

Pregrado

**Carrera: EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

**Asignatura (UIC): Proyectos de Exploración y
Producción de Petróleo y Gas Natural**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título en: TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
Y GAS NATURAL.**

**Tema: Incrementar la producción en el pozo Drago-14 del
Bloque-57 Shushufindi del mediante fracturamiento
Hidráulico e Inyección de vapor en el año 2025.**

Autores:

Campos Moina Luis Fabián

Muñoz Jibaja Iván Alexander

Sánchez Guananga Verónica Alexandra

Tutor: Ing. Luis Álvarez'

Fecha: Agosto 2025



Autor:



Campos Moina Luis Fabián

Título a obtener: Tecnólogo Universitario en Exploración y
Producción de Petróleo y Gas Natural

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Luis.campos@ister.edu.ec

Autor:



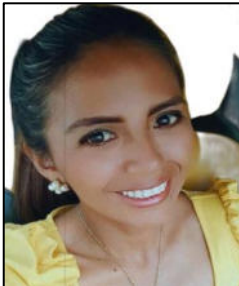
Muñoz Jibaja Iván Alexander

Título a obtener: Tecnólogo Universitario en Exploración y
Producción de Petróleo y Gas Natural

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: ivan.munoz@ister.edu.ec

Autor:



Sánchez Guananga Verónica Alexandra

Título a obtener: Tecnólogo Universitario en Exploración y
Producción de Petróleo y Gas Natural

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: veronica.sanchez@ister.edu.ec

Dirigido por:



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título: Magister

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: luis.alvarez@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

CAMPOS MOINA LUIS FABIÁN

MUÑOZ JIBAJA IVÁN ALEXANDER

SÁNCHEZ GUANANGA VERÓNICA

ALEXANDRA

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 17 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, Campos Moina Luis Fabián declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Incrementar la Producción en el Pozo Drago 14 del Bloque 57 Shushufindi mediante Fracturamiento Hidráulico e Inyección de Vapor en el año 2025, de la Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural ; 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,



Campos Moina Luis Fabián
C.I.: 0603081118

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 17 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

