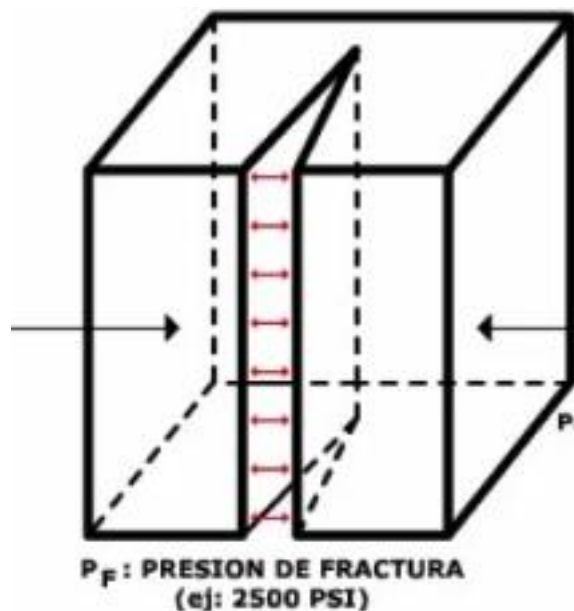
Válvulas y conexiones de seguridad

Probetas y sensores de monitoreo de presión

Fluido de fracturamiento (agua, geles, apuntalante, aditivos)

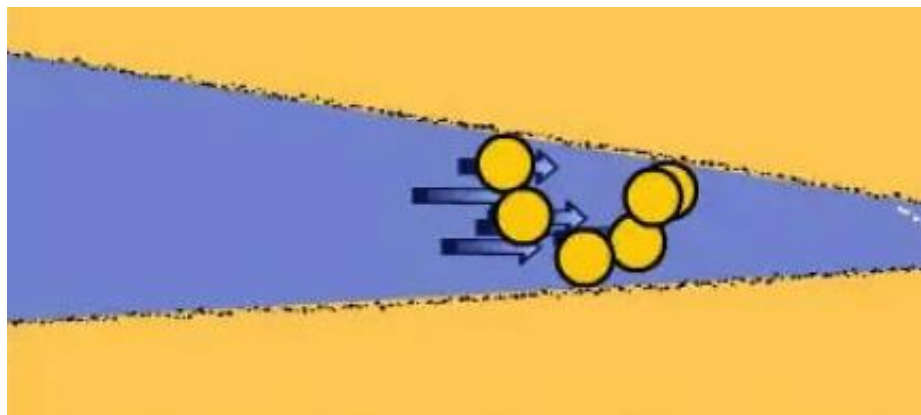
Figura 6*Equipos de fracturamiento hidráulico***Geomecánica de Rocas**

En el fracturamiento hidráulico se debe tomar en cuenta el estudio geomecánico de las rocas ya que permite determinar los esfuerzos axiales tangenciales y tensionales que soportará la roca. La aplicación de la geomecánica en las rocas estimar el grado de seguridad que se tiene al momento de fracturar la roca generando un tratamiento mucho más eficiente y seguro al momento de iniciar la fractura. Una característica del estudio Geomecánico es determinar la fragilidad de las rocas que están expuestas a diferentes esfuerzos con la finalidad de evitar fallos estructurales que generarían un colapso de la formación además de una pérdida de circulación. Es de vital importancia realizar un estudio geomecánico de roca para que esta pueda ser aplicada antes durante y posteriormente al fracturamiento hidráulico que se suscite en el reservorio. En la figura 7 se indica la presión de fractura de 2500 psi y una presión de cierre de 2000 psi, obteniendo una presión de 500 psi. (Paredes, 2022)

Figura 7*Análisis geomecánico***Apuntalante**

El proceso de fracturamiento hidráulico requiere un sin número de aditivos químicos y agua que permitan desarrollar la fractura. Al momento de generar un fracturamiento hidráulico a una presión alta que supere el gradiente de fractura se debe inyectar el apuntalante cuya característica es evitar un cierre prematuro de la fractura. (Pérez G. , 2023)

La composición de los apuntalantes se deriva principalmente de un material resistente y que no sea reactivo en este caso como ejemplo tenemos la resina, arena, materiales que permiten evitar cerrar la fractura. Las características del apuntalante deben tener un tamaño de una forma similar entre sus partículas y su conductividad permitiendo así un flujo continuo de hidrocarburos hacia el pozo. La selección de un apuntalante eficaz depende del tipo de reservorio a la profundidad en la cual se va a realizar la fractura. En la figura 8 se indica el apuntalante que permite evitar cerrar la fisura creada.

Figura 8*Aplicación del apuntalante en la formación*

Es de vital importancia que el apuntalante seleccionado nos permita desarrollar un trabajo óptimo en el fracturamiento hidráulico para incrementar la producción de hidrocarburos evitando algún riesgo o contingente ambiental y productivo.

Fluido de Fractura

Las propiedades reológicas de un correcto fluido de fractura radican en tener una viscosidad una capacidad de transporte productos químicos que eviten una corrupción en los equipos y propiedades que permitan mejorar el proceso de fracturamiento. Para seleccionar un fluido de fractura correcto se debe fijar las características geológicas de la formación. La composición del mismo requiere agua como bases aditivos que proporcionan propiedades determinadas al fluido. (Kleinberg, 2020)

Una característica de este fluido es en su composición un agente gelificante que permite incrementar la viscosidad del fluido al momento de ser bombeado hacia la formación. La aplicación de inhibidores de arcilla permitirá evitar que estos minerales obstruyan la fractura disolviéndolos al momento de aplicar la fractura. En la figura 9 se indica la adición de un gel que incrementa la viscosidad. De esta manera una correcta selección de un fluido de fractura y un

apuntalante correspondiente ayudarán a determinar una fisura eficiente y rentable para el incremento de producción que derive a un aumento de réditos económicos.

Figura 9

Gel gelificante de aumento de viscosidad



Amplitud de Fractura

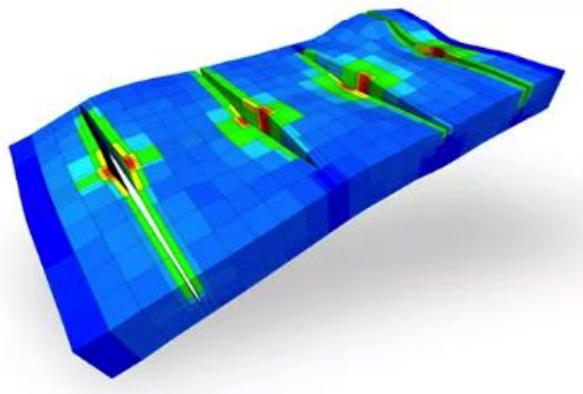
La fisura creada que se ilustra en la figura 13 durante la fractura se le conoce como la amplitud del fracturamiento hidráulico la cual permite determinar una variable intrínseca del incremento de producción.

La fisura o amplitud de fractura está influenciada por distintos factores como son la cantidad de apuntalante la formación rocosa la presión con la que se inició la inyección el tipo de fluido utilizado. La observación de una amplitud ancha permite determinar un incremento de hidrocarburos que ayuda a incrementar la producción, pero una excesiva amplitud genera problemas como pérdida de productividad o una formación colapsada. Para determinar esta variable es necesario obtener varias variables que permitan determinar una fractura eficiente cómo es la longitud de fractura y la permeabilidad de la misma. (Ríos, 2021)

Longitud de Fractura

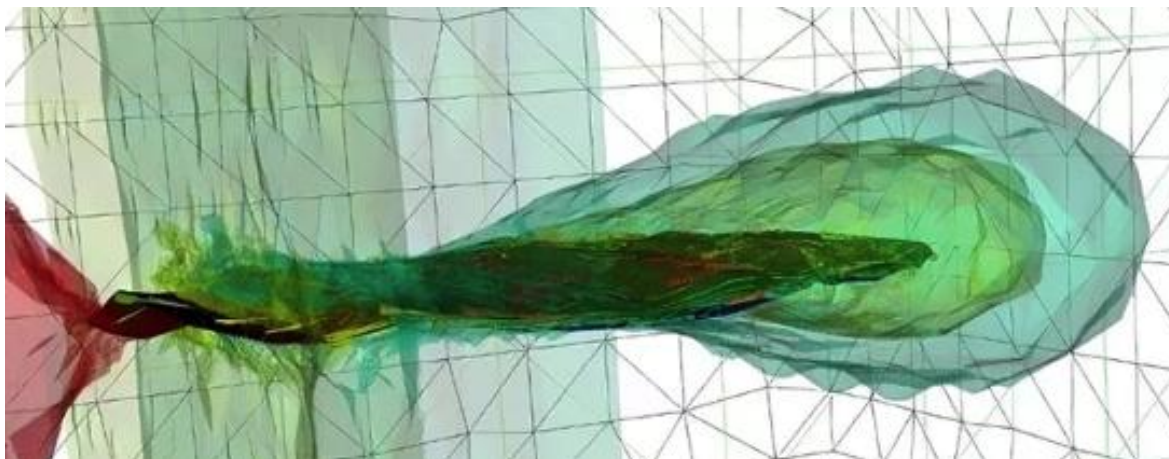
Otro parámetro clave en el fracturamiento hidráulico es la longitud de fractura la cual determina un valor longitudinal de la fisura creada al momento de inyectar el fluido y colocar el apuntalante. El incremento de productividad del pozo post fracturamiento depende de la longitud de fractura para obtener un incremento en el índice de productividad. Debe ser sumamente importante que la longitud no exceda la simulación creada ya que podría conducir a un riesgo de una fractura no controlar ocasionando que exista una vinculación con zonas no deseadas y pérdidas de fluido. Existe un monitoreo constante durante la longitud de la fractura y su amplitud para generar una mayor conductividad determinando la permeabilidad de la misma. (Lee, 2019). En la ilustración 10 se indica la variación de distintas fracturas realizadas en distintos reservorios.

Figura 10
Longitud de la fractura



Variación de la permeabilidad en una fractura

Mediante la conductividad se puede estimar un valor de la permeabilidad variable que se determina al momento de obtener el valor de la longitud de la fractura hay pozos en las en el cual el excedente de la fractura triplica la permeabilidad inicial de la formación permitiendo así o incremento del flujo de fluidos de hidrocarburos. Parámetros mencionados anteriormente la amplitud la probabilidad y la longitud de la fractura se puede estimar un modelo adecuado de índice de productividad el cual se enfocaría en el incremento de permeabilidad desarrollada en un momento dado. En la ilustración 11 se indica el incremento de permeabilidad posteriormente al fracturamiento hidráulico. (Vázquez, 2023)

Figura 11*Incremento de la permeabilidad***Curva IPR Darcy**

La curva de oferta IPR se calcula por medio de la ley de Darcy donde existe una combinación de los parámetros petrofísicos y de fluido con el objetivo de determinar un valor incremental óptimo de productividad. El índice de productividad determinado por modelo de Darcy permite estimar de una manera real el aporte productivo del reservorio al pozo ya que permite evaluar cómo han funcionado los tratamientos de incremento de producción en este caso para una estimulación ácida un nuevo intervalo productor los cuales servirían para incrementar el modelo productivo para ello el estudio se basa en aplicar la siguiente expresión. (Horne, 2017)

Curva IPR Fracturamiento Hidráulico

La curva IPR de fracturamiento hidráulico es similar a la curva IPR de Darcy, pero específicamente diseñada para pozos que han sido sometidos a un tratamiento de fracturamiento hidráulico. En esta curva, se refleja cómo el tratamiento de fractura afecta la producción del pozo generalmente se mejora la permeabilidad de la formación y, por lo tanto, aumenta la capacidad de producción. La curva IPR de fracturamiento hidráulico permite evaluar el incremento en la tasa de producción después de realizar el fracturamiento y proporciona información sobre la

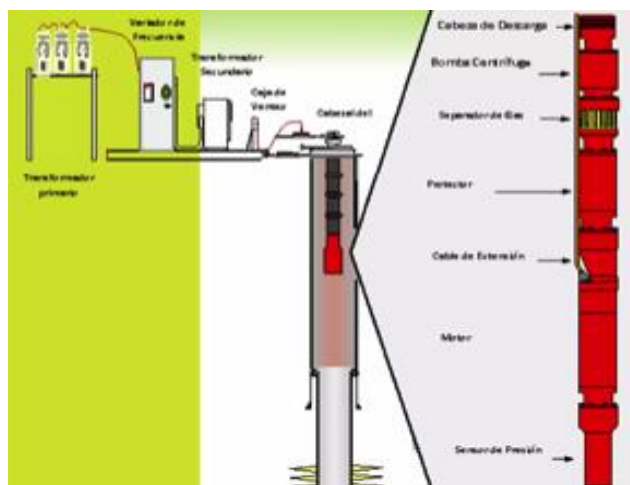
eficiencia de la intervención. A través de esta curva, los ingenieros pueden determinar si la fractura está funcionando según lo esperado y si un incremento significativo. También es útil para predecir la producción futura y para tomar decisiones sobre la necesidad de intervenciones adicionales. La curva IPR de fracturamiento hidráulico es una herramienta esencial para la optimización de la producción en yacimientos tratados mediante fracturación hidráulica. (Blasingame, 2021)

Sistema Eléctrico Sumergible

El sistema eléctrico sumergible permite recuperar la producción posteriormente al realizar un método de estimulación ya sea ácida o por fractura hidráulico. Este sistema permite incrementar la producción de los fluidos por medio de un variador el cual modula la velocidad con la que trabaja la bomba generando más ingresos productivos desde el reservorio al pozo. Los componentes de un sistema electo sumergible se destacan por la siguiente configuración desde subsuelo se encuentra un Separador de gas, Protector, Motor el sistema eléctrico, La bomba, Cable, Variador y una Caja de venteo. (Rachford, 2017)

Esta configuración que se indica en la figura 12 permite que según el diseño del sistema eléctrico obtener mayor productividad.

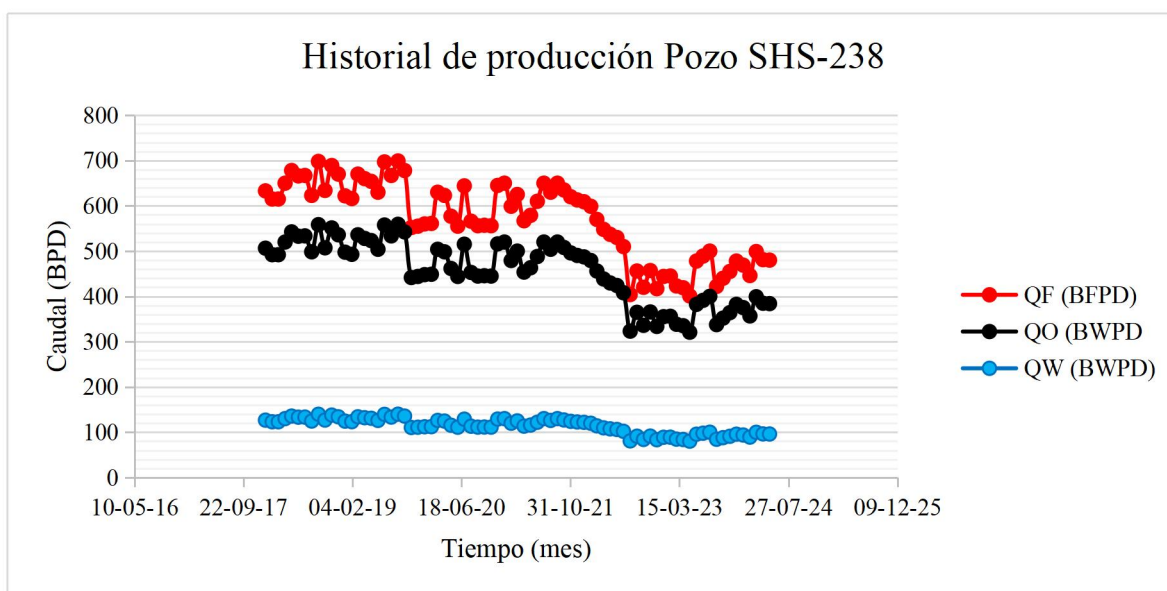
Figura 12
Sistema electrosumergible



Historial de producción

Según la ilustración 13 se observa la tendencia de producción del pozo SHS-238 en donde los 480 barriles de fluido (BFPD) producen conjuntamente 96 barriles de agua (BAPD) considerando un caudal de petróleo equivalente a 384 barriles (BPPD).

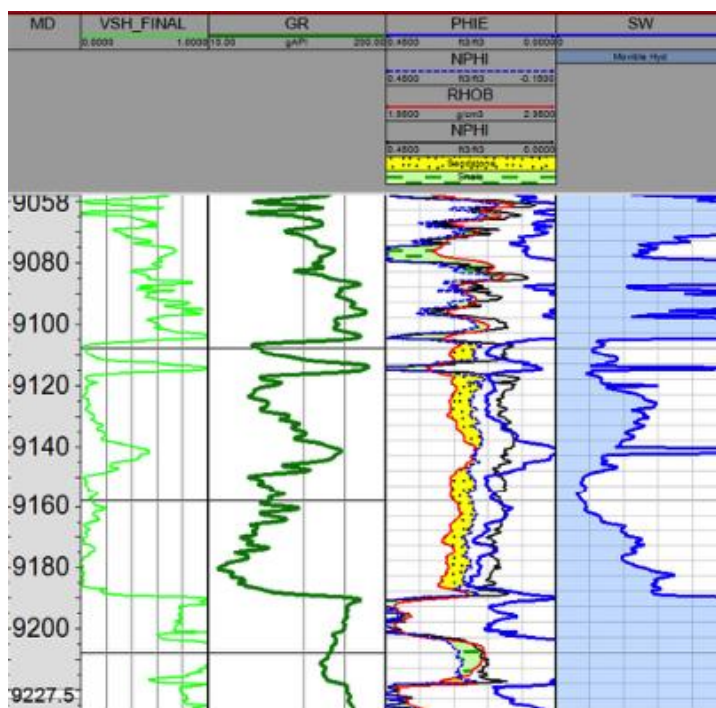
Figura 13
Histórico de producción SHS-238



Cabe recalcar que la producción inicial del pozo hacia el año 2018 enmarcaba los 636 barriles de fluido, 506 barriles de petróleo y 127 barriles de agua dicha disminución se lleva a cabo por la presencia de migración de finos.

Registros eléctricos

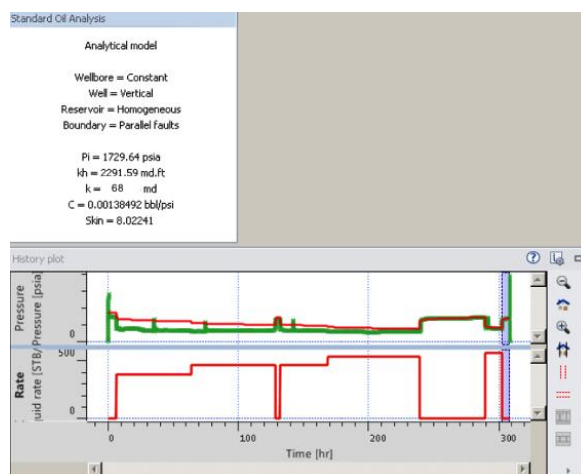
El pozo SHS-238 muestra en la ilustración 14 las propiedades de la roca en el reservorio T inferior en el intervalo 9110 a 9160 pies con un espesor de 50 pies cuyo volumen de arcilla presente es equivalente al 35% razón por la cual se denota la presencia de finos en este caso minerales arcillosos, además se muestra una arenisca con una densidad de 2,4 gr/cm³ con una



porosidad promedio del 16% con una saturación de agua del 22% en promedio.

Figura 14*Información registro eléctrico SHS-238***Pruebas de presión**

Según la prueba de presión aplicada en el pozo SHS-238 mediante la ilustración 15 se obtiene los siguientes valores a una presión de 1729,64 psi un daño de formación de 8,02241 con una permeabilidad de 68 mili darcys y un valor de movilidad equivalente a 2291,59 MD/FT.

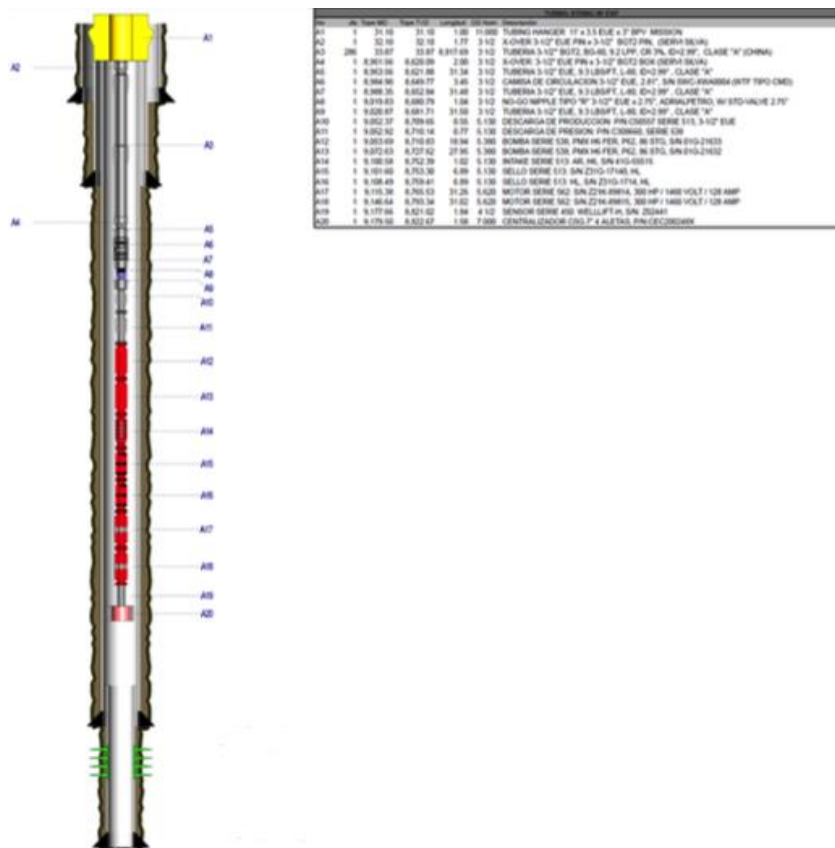
Figura 15*Prueba de presión SHS-238***Diagrama mecánico del pozo**

La completación del pozo está configurada con bombas P35 que trabaja a 63 Hz eficiencia del 58 % y 55 hp de potencia. Además, cuenta un tubing hanger a una profundidad de 30,80 pies de diámetro 3,5, posteriormente se colocan 230 juntas de tubing de 3,5 pulgadas de grado TN-80 con una composición de cromo del 3%. Cabe indicar que la bomba se encuentra asentada a 9070

pies un sello 9055 pies, de igual manera cuenta con un motor MSP3AX de 180 hp a una profundidad de 9063 pies de igual manera cuenta con un sensor a una profundidad de 9070 pies, la ilustración 16 indica detalladamente los componentes de la completación mencionada.

Figura 16

Diagrama mecánico del pozo SHS-238



Análisis de presión, volumen y temperatura

La tabla 1 indica las condiciones iniciales del pozo en mención.

Tabla 1

PVT SHS-238

PVT	
Pozo	SHS-238
Arena	T inferior

Pr	PSI	2500
Pb	PSI	871
U0	cP	2,1
Bo	BY/BN	1,4
GOR	SCF/STB	100

Pruebas de producción

La tabla 2 ilustra las variables consideradas en la prueba de producción la presión del reservorio equivale a 2500 psi cuyo caudal de fluido equivale a 480 barriles (BFPD), la tasa se produce a una presión de fondo fluyente de 1600 psi, cabe mencionar que la presión al punto de burbuja es equivalente a 700 psi donde se producen 960 barriles de petróleo con cierta fracción de gas.

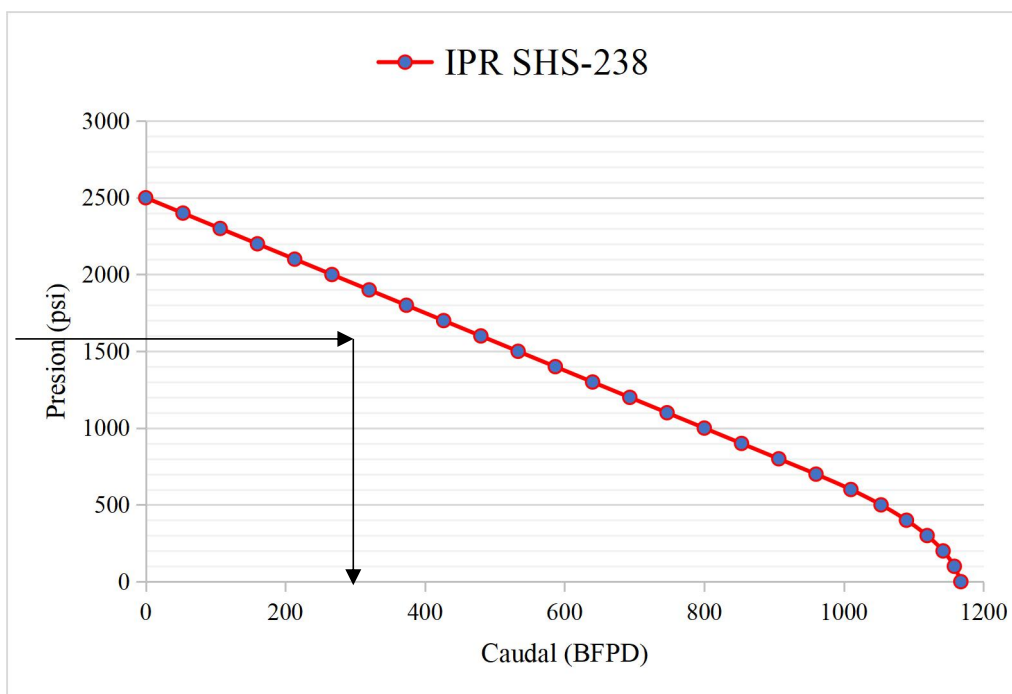
Tabla 2

Prueba de producción

Prueba de producción		
Pozo	SHS-238	
Pr	PSI	2500
Pb	PSI	871
Pwf	PSI	1587
Qf	BFPD	480
Qb	BFPD	960
Qmax	BFPD	1167
IP-J	BFPD/PSI	0,53

Con los datos proporcionados anteriormente se establece la construcción de la curva IPR la cual se evidencia en la ilustración 17 empieza con una Pr de 2500 psi obteniendo una tasa de producción final de 1167 barriles de fluido. Cabe mencionar que el índice de productividad equivalente para el pozo SHS-238 tiene un valor de 0,53 BFPD/PSI

Figura 17
IPR del pozo SHS-238



CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

Fracturamiento Hidráulico

En base a la siguientes tablas de datos se procede a realizar el análisis de la implementación de la fractura hidráulica.

Tabla 3

Propiedades del pozo

Datos del pozo		
Presión máxima	psi	8811,86
ID TP	in	2,4
OD TP	in	2,875
Diámetro Interior	in	5,791
Profundidad intervalo	m	1945
Numero de disparos		150
Diámetro perforación	in	0,4
Radio drenaje	ft	500

Tabla 4

Propiedades del apuntalante y fractura

Características Apuntalante y fluido de fractura		
Densidad fluido fractura	gr/cm ³	0,77
Índice comportamiento de flujo		0,1975
Arena		12*20
Densidad arena	gr/cm ³	2,65
sustentante		
Resistencia compresión	kg/cm ²	575
Conductividad del	d/ft	1,0482
sustentante		
Concentración	lb/gal	2
sustentante		
Viscosidad	Pa.s	0,05

Tabla 5
Propiedades de la formación

Características Formación		
Esfuerzo horiz	psi	3000
Esfuerzo verti	psi	2500
Profundidad	ft	9160
intervalo		
coeficiente poisson		0,25
Caudal inyección	Barril/min	20
	gl/min	
Permeabilidad	mD	68
Porosidad	%	16
Saturación Oil	%	65
Saturación Agua	%	35
Saturación Critica	%	15
Agua		
Presión	psi	2500
Yacimiento		
Temperatura	F	200
Espesor	ft	50
Modulo	lb/in ²	4232000
Elasticidad		

Diseño del fracturamiento hidráulico

Para determinar los valores a calcular partimos desde el cálculo de la:

Presión Hidrostática

Densidad de la mezcla

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

$$Dm = \frac{8,34 * (0,77) + 2}{1 + 0,0456 * 2}$$

$$Dm = 7,77 \frac{lb}{gal} * 0,12$$

$$Dm = 0,92 \text{ gr/cm}^3$$

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

$$PH = \frac{0,92 * 2792,7}{10}$$

$$PH = 257 \frac{kg}{cm^2} * 14,23$$

$$PH = 3657,11 \text{ psi}$$

Gradiente de fractura

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

$$GF = \frac{3000 - 2500}{9160} + \left(\frac{0,25}{1 - 0,25} \right) + \frac{2500}{9160}$$

$$GF = GF = 0,0545 + 0,3333 + 0,2739$$

$$GF = 0.6617 \text{ psi/pie}$$

Caídas de presión en tubería (Pt)

Velocidad del fluido

$$V = \frac{17,16 * Qiny}{Do^2 - Di^2}$$

$$V = \frac{17,16 * 20,3}{5,791^2 - 2,875^2}$$

$$V = 13,78 \frac{ft}{s} * 0,3048$$

$$V = 4,2 \text{ m/s}$$

Densidad del fluido

$$\rho = 7,77 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 0,12 * 1000$$

$$\rho = 932,4 \text{ kg/m}^3$$

Diámetro de la tubería

$$D = \left[\frac{5,791}{39,37} \right] - \left[\frac{2,875}{39,37} \right]$$

$$D = 0,147 - 0,073$$

$$D = 0,074 \text{ m}$$

Viscosidad del fluido

$$u = 50 \text{ cP} * 0,001$$

$$u = 0,05 \text{ Pa.s}$$

Numero de Reynolds

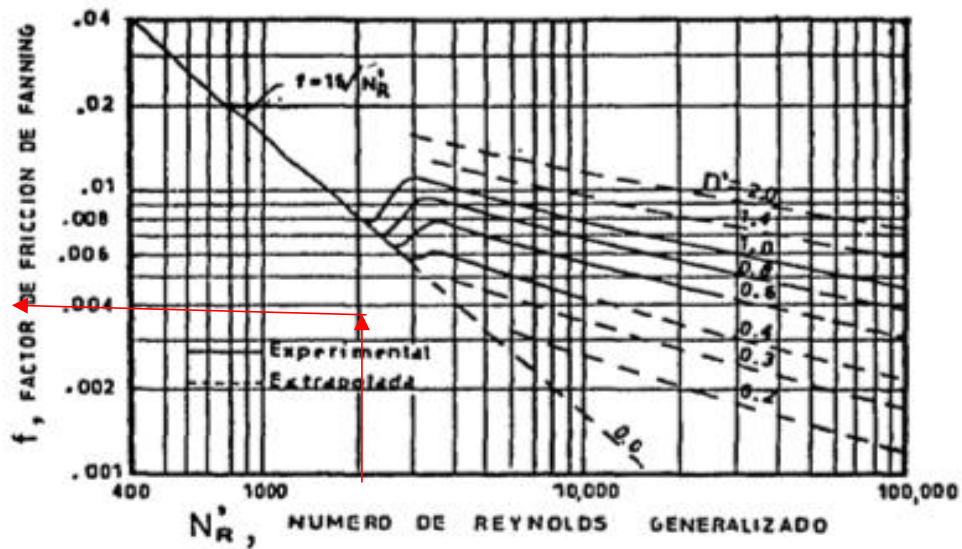
$$NR = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{u}$$

$$NR = \frac{932,4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{4,2 \text{ m}}{\text{s}} \cdot 0,074 \text{ m}}{0,05 \text{ Pa.s}}$$

$$NR = 5796$$

Al ser mayor que 4000 el flujo es turbulento.

Figura 18
Factor de fricción



Por medio de la correlación se determina un valor f de 0,003

Las pérdidas de la tubería se muestran a continuación cabe mencionar que no se tomó en cuenta las pérdidas por accesorios

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

$$Pt = \frac{0,003 \cdot 7,7 \text{ lb/gal} \cdot 13,78 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \cdot 2,875}{25,8 \cdot 9160}$$

$$Pt = 677 \text{ psi}$$

Caídas de presión en los punzados P_d

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

$$de = \sqrt{150 \cdot 0,4^2}$$

$$de = 4,89$$

$$Pd = \frac{\rho \cdot Q_{iny}^2}{7430 \cdot de^4}$$

$$Pd = \frac{7,7 \cdot 852,6^2}{7430 \cdot 4,89^4}$$

$$\mathbf{Pd = 1,30 \text{ psi}}$$

Cálculo de la presión de fractura

$$Pf = GF \times D$$

$$Pf = 0,662 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times 9160 \text{ ft}$$

$$\mathbf{Pf = 6067,52 \text{ psi}}$$

Presión de inyección en superficie (Piny)

$$Piny = Pf + Pt - Pd$$

$$Piny = 6067,53 \text{ psi} + 677 \text{ psi} - 1,30 \text{ psi}$$

$$\mathbf{Piny = 6743,2 \text{ psi}}$$

La presión inyección desde superficie es de 6743,2 psi

Potencia hidráulica de la bomba

Entonces, el sistema con 3 bombas triplex requerirá 3353.73 HP en total, con cada bomba consumiendo aproximadamente 1117.91 HP.

$$HP = Ps \cdot Q \cdot 0,0245$$

$$HP = 6743,2\text{psi} \cdot 20,3 \text{ bpm} \cdot 0,0245$$

$$\text{Pot.} = 3353,73 \text{ HP}$$

Tiempo total de bombeo

$$t_{bombeo} = \frac{(V_{ff} - V_{bo}) \cdot C_s \cdot \frac{1}{\rho_s} + V_{ff}}{Q}$$

$$t_{bombeo} = \frac{(75000 - 17000) \cdot 2 \cdot \frac{1}{22,1} + 75000}{840}$$

$$t_{bombeo} = 2 \text{ horas}$$

2 horas dura la fractura

Estimación de la geometría de fractura

Se prosigue a seguir el siguiente Procedimiento

Variable KS

$$C = 0,00039$$

$$SL = 0,00984$$

$$K_s = \frac{\sqrt{t_{bombeo}} \cdot C}{SL}$$

$$K_s = \frac{\sqrt{95,5} \cdot 0,00039}{0,00984}$$

$$0,39 = K_s$$

Variable KuL

$$K_s = \frac{C \sqrt{t_{bombeo}}}{SL}$$

$$K_s = \frac{\sqrt{95,5} \cdot 0,00039}{0,00984}$$

$$K_s = 0,38$$

$$U_f = \frac{4,788 \cdot 10^4 \cdot K_a}{\frac{40,3 \cdot Q^{1-n}}{H_f \cdot w^2}}$$

$$Uf = \frac{4,780000 * 0,22}{\frac{40,3 * 20,3^{1-0,1975}}{180,2 * 0,93^2}}$$

$$Uf = 2898,9 \text{ cP}$$

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

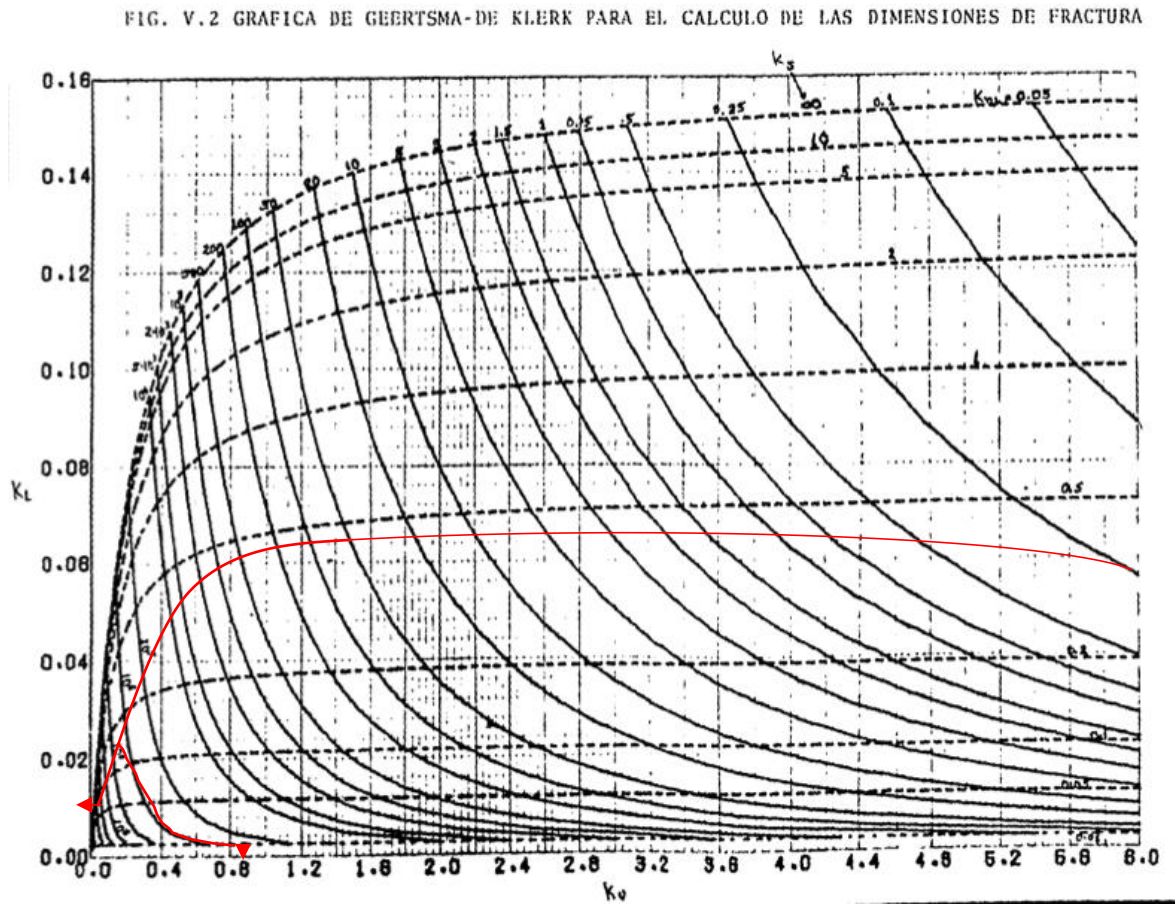
$$KuL = 7,47 * 10^{-6} * (1 + 0,25) * \left[\frac{20,3}{108,27 * 0,00039^2} \right]^3 * \left[\frac{1951,04}{4,23342 * 10^6 * 95,53} \right]$$

$$KuL = 9,33 * 10^{-6} * [1,87 * 10^{18}] * [4,828 * 10^{-6}]$$

$$KuL = 84 * 10^6$$

$$KL = 0,02; Ku = 0,06$$

Figura 19
Amplitud de fractura



Según la gráfica se obtiene el valor de $Ku=0,082$ y un valor de $k_L=0,01$

$$Ku = \frac{\sqrt{tiny} * C}{w}$$

Amplitud de la fractura

Para este caso la amplitud de la fractura es de 0,634 pulgadas

$$W = \frac{C * \sqrt{tiny}}{Ku}$$

$$W = \frac{\sqrt{95,5} * 0,00039}{7,3 * 10^{-2}}$$

$$0,634 \text{ in} = w$$

Longitud de la fractura

Mientras que en función de la tabla analizada se obtiene la longitud de la misma, equivalente a 158,70 pies

$$KL = \frac{C * L * Hf}{Q * \sqrt{T_{inye}} * 5,615}$$

$$\frac{KL * Q * \sqrt{T_{inye}} * 5,615}{C * Hf} = L$$

$$L = \frac{(0,01 * 20,3 * \sqrt{95,5} * 5,615)}{180,27 * 0,00039}$$

$$L = 158,70 \text{ ft}$$

Eficiencia de la fractura

El rendimiento se estima por la razón de las variables de los fluidos

$$Eficiencia = \frac{Vf}{Vi}$$

$$Vf = W * L^2 * Hf *$$

$$Vf = 2 * 158,70 * 180 * 0,634$$

$$Vf = 36121,68 \text{ GAL}$$

$$Vi = Vs + Vl$$

$$Vi = 75000 + 17000$$

$$Vi = 58000 \text{ gal}$$

$$Eficiencia = \frac{36221,68}{58000} * 100$$

$$Eficiencia = 62,45\%$$

Permeabilidad

En función de la conductividad se establece la permeabilidad

$$Conduc. relativa = \frac{k_o * W}{k} * \frac{hf}{Hf} * \sqrt{\frac{40}{A}}$$

$$\sqrt{\frac{A}{40}} * \frac{Conduc. relativa * K}{hf} = k_o$$

$$\sqrt{\frac{80}{40}} * \frac{879 * 68}{90} = kf$$

$$k_o = 940 \text{ mD}$$

$$kf = 2k_o$$

$$kf = 2 * 940 \text{ mD}$$

$$\mathbf{kf = 1880 \text{ mD}}$$

Factor de daño en la formación

$$r_w = \frac{2}{3,1416} * Lf$$

$$r_w = \frac{2}{3,1416} * 158,7$$

$$r_w = 101,02 \text{ ft}$$

$$S = (K * KF^{-1}) - 1 * \ln \frac{r_w'}{r_w}$$

$$S = \frac{68}{1880} - 1 * \ln \frac{101,03}{0,83}$$

$$\mathbf{S = - 4,62}$$

Índice de productividad

$$J = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right) + \frac{k}{kf} * \left(\frac{rw'}{rw}\right)}$$

$$J = \frac{\ln\left(\frac{2000}{0,83}\right)}{\ln\left(\frac{200}{101,03}\right) + \frac{68}{1880} * \left(\frac{101,03}{0,83}\right)}$$

$$J = 0,75 \text{ BFPD/PSI}$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente

$$P_{wf} = P_{fractura} - \Delta p_f \left(1 - \left(\frac{X}{l_f}\right)^2\right)$$

$$P_{wf} = 6061,2 \text{ psi} - (2015 \text{ psi}) \left(1 - \left(\frac{100 \text{ ft}}{158,7 \text{ ft}}\right)^2\right)$$

$$P_{wf} = 1215 \text{ psi}$$

Curva IPR

En función de las variables del índice de productividad.

Figura 20
IPR post fractura

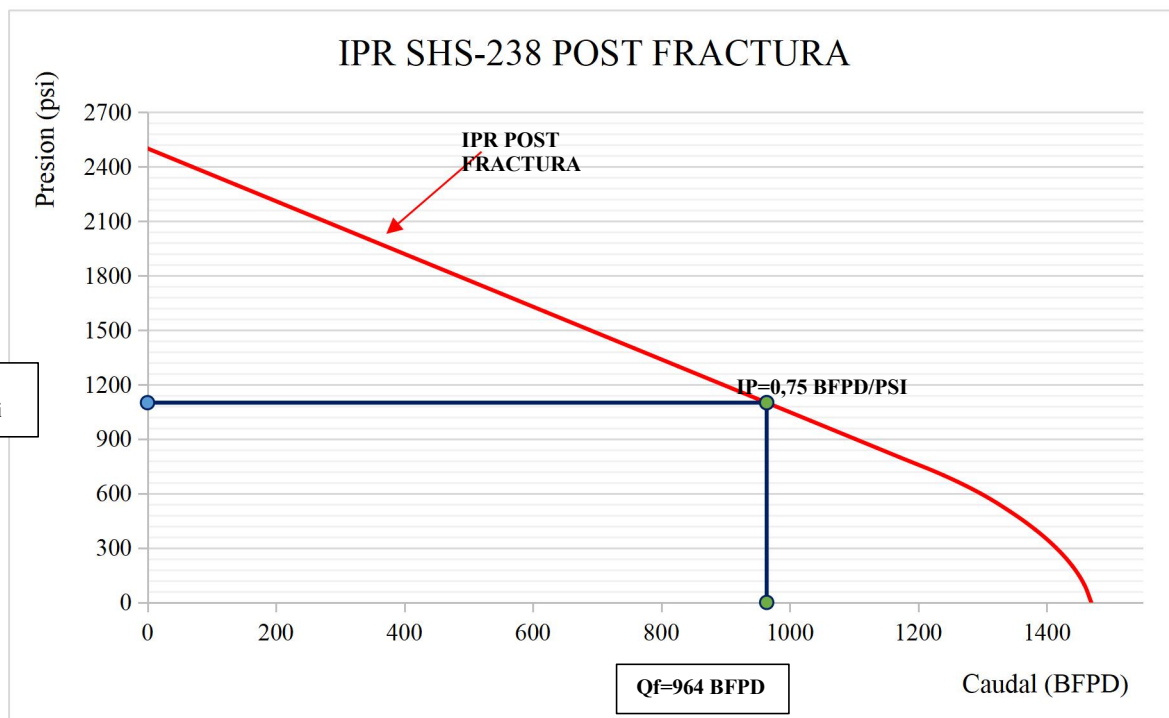


Figura 21 IPR post fractura

Cálculo del Caudal del fluido

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

$$Q_f = 0,75 \frac{BFPD}{PSI} * (2500 - 1215) PSI$$

$$Q_f = 964 BFPD$$

Con el caudal obtenido de 964 barriles de fluido por día se prosigue a determinar el sistema electrosumergible.

Incremento de producción

Durante el proceso de fractura se produjeron 964 barriles de fluido, lo que resultó en un incremento de **387 barriles de petróleo**, pasando de 384 a 771 barriles de petróleo.

Equipo ESP

En la tabla 6 se indica las características necesarias para levantar un caudal de 964 BFPD a una presión intake de 1484 psi.

Tabla 6
Diseño del equipo BES

Variable	Unidad	Valor
Pr	Psi	2500
BSW	%	0,2
Qf	BFPD	964
Bw	BY/BN	1
Bg	BY/BN	0,0085
RGP	PCN/BN	450
Qo	BPPD	771,2
	γ G	0,8
	F OIL	0,92
	γ OIL	0,88161994
	F H2O	0,08
	γ H2O	1,2
	γ FLUIDO	0,90709034
Pwh	PSIA	100
Prof bomba	FT	8900
Prof perf sup	FT	9160
PWF	PSI	1215
	API	29
T	FT	190
	Z	0,7

$$\gamma_{fluido} = (f_{oil} * \gamma_{oil}) + (f * \gamma)_{H2O}$$

$$\gamma_{fluido} = (0,88 * 0,92) + (1 * 0,08)$$

$$\gamma_{fluido} = 0,907$$

Nivel de los fluidos

$$h = \frac{P_{wf}}{0,433 * \gamma_{fluido}}$$

$$h = \frac{1250}{0,897 * 0,433}$$

$$h = 4040,5 \text{ ft}$$

$$NF = \text{Profundidad perf sup} - h$$

$$NF = 9160 \text{ ft} - 4040,53 \text{ ft}$$

$$NF = 5119,4 \text{ ft}$$

Presión de entrada de la bomba PIP

$$PIP = PWF - ((Dp - Db) * (\gamma_{fluido} * 0,433))$$

$$PIP = 1215 - ((9160 - 8900) * (0,90 * 0,433))$$

$$PIP = 1284 \text{ PSI}$$

SOLUBILIDAD

$$Rs = \gamma_f \left[\frac{PIP}{18} * \frac{10^{0,0125 * API}}{10^{0,00091T}} \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 0,92 \left[\frac{1284}{18} * \frac{10^{0,0125 * 29}}{10^{0,00091 * 200}} \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 275,7 \text{ PCN/BN}$$

FACTOR VOLUMETRICO

$$F = Rs * \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0,5} + 1,25T$$

$$F = 102,7 * \left[\frac{0,8}{0,88} \right]^{0,5} + 1,25 * 200$$

$$F = 500$$

$$Bo = 0,972 + 0,000147 * (500)^{1,175}$$

$$Bo = 1,19 \text{ BY/BN}$$

Porcentaje del gas libre

$$\%GL = \frac{Vg}{Vo + Vw + Vg} * 100$$

$$\%GL = \frac{1142,63}{917,8 + 192,8 + 1142,63} * 100$$

$$\%GL = \mathbf{43\%}$$

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

$$TDH = 4858,5 + 254,6 + 27,03 \text{ ft}$$

$$\mathbf{TDH = 5140 \text{ ft}}$$

Altura dinámica

$$Hd = Db - \frac{PWF * 2,31 \text{ FT/LPC}}{\gamma \text{ fluido}}$$

$$Hd = 9160 - \frac{1215 * 2,31}{0,90}$$

$$\mathbf{Hd = 4858,5 \text{ ft}}$$

$$Pd = \frac{Pwh}{0,43 * \gamma \text{ fluido}}$$

$$Pd = \frac{100}{0,433 * 0,9}$$

$$\mathbf{Pd = 254,6 \text{ ft}}$$

Tubería con pérdidas de presión

$$Ft = \frac{Db * (\phi)}{1000}$$

$$Ft = \frac{8900 * (3,068)}{1000}$$

$$Ft = 27,3 \text{ ft}$$

Etapas

Se toma en cuenta el valor de H/etapas equivalente a 23,1 pies por etapas

$$Netapas = \frac{TDH}{H/etapas}$$

$$Netapas = \frac{5140 \text{ ft}}{38}$$

$$Netapas = 135,26 \text{ etapas}$$

Selección de la bomba

centrilift P12

Frecuencia: 60 hz

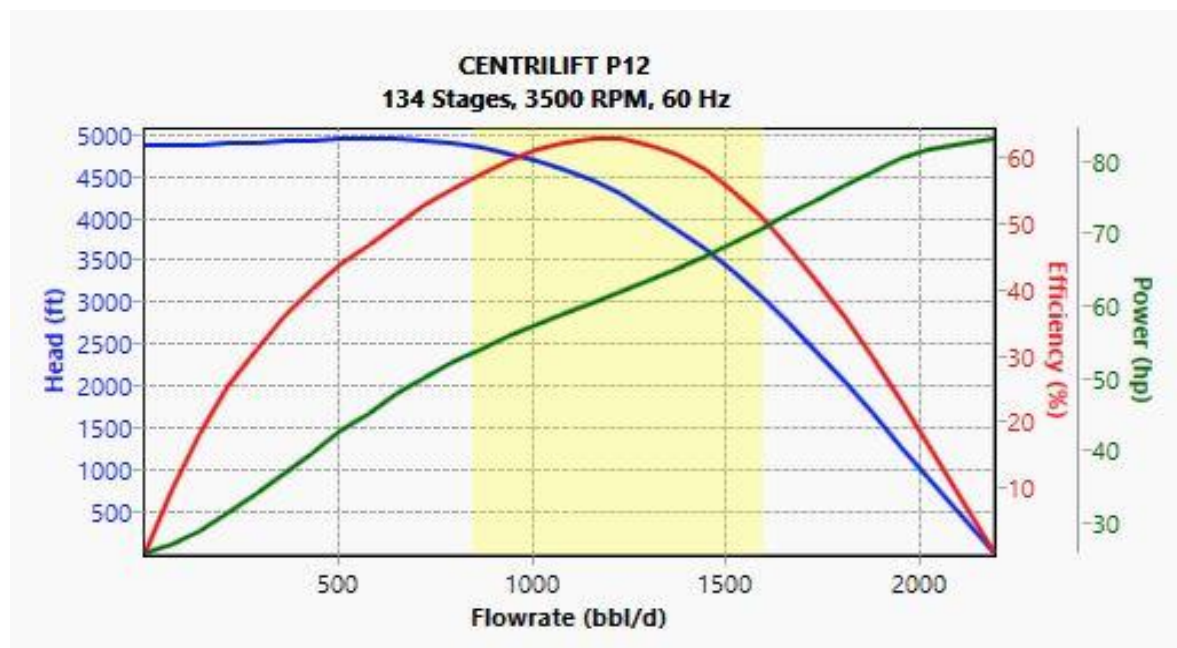
H:5140 ft

Potencia: 63 hp

Eficiencia 565

Figura 22

Características del sistema CENTRILIFT



$$HP = Netapas * HML * \gamma_{fluido}$$

$$HP = 135 * 0,5 \frac{HP}{etapa} * 0,9$$

$$HP = 61 \text{ hp}$$

El motor es un 375 serie

Frecuencia 60 hz

627 voltios

64,3 Hp.

62,5 amperios

Equipos y recursos

Tres tanques donde se depositará agua, aditivos químicos y apuntalante cuya capacidad oscila los 400, 500 y 300 respectivamente cuyo material es acero.

Dos bombas tríplex reciprocantes cuya variación de presión genera los 7000 psi generando de 1700 a gaones por minuto. Las dimensiones de las misma corresponden a 6 m

De igual manera se muestra tres mezcladores de fluido cuya capacidad de combinación equivale a 1000 barriles por hora de longitud 5 metros, ancho 3 y altura 2,5 metros posee un sistema de agitación para mantener la arena en suspensión.

Unidad de control de presión controla el valor de inyección presurizado con valores cercanos a 7000 psi, de 3 metros de ancho, 2 de altura y 5 metros de longitud, las variables que se monitorean son la T, P y Q.

Cabezal permite controlar presiones del flujo de fluido con valores cercanos a los 20000 psi con un diámetro de 70 centímetros.

Los sistemas de línea de flujo poseen un diámetro de 2 pulgadas de acero en algunas secciones flexibles con recubrimientos especiales.

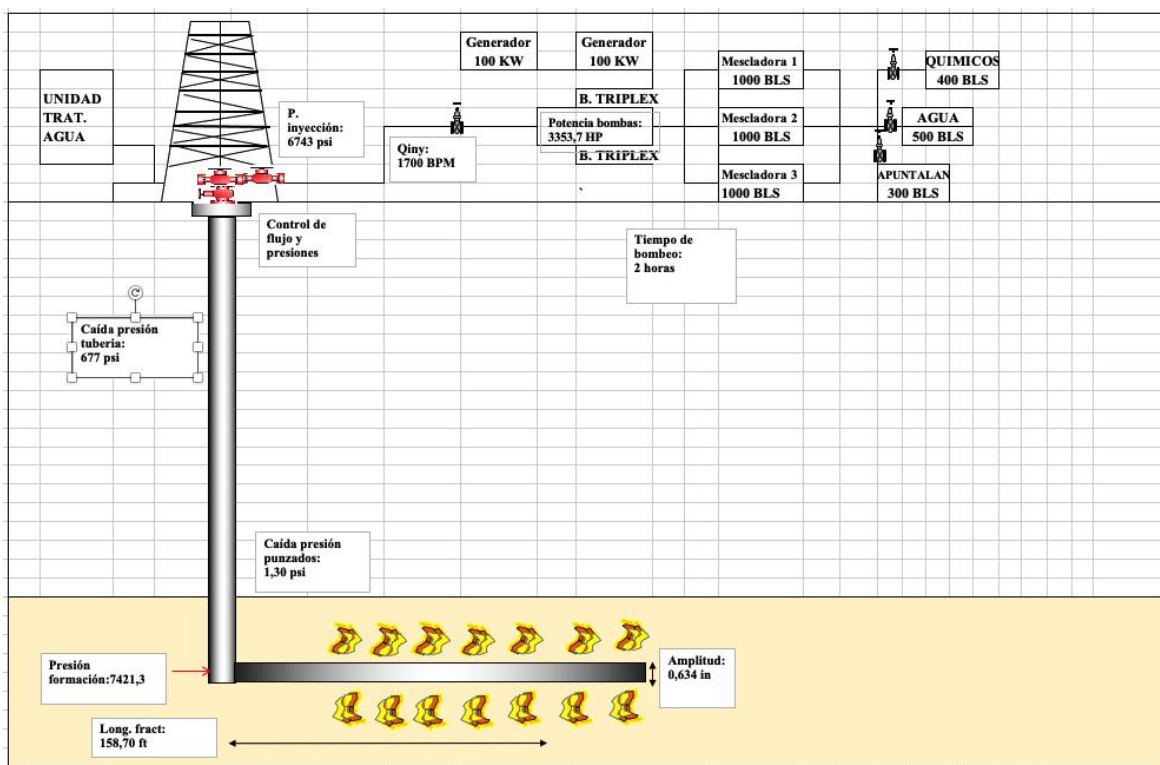
Unidad de tratamiento de agua diseñada a una capacidad de 1500 barriles de 6 metros de longitud, ancho 2 metros y 2 de altura.

2 generadores eléctricos que proveen 200 kW a la red eléctrica de 5 m largo, 3 m ancho y 2,5 alto. Como fuente de energía de puede optar por un motor a Diésel.

Sistema de Monitoreo de datos poseen un peso de 300 kilogramos donde se instalan pantallas de control y software

Figura 23

Esquema del fracturamiento



Estimulación Matricial

Compatibilidad fluido y roca estimulación matricial.

Es muy importante que se suscite la compatibilidad de los fluidos para que en el reservorio no exista comportamientos no esperados.

Diseño de la estimulación acida

En la tabla 7 que se indica a continuación se visualiza las características del reservorio para el diseño de la acidificación.

Tabla 7

Características de la formación estimulación

Variable	Símbolo	Unidad	Valor
Profundidad	D	ft	9160
Densidad fluido	d	g/cc	1,07
Permeabilidad	k	mD	68
Porosidad		%	0,16
Espesor	h	FT	50
Presión reservorio	PR	PSI	2500
Viscosidad del fluido	u	Cp	2,1
Radio de drenaje	re	ft	500
Radio del agujero	rw	ft	0,7083

Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se determina para observar la presión máxima que soporta la formación antes de llegar a fracturarse.

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

$$GF = \frac{3000 - 2500}{9160} + \left(\frac{0,25}{1 - 0,25} \right) + \frac{2500}{9160}$$

$$GF = GF = 0,0545 + 0,3333 + 0,2739$$

$$\mathbf{GF = 0.6617psi/pie}$$

Presión de fractura

De igual manera se calcula la presión que puede facturar la roca si las presiones de inyección de químico son altas.

$$Pf = Gf * D$$

$$Pf = 0,6617 \text{ psi/ft} * 9160 \text{ ft}$$

$$\mathbf{Pf = 6061,2 \text{ psi}}$$

Presión de inyección en superficie

Es el valor con el cual se inyecta el fluido a la formación con la finalidad de obtener una tasa constante.

$$Pi = Pf - (0,433 * D * \gamma_f)$$

$$Pi = 6061,2 - (0,433 * 9160 * 1,07)$$

$$\mathbf{Pi = 1817,3 \text{ psi}}$$

Caídas de presión en tubería (Pt)

Velocidad del fluido

$$V = \frac{17,16 * Q_{iny}}{Do^2 - Di^2}$$

$$V = \frac{17,16 * 4,32}{5,791^2 - 2,875^2}$$

$$V = 2,93 \frac{ft}{s} * 0,3048$$

$$\mathbf{V = 0,89 \text{ m/s}}$$

Densidad del fluido

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

$$\rho = 1,07 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 0,12 * 1000$$

$$\rho = 128,4 \text{ kg/m}^3$$

Diámetro de la tubería

$$D = \left[\frac{5,791}{39,37} \right] - \left[\frac{2,875}{39,37} \right]$$

$$D = 0,147 - 0,073$$

$$D = 0,074 \text{ m}$$

Viscosidad del fluido

$$u = 2,1 \text{ cP} * 0,001$$

$$u = 0,0021 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Numero de Reynolds

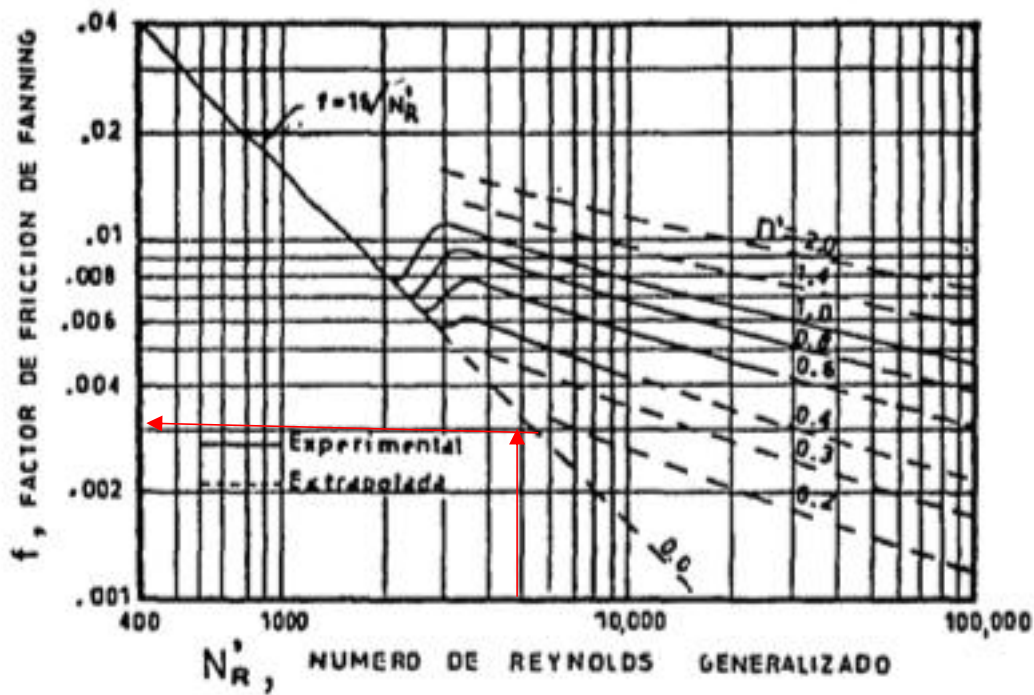
$$NR = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{u}$$

$$NR = \frac{128,4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,89 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot 0,074 \text{ m}}{0,0021 \text{ Pa} \cdot \text{s}}$$

$$NR = 4026 \text{ flujo turbulento}$$

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 0,003

Las pérdidas de la tubería se muestran a continuación

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

$$Pt = \frac{0,003 \cdot 1,07 \text{ lb/gal} \cdot 8,58^2 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \cdot 9160}{25,8 \cdot (5,791 - 2,875)}$$

$$Pt = \frac{2164,58}{75,23}$$

$$Pt = 28,77 \text{ psi}$$

Presión de inyección en la formación

Desde superficie se bombea a una presión de 1817,3 psi además de 28,77 psi valor primordial para vencer la resistencia de que ejerce la tubería

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

$$P_{iny\ form} = 1817,3 + 28,77$$

$$\mathbf{P_{iny\ form} = 1846,07\ psi}$$

Caudal de inyección

Con este valor se determina el caudal de inyección desde superficie

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

$$Q_{iny} = \frac{4,917 * 10^{-6} * 68 * 50 * (6061,2 - 2500)}{2,1 * \ln(\frac{500}{0,7083})}$$

$$Q_{iny} = \frac{59,53}{13,77}$$

$$\mathbf{Q_{iny} = 4,322\ bpm}$$

$$\mathbf{Q_{iny} = 181,57\ gpm}$$

Profundidad de la acidificación

La profundidad de penetración tiene una equivalencia de 42 pulgadas

$$r_x = r_w + \text{penetración recomendada}$$

$$r_x = (0,7083 + 3,5)\ ft$$

$$r_x = 4,20\ ft$$

Volumen de fluido de estimulación

El volumen de inyección posee una equivalencia de 3235,2 galones.

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

$$Vf = 23,5 * 0,16 * 50 * (4,20^2 - 0,7083^2)$$

$$Vf = 3235,2 \text{ galones}$$

Solución química inyectada

El tratamiento propuesto para el pozo SHS-238 está diseñado para minimizar la migración de finos, especialmente en formaciones con arcillas como caolinita e Illita. Los productos como estabilizadores surfactantes (varios), Preflujo de HCl, y Post flujo de Cloruro de Amonio son esenciales para evitar la expansión de las arcillas y la dispersión de finos. El uso de solventes y tratamientos ácidos también mejora la penetración de los fluidos y la disolución de los minerales no deseados, restaurando la permeabilidad de la formación como se indica en la tabla 8.

Tabla 8

Solución química estimulación matricial SHS-238

Químico	Cantidad Galones
Solvente Mutual	34
JP1	23
Xileno	19
Surfactante	24
Demulsificantes	89
Preflujo HCl 15%	530
Inhibidor de Corrosión	98
Estabilizador	18
Agua Fresca	760
HCl (Ácido Clorhídrico)	450
Tratamiento 15% HCl + 1.6% HF	489
Bifloururo de Amonio	356
Secuestrante de Hierro	1
Post flujo NH4Cl (Cloruro de Amonio)	230
Surfactante	34
Estabilizador	26
Mutual	54,2
Total	3235,2

Cálculo del tiempo de inyección

El proceso de inyección tiene una duración de 18 minutos

$$tf = \frac{0,023805 * Vf}{qi}$$

$$tf = \frac{0,023805 * 3235,2}{4,322}$$

$$tf = \frac{77,02}{4,322}$$

$$tf = 18 \text{ minutos}$$

Prueba de retorno de permeabilidad

A continuación, se determina el incremento de la permeabilidad del núcleo SHS-238 al disolver ácido clorhídrico y fluorhídrico en los minerales arcillosos por medio del siguiente análisis:

La tabla 9 permite observar los resultados de la prueba de retorno de permeabilidad desarrollado en el laboratorio en el cual se presenta un impacto de los ácidos fluorhídrico y clorhídrico en la muestra de roca en un intervalo de tiempo correspondiente a 10, 20, 40, 60 y 120 minutos. Al ser un reservorio que presenta un daño significativo de 28 producido por la migración de finos este tiende a experimentar una permeabilidad inicial de 28 milidarcys a medida que se inyecta el ácido clorhídrico la disolución de los minerales arcillosos tienden a incrementar la permeabilidad en un rango de 28,30,32,35,40 y 50 mili darcys en un tiempo de 120 minutos con un incremento progresivo de la conductividad que va en un periodo de 0,5 a 3 mS/cm. La aplicación del ácido fluorhídrico se genera de manera moderada en un valor de conductividad de 10 mS/cm ayudando a la disolución de minerales como feldespatos y micas. El resultado de la inyección de los dos minerales es un incremento del 78,57% en la permeabilidad, evidenciando un flujo de fluidos en el reservorio que derivan a valores equivalentes de 215 mD al aplicar la inyección acida.

Tabla**9***Retorno de permeabilidad*

Tiempo (min)	pH HCl	pH HF	Conductividad HCl (mS/cm)	Conductividad HF (mS/cm)	Permeabilidad HCl & HF (mD)
0	1,5	1	0,5	0,5	217
10	1,8	1,2	1	2	213
20	2	1,4	1,5	3,5	215
40	2,5	1,6	2	5	209
60	3	1,8	2,5	7	221
120	3,5	2	3	10	215

Cálculo de la permeabilidad

Según la prueba de retorno de permeabilidad y el cálculo en función de Darcy se obtiene una permeabilidad de 215 mD después de haber realizado la estimulación matricial en el reservorio.

$$K_{post\ estimulación} = \frac{141,2 * q * u * L}{A * Dp}$$

$$K_{post\ estimulación} = \frac{141,2 * 0,5 * 1 * 0,164}{3,14 * 17} *$$

$$K_{post\ estimulación} = 215\ mD$$

Cálculo del daño de formación post estimulación

Con los cálculos del daño de formación se obtiene un valor de -1 después de aplicar la estimulación matricial reduciendo desde 8 que poseía al inicio.

$$S = \frac{Kf}{K_{estimula}} * Ln \frac{r_{skin}}{r_w}$$

$$S = \frac{68}{215} * Ln \frac{3,75}{0,7083}$$

$$S = -1$$

Cálculo del Índice de productividad

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

$$J = 0,53 * \frac{\ln(\frac{500}{0,7083})}{\ln(\frac{500}{4,2083}) + \frac{68}{215} * \ln(\frac{4,2083}{0,7083})}$$

$$J = 0,53 * \frac{6,55}{6,19}$$

$$J = 0,565 \text{ BFPD/PSI}$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente

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

$$P_{wf} = 1846 \text{ psi} - \frac{141,2 * 181 \text{ BLPD} * 1 \text{ cp} * 1870 \text{ ft}}{215 \text{ mD} * 40 \text{ ft} * 14 \text{ ac}}$$

$$P_{wf} = 1846 \text{ psi} - \frac{4722023}{120400}$$

$$P_{wf} = 1846 \text{ psi} - 396,94$$

$$P_{wf} = 1450 \text{ psi}$$

Cálculo del Caudal del fluido

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

$$Q_f = 0,565 \frac{\text{BFPD}}{\text{PSI}} * (2500 - 1450) \text{ PSI}$$

$$Q_f = 593 \text{ bfpd}$$

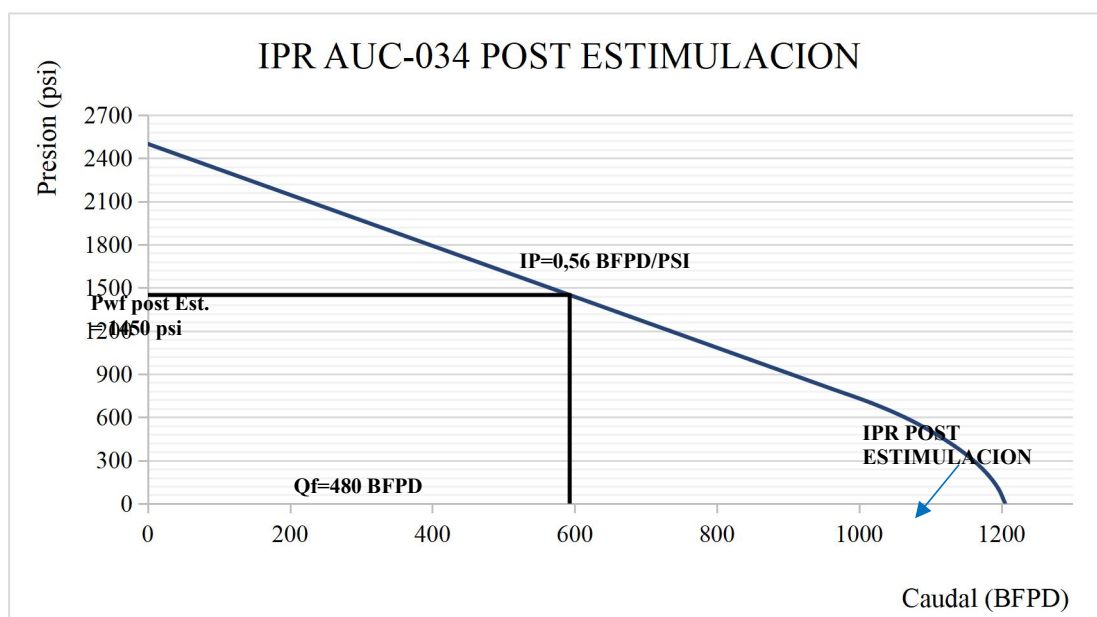
Con el caudal obtenido de 593 barriles de fluido por día se prosigue a determinar el sistema electrosumergible.

IPR post estimulación

Mediante la curva IPR se obtiene una producción de 480 bfpd a 1450 psi con un IP de 0,56 BFPD/PSI.

Figura 25

Incremento de producción SHS-238 Estimulación matricial



Incremento de producción

La producción posee un incremento de 133 BFPD pues se ha incrementado de 480 BFPD a 593.

El pozo SHS-238 actualmente produce 384 barriles de petróleo diarios. Tras el tratamiento de estimulación, se espera un incremento en la producción a 474 barriles diarios, lo que representa un aumento de 90 barriles por día de crudo.

Diseño del sistema electrosumergible post estimulación

En la tabla 10 se indica las variables que permiten diseñar el sistema electro sumergible que maneje una tasa de 593 BFPD.

Tabla

10

Sistema BES post estimulación

Variable	Unidad	Valor
Pr	psi	2500
BSW	%	0,2
Qf	BFPD	593
Bw	BY/BN	1
Bg	BY/BN	0,0085
RGP	PCN/BN	450
Qo	BPPD	384
γ G		0,8
F OIL		0,92
γ OIL		0,87076923
F H2O		0,08
γ H2O		1,2
γ FLUIDO		0,89710769
Pwh	PSIA	80
Prof bomba	FT	9050
Prof perf sup	FT	9160
PWF	PSI	1450
API		31
T	FT	190
Z		0,7

Gravedad específica del fluido

$$\gamma_{fluido} = (f_{oil} * \gamma_{oil}) + (f_{H2O} * \gamma_{H2O})$$

$$\gamma_{fluido} = (1 - 0,104) * 0,9158 + (0,104 * 1)$$

$$\gamma_{fluido} = 0,92$$

Nivel estático del fluido (NF)

$$h = \frac{P_{wf}}{0,433 * \gamma_{fluido}}$$

$$h = \frac{1450}{0,433 * 0,92}$$

$$h = 4040,53 \text{ ft}$$

$$NF = \text{Profundidad perf sup} - h$$

$$NF = 9160 \text{ ft} - 4040,53 \text{ ft}$$

$$NF = 5119,46 \text{ ft}$$

Cálculo de la PIP

$$PIP = PWF - ((Dp - Db) * (\gamma_{\text{fluido}} * 0,433))$$

$$PIP = 1450 - ((9160 - 8900) * (0,90 * 0,433))$$

$$PIP = 1484 \text{ PSI}$$

Cálculo del Rs Solubilidad del petróleo

$$Rs = \gamma_f \left[\frac{PIP}{18} * \frac{10^{0,0125 * API}}{10^{0,00091T}} \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 0,92 \left[\frac{1584}{18} * \frac{10^{0,0125 * 29}}{10^{0,00091 * 200}} \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 275,7 \text{ PCN/BN}$$

Cálculo de Bo Factor volumétrico del petróleo

$$F = Rs * \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0,5} + 1,25T$$

$$F = 102,7 * \left[\frac{0,8}{0,88} \right]^{0,5} + 1,25 * 200$$

$$F = 500$$

$$Bo = 0,972 + 0,000147 * (500)^{1,175}$$

$$Bo = 1,19 BY/BN$$

Factor volumétrico del gas Bg

$$Bg = 5,04 * \frac{ZT}{P}$$

$$Bg = 5,04 * \frac{(0,7 * 190)}{2500}$$

$$Bg = 0,26 BY/BN$$

Volumen del gas que maneja la bomba

Volumen total del gas

$$Tg = qo * RGP$$

$$Tg = 474,4 * 450$$

$$Tg = 21348 PCN/D$$

Volumen del gas en solución

$$Sg = Qo * Rs$$

$$Sg = 474,4 * 275,7$$

$$Sg = 1307292,08 PCN/D$$

Volumen del gas libre

$$Fg = Tg - Sg$$

$$Fg = 212612,32 - 130792,08$$

$$Fg = 81820,24 PCN/D$$

Volumen de petróleo

$$Vo = qo * Bo$$

$$Vo = 474,4 * 1,19$$

$$Vo = 564,53 BY/D$$

Volumen de agua

$$V_w = q_l(\%agua) * B_w$$

$$V_w = 593 * (0,2) * 1$$

$$\mathbf{V_w = 118,6 \text{ BY/D}}$$

Volumen de gas

$$V_g = F_g * B_g$$

$$V_g = 81820,24 * 0,0085$$

$$\mathbf{V_g = 695,47 \text{ BY/D}}$$

Porcentaje del gas libre

$$\%GL = \frac{695,47}{564,6 + 118,6 + 695,47} * 100$$

$$\%GL = \frac{695,47}{1378,67} * 100$$

$$\mathbf{\%GL = 50\%}$$

Cálculo carga dinámica total TDH

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

$$TDH = 4858,5 + 254,6 + 27,03 \text{ ft}$$

$$\mathbf{TDH = 5140 \text{ ft}}$$

Altura dinámica

$$H_d = D_b - \frac{PWF * 2,31 \text{ FT/LPC}}{\gamma_{fluido}}$$

$$H_d = 9160 - \frac{1450 * 2,31}{0,90}$$

$$Hd = 4858,5 \text{ ft}$$

Perdidas por fricción en líneas de flujo

$$Pd = \frac{Pwh}{0,433 * \gamma_{fluido}}$$

$$Pd = \frac{100}{0,433 * 0,9}$$

$$Pd = 254,6 \text{ ft}$$

Perdidas por fricción en tubería

$$Ft = \frac{Db * (\Phi)}{1000}$$

$$Ft = \frac{8900 * (3,068)}{1000}$$

$$Ft = 27,3 \text{ ft}$$

Etapas

$$Netapas = \frac{TDH}{H/etapas}$$

$$Netapas = \frac{5140 \text{ ft}}{26,5}$$

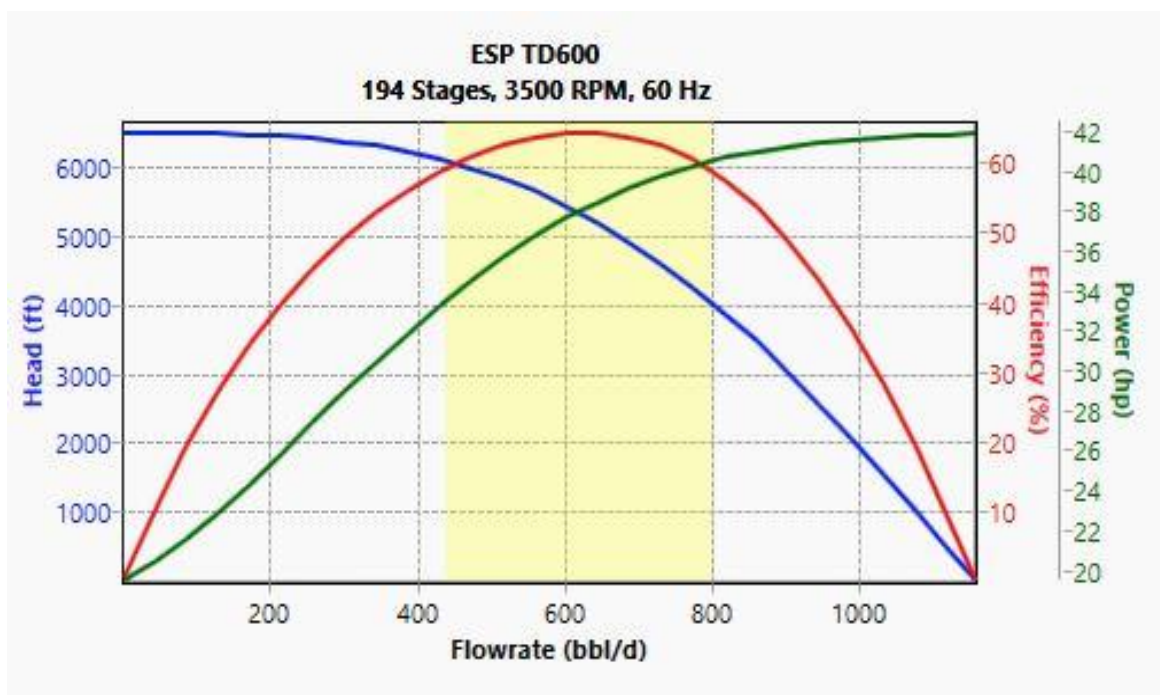
$$Netapas = 194 \text{ etapas}$$

Equipo ESP

ESP TD600, que opera a 60 hz la cual levanta una altura de 5140 pies. La configuración muestra 1945 etapas con una potencia de 38 hp y una eficiencia del 52%

Figura 26

Características del sistema REDA DN800



Características de los equipos del sistema

Selección motor

$$HP = Netapas * HML * \gamma_{fluido}$$

$$HP = 194 * 0,5 \frac{HP}{etapa} * 0,9$$

$$HP = 87,3 \text{ hp}$$

Figura 27

Motor 562

562 Series Motor

562 Series REDA* Maximus* ESP System Motor							
Frequency 60 Hz				Frequency 50 Hz			
Power Rating, hp	Voltage, V	Power Rating, hp	Voltage, V	Current, A	Type	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]
93.8	463	88.1	386	124.0	S-GRB	8.3 [2.5]	622 [283]
	654		545	88.1	S-GRB	8.3 [2.5]	622 [283]
	1,036		863	55.1	S-GRB	8.3 [2.5]	622 [283]
	1,323		1,102	43.2	S-GRB	8.3 [2.5]	622 [283]
	463		386	124.0	S	8.3 [2.5]	622 [283]
	654		545	88.1	S	8.3 [2.5]	622 [283]
	1,036		863	55.1	S	8.3 [2.5]	622 [283]
	1,323		1,102	43.2	S	8.3 [2.5]	622 [283]
	463		386	124.0	S-Gauge	10.0 [3.0]	662 [301]
	654		545	88.1	S-Gauge	10.0 [3.0]	662 [301]
	1,036		863	55.1	S-Gauge	10.0 [3.0]	662 [301]
	1,323		1,102	43.2	S-Gauge	10.0 [3.0]	662 [301]

Equipos

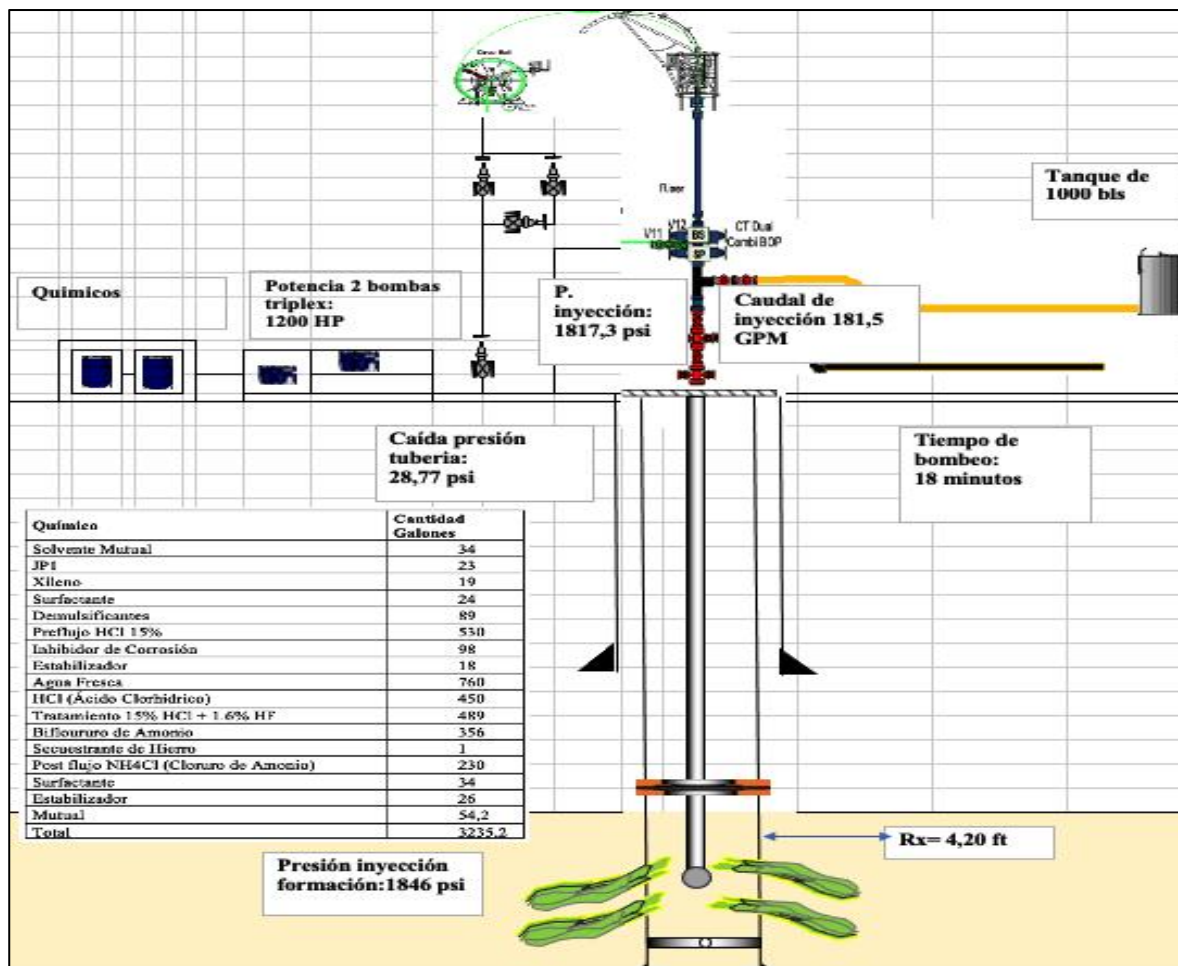
Para llevar a cabo la estimulación matricial, es fundamental contar con equipos diseñados para operar de manera sincronizada y eficiente. En la figura 27 se presenta un detalle de cada uno de ellos.

Equipos de estimulación matricial

Se dispone de un equipo de Coiled Tubing con un diámetro de 3 1/2 pulgadas, que cuenta con una bobina de 15,000 pies de longitud y una capacidad máxima de presión de 5,000 psi. Este sistema está complementado con dos compresores y dos bombas. Asimismo, se incluye una unidad de bombeo de alta presión, capaz de alcanzar hasta 10,000 psi y operar con una tasa de bombeo de 60 barriles por minuto. Para el control de presión, se utiliza una unidad con capacidad de inyección de hasta 10,000 psi. En cuanto al sistema de inyección ácida, este emplea una mezcla de ácido clorhídrico y fluorhídrico, con una tasa de inyección de 50 barriles por minuto y una capacidad total de 1,000 barriles. El monitoreo de las condiciones operativas se realiza mediante sensores de temperatura y presión de 2 3/8 pulgadas de diámetro, diseñados para operar en un rango de presión de 5,000 a 10,000 psi. Además, el proceso incluye una unidad de separación de fluidos con una capacidad de 75 barriles y un tanque de almacenamiento con un

volumen de 1,000 barriles. Por último, el sistema cuenta con válvulas de control y seguridad de 3 pulgadas de diámetro, capaces de soportar hasta 10,000 psi, así como una unidad de control y registro de datos, destinada a supervisar y documentar el proceso en tiempo real.

Figura 28



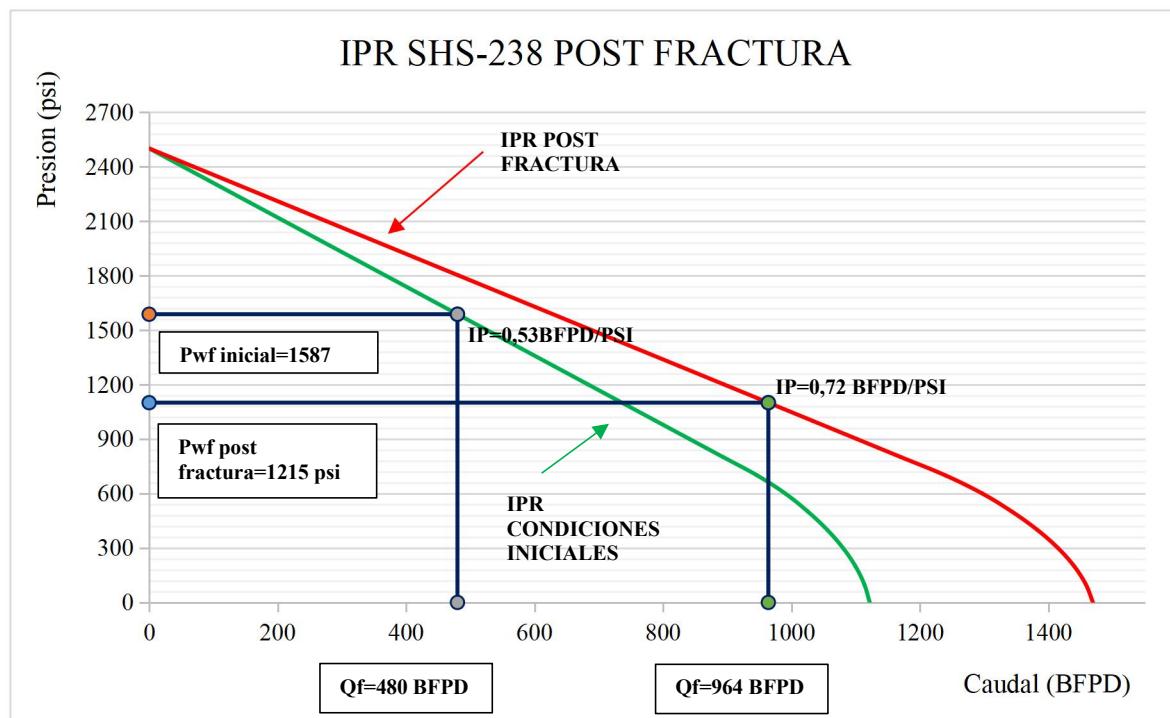
CAPÍTULO III

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

Incremento de producción Fracturamiento Hidráulico

Los resultados del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo SHS-238 fueron altamente positivos. Se logró un incremento en la K de 68 mD a 1880 mD, lo que mejoró significativamente la productividad del yacimiento. El IP aumentó de 0,53 a 0,72; a una pwf 1215 psi. Durante el proceso se produjeron 964 BFPD, lo que resultó en un incremento de 387 BPPD, pasando de 384 a 771. Además, se logró una reducción de S, que pasó de 8 a -4,62.

El fracturamiento se llevó a cabo con un apuntalan Carbobond 20/40 y un fluido de fractura YF140OHtd, inyectando 75000 galones de fluido durante 95,5 minutos a una presión de 6734,2 psi y un gradiente de fractura de 0,6617 psi/pie. La longitud de la fractura alcanzó los 158,70 pies con una amplitud de 0,634 pulgadas. Los costos equivalen a 321000 dólares. La intervención se completó utilizando una bomba Centrilift P12 de 82 hp con un 63% de eficiencia, lo que optimizó tanto la extracción de petróleo como la integridad del yacimiento tal como se indica en la figura 29.

Figura 29*IPR SHS-238 Fracturamiento hidráulico*

Incremento de producción Estimulación matricial

El pozo SHS-238 actualmente produce 384 barriles de petróleo diarios. Tras el tratamiento de estimulación, se espera un incremento en la producción a 474 barriles diarios, lo que representa un aumento de 90 barriles por día. Este incremento se logra gracias a la mejora de la K de 68 mD a 215 mD, a la PWF constante en 1450 PSI. Además, el IP aumentó de 0.53 bfpd/psi a 0,56 bfpd/psi, lo que refleja una mayor eficiencia en la extracción de petróleo.

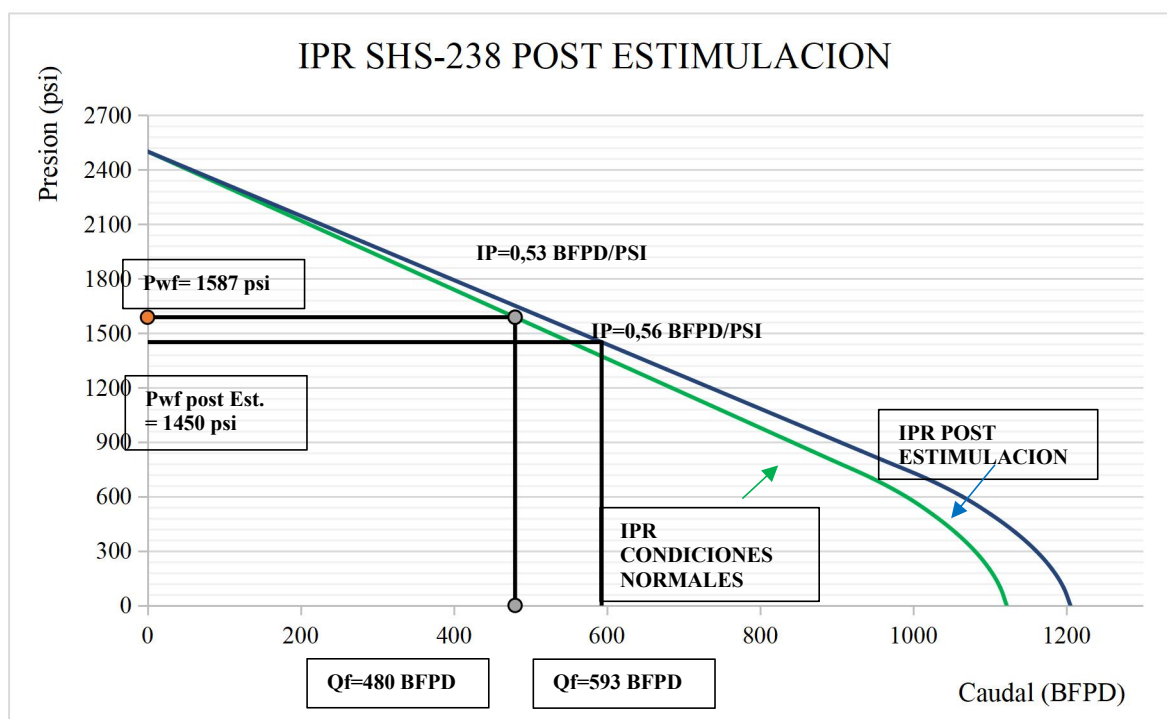
La estimulación se realizó mediante la inyección de una solución ácida compuesta principalmente por ácido clorhídrico (HCl) y ácido fluorhídrico (HF), que ayudó a reducir la presencia de arcillas como Illita, caolinita y montmorillonita. Como resultado, la reducción de S 8 a 0.5, indicando una mejora significativa en la integridad de la formación y la capacidad de flujo.

Se bombeó un total de 3235,2 galones, a razón de 181,57 galones por minuto, a través de Coiled Tubing, lo que permitió una mayor penetración de los ácidos y mejoró la permeabilidad de la formación. Se instaló una bomba ESP TD600 para levantar 593 barriles de fluido por día. El costo estimado del tratamiento fue de 80900 dólares, una inversión que ha resultado en un aumento significativo de la producción del pozo SHS-238 como se indica en la figura 30.

Figura

30

Incremento de producción SHS-238 Estimulación matricial



Selección de la propuesta optima

Al comparar las dos propuestas técnicas para el pozo SHS-238, la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico se muestra a continuación.

Incremento de producción

La estimulación matricial proyecta un incremento de 90 barriles/día, alcanzando 474 barriles/día. La permeabilidad aumenta de 28 mD a 215 mD, y el índice de productividad sube de 0,53 a 0,65 bfpd/psi.

El fracturamiento hidráulico logra un incremento de 387 barriles, pasando de 384 a 771 barriles/día. La permeabilidad mejora significativamente de 28 mD a 1880 mD, y el índice de productividad aumenta de 0,53 a 1,054.

Daño a la formación

En la estimulación matricial, el daño a la formación mejora de 8 a 0,5, lo que indica una reducción moderada en la integridad de la formación.

El fracturamiento hidráulico logra una reducción significativa del daño, pasando de 28 a -4,62; lo que refleja una mejora mucho más drástica en la capacidad de flujo y la integridad del yacimiento.

Costo

La estimulación matricial tiene un costo de 80900 dólares, siendo considerablemente más económica. El fracturamiento hidráulico, por otro lado, tiene un costo mucho mayor de 321000 dólares.

Eficiencia

En la estimulación matricial, la bomba ESP TD600 tiene una eficiencia del 58%, con una capacidad de 593 barriles/día.

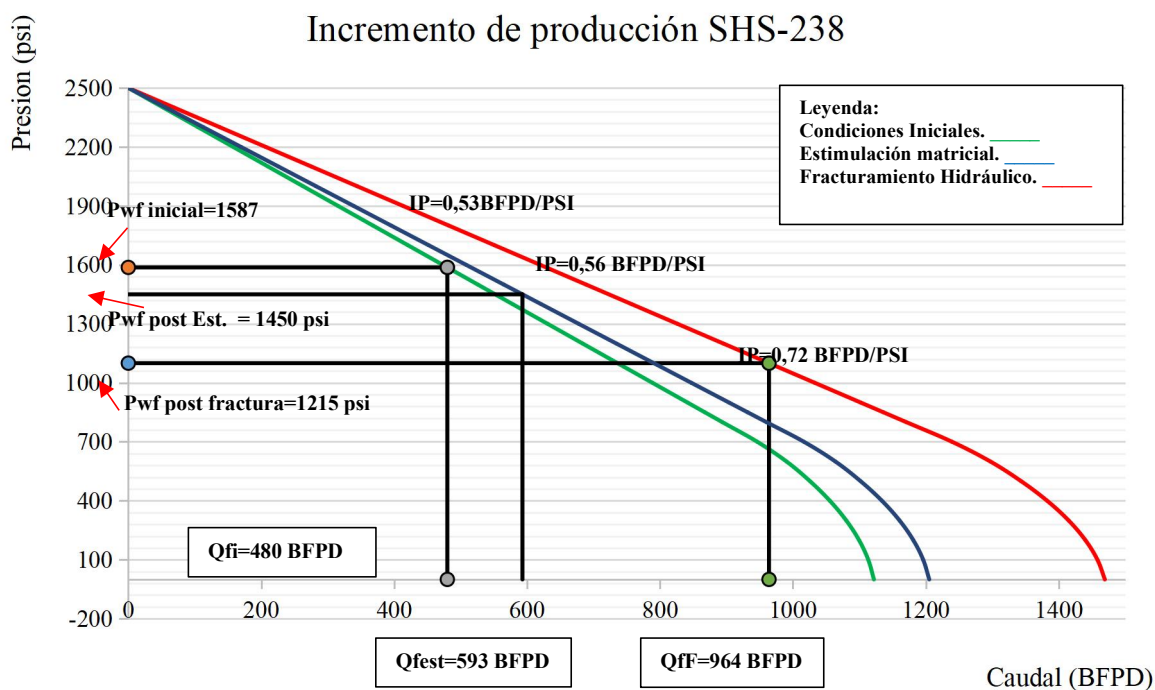
En el fracturamiento hidráulico, la bomba Centrilift P12 tiene una eficiencia del 63%, y contribuye a una producción de 964 barriles de fluido.

Concluyendo, aunque la estimulación matricial es más económica y presenta una mejora en el daño de formación, el fracturamiento hidráulico ofrece un mayor incremento en la producción, una mejora mucho más significativa en la permeabilidad y una reducción más sustancial del daño a la formación, lo que justifica la mayor inversión y podría ser más beneficioso a largo plazo esta comparación se indica en la figura 31.

Figura

31

Incremento de producción SHS-238 Fracturamiento hidráulico & estimulación matricial



Finalmente, en la tabla 11 se muestra la comparación de las dos técnicas evaluadas para su aplicación en el pozo SHS-238

Tabla

11

Resultados incremento de producción SHS-238

Aspecto		Condiciones actuales	Estimulación matricial	Fracturamiento Hidráulico	
Tecnología Utilizada		-----	Solución ácida (HCl, HF) y Coiled Tubing	Apuntalante 20/40, YF140OHtd, hidráulica	Carbobond fluido fractura
Pr	psi	2500	2500	2500	
Pwf	psi	1587	1450	1215	
BSW	%	20%	20%	20%	
Qf	BFPD	480	593	964	
Qw	BWPD	96	118,6	192,8	

Qo	BPPD	384	474,4	771,2
K	mD	68	215	1880
S		8	-1	-4,62
IP	BFPD/PSI	0,53	0,56	0,75
ESP		P35	TD-600	CENTRILIFT P12
Eficiencia	%	58%	65%	63%
Potencia	HP	55	42	85
Incremento	BPPD	-----	90	387
de				
producción				
Costos	\$		\$ 80.900,00	\$ 321.000,00

Conclusiones

La aplicación de estimulación matricial ácida y fracturamiento hidráulico en el pozo SHS-238 debe estar en conformidad con las regulaciones gubernamentales sobre la extracción de recursos y el impacto ambiental. La estimulación matricial mejora la permeabilidad del reservorio de 68 mD a 215 mD, incrementando la producción en 90 barriles/día. En cambio, el fracturamiento hidráulico presenta mejoras mucho mayores, con un incremento de 387 barriles/día, y una mejora de la permeabilidad de 68 mD a 1880 mD. Aunque la técnica de fracturamiento es más costosa 321000 dólares frente a 80900 dólares de la estimulación, podría justificar el gasto si el objetivo es maximizar la producción, pero las autoridades políticas deben evaluar cuidadosamente los riesgos y establecer regulaciones para mitigar los impactos negativos a largo plazo en los ecosistemas y recursos hídricos.

La estimulación matricial ácida es una opción menos invasiva y tiene un impacto reducido, con una mejora en el daño de formación de 8 a 0,5 y un incremento de producción de 90 barriles/día. Por el contrario, el fracturamiento hidráulico mejora la permeabilidad del reservorio significativamente, pasando de 68 mD a 1880 mD, y logra un incremento en producción de 387 barriles/día, pero con un mayor riesgo ambiental debido al uso intensivo de agua y productos químicos, y su impacto en la estabilidad sísmica. El daño a la formación también se reduce de 8 a -4,62. Se debe evaluar cuidadosamente el balance entre los beneficios de producción y los riesgos ambientales asociados con cada técnica.

Desde una perspectiva económica, el fracturamiento hidráulico presenta un costo inicial más alto de 321000 dólares, pero su capacidad para incrementar la producción de 384 a 771 barriles/día un incremento de 387 barriles/día hace que sea una opción más rentable a largo plazo. En comparación, la estimulación matricial ácida es mucho más asequible con un costo de 80900

dólares, pero solo genera un aumento de 90 barriles/día y una mejora en la permeabilidad de 68 mD a 215 mD. Aunque la estimulación es más económica, el fracturamiento hidráulico tiene el potencial de ofrecer mayores retornos, especialmente si el objetivo es maximizar la producción en un periodo corto. La decisión debe basarse en el presupuesto disponible y los objetivos de producción a largo plazo.

Recomendaciones

Es fundamental que el proyecto cumpla con las regulaciones gubernamentales para asegurar su sostenibilidad a largo plazo. Se recomienda que las autoridades implementen un marco regulatorio claro y flexible que permita a las empresas aplicar tecnologías eficientes dentro de límites que protejan al medio ambiente. El fracturamiento hidráulico, debido a sus riesgos ambientales, debe ser cuidadosamente regulado, especialmente en el uso de agua y productos químicos. Es esencial que las autoridades realicen evaluaciones de impacto ambiental tanto antes como durante la ejecución del proyecto para detectar posibles daños a los ecosistemas o fuentes de agua. Además, se debe fomentar la participación pública y garantizar la transparencia en todo el proceso. Un enfoque colaborativo entre el sector público y privado es clave para equilibrar la rentabilidad del proyecto con la responsabilidad ambiental. Esta regulación flexible permitirá la innovación sin comprometer la protección del entorno.

Desde la perspectiva ambiental, la estimulación matricial ácida debe priorizarse, especialmente en áreas ecológicamente sensibles. Esta técnica tiene un menor impacto, al utilizar menos agua y productos químicos, lo que reduce el riesgo de contaminación de fuentes hídricas y daños a los ecosistemas. El fracturamiento hidráulico, aunque más efectivo en términos de producción, puede generar efectos negativos, como la alteración de la estabilidad sísmica y la contaminación del agua. Para mitigar estos impactos, es crucial realizar una evaluación detallada del impacto

ambiental antes de su implementación y desarrollar un plan de monitoreo continuo para detectar posibles problemas. Las mediciones de la calidad del agua y los niveles sísmicos deben ser vigiladas en tiempo real. Además, se deben implementar tecnologías que optimicen el uso de agua y reduzcan los productos químicos utilizados, lo que minimiza los efectos adversos y asegura la sostenibilidad a largo plazo del proyecto.

Desde un punto de vista económico, el fracturamiento hidráulico, aunque más costoso, ofrece un retorno de inversión significativamente mayor gracias al incremento de producción. Sin embargo, el alto costo inicial puede ser una barrera. Se recomienda un enfoque combinado y escalonado, comenzando con la estimulación matricial ácida, que es más asequible y presenta menos riesgos. Esto permitirá generar producción a menor costo, mientras se evalúan los resultados antes de hacer una inversión mayor en fracturamiento hidráulico. A medida que el pozo demuestra su rendimiento y la rentabilidad lo justifique, se puede aplicar fracturamiento hidráulico para maximizar la producción. Este enfoque reduce los riesgos financieros al distribuir los costos a lo largo del tiempo y asegura que la inversión se haga cuando el proyecto haya demostrado su viabilidad. Además, se debe realizar un análisis continuo de costos y beneficios, ajustando el enfoque según las condiciones del mercado y el desempeño del pozo.

Referencias Bibliográficas

- García, A. (2010). Geología y Exploración de Hidrocarburos en la Cuenca Oriente de Ecuador. *Geología Regional de Ecuador*, 27.
- Davis, G. (2019). Geología Estructural. *McGraw-Hill*, 12.
- Boggs, S. (2016). Principios de Estratigrafía, Sedimentología y Estratigrafía. *Pearson Prentice Hall*, 15.
- Economides, M. (2017). Reservoir Engineering Handbook, Applied Petroleum Reservoir Engineering. *Handbook Elsevier*, 120.
- Johnson, P. (2018). Modern Well Test Analysis. Petroway Inc. *Cambridge University Press*, 15.
- Jenkins, R. (2014). Introduction to X-ray Powder Diffraction. *Wiley-Interscience.*, 17.
- López, V. (2019). Minerales Arcillosos y su Aplicación en la Industria Petrolera. *Editorial Ciencias Técnicas*, 13-19.
- Smith, M. (2020). Estimulación de Reservorios: Métodos y Técnicas Avanzadas. *Schlumberger*, 19-34.
- Romero, A. (2018). Uso de Ácido Clorhídrico en la Estimulación de Reservorios. *Editorial Ciencia y Técnica*, 187-204.
- Pérez, F. (2021). Estimulación Ácida con Ácido Fluorhídrico en Pozos Petroleros. *SPE (Sociedad de Ingenieros Petroleros) Capítulo Latinoamérica.*, 24-27.
- Sánchez, L. (2023). Aplicaciones de Ácido Fluorhídrico en la Industria Petrolera. *Editorial Petropress*, 18-24.
- Fernández, E. (2021). Métodos de Evaluación de la Permeabilidad en Yacimientos. *Editorial Universitaria*, 19.

- Mena, F. (2020). Métodos de Permeabilidad y Recuperación en Yacimientos No Convencionales. *Editorial Alfaomega.*, 128-145.
- Martínez, S. (2015). Equipos de Estimulación en Yacimientos Petroleros. *Editorial Reverte.*, 67.
- Montgomery, C. (2021). Fracturamiento Hidráulico: Teoría, Implementación y Aplicaciones. *SPE (Sociedad de Ingenieros Petroleros)*, 47.
- Blanco, A. (2014). Equipos para Fracturación Hidráulica y Estimulación de Reservorios. . *Editorial Sigma.*, 18-23.
- Paredes, R. (2022). Geomecánica de Rocas en la Ingeniería Petrolera. *Editorial UNAM.*, 187-194.
- Pérez, G. (2023). Materiales Apuntalantes para Fracturación Hidráulica en Yacimientos No Convencionales. . *SPE.*, 98-112.
- Kleinberg, R. (2020). Fluidos de Fracturación Hidráulica: Composición y Características. . *Editorial Elsevier.*, 19-38.
- Ríos, F. (2021). Modelos de Propagación y Amplitud de Fracturas Hidráulicas. *Editorial Técnica y Ciencia.*, 178-190.
- Lee, W. (2019). Modelo de Longitud de Fracturas Hidráulicas en Yacimientos Petroleros. *Editorial Universitaria.*, 29.
- Vázquez, J. (2023). Permeabilidad de Fracturas y su Relación con la Producción de Hidrocarburos. *SPE*, 197-213.
- Horne, R. (2017). Análisis de Pruebas de Pozos: Fundamentos y Aplicaciones. *Ediciones Técnicas del Petróleo.*, 15.
- Blasingame, T. (2021). Curvas IPR en Yacimientos con Fracturamiento Hidráulico. *SPE Journal*, 15.
- Rachford, L. (2017). Bombas Eléctricas Sumergibles: Diseño y Aplicación. *PenWell*, 18.

Anexos

HISTORIAL DE PRODUCCION

QF	QO	QW
633	506,4	126,6
615	492	123
615	492	123
650	520	130
678	542,4	135,6
666	532,8	133,2
667	533,6	133,4
623	498,4	124,6
698	558,4	139,6
634	507,2	126,8
689	551,2	137,8
670	536	134
622	497,6	124,4
616	492,8	123,2
670	536	134
660	528	132
654	523,2	130,8
630	504	126
697	557,6	139,4
667	533,6	133,4
699	559,2	139,8
678	542,4	135,6
552	441,6	110,4
555	444	111
560	448	112
561	448,8	112,2
630	504	126
623	498,4	124,6
577	461,6	115,4
555	444	111
644	515,2	128,8
566	452,8	113,2
556	444,8	111,2
557	445,6	111,4

556	444,8	111,2
645	516	129
650	520	130
599	479,2	119,8
625	500	125
567	453,6	113,4
579	463,2	115,8
610	488	122
650	520	130
630	504	126
650	520	130
635	508	127
620	496	124
613	490,4	122,6
609	487,2	121,8
599	479,2	119,8
570	456	114
548	438,4	109,6
537	429,6	107,4
530	424	106
510	408	102
404	323,2	80,8
456	364,8	91,2
420	336	84
457	365,6	91,4
417	333,6	83,4
444	355,2	88,8
445	356	89
423	338,4	84,6
419	335,2	83,8
401	320,8	80,2
478	382,4	95,6
489	391,2	97,8
500	400	100
422	337,6	84,4
440	352	88
455	364	91
478	382,4	95,6
469	375,2	93,8
446	356,8	89,2
499	399,2	99,8

481	384,8	96,2
480	384	96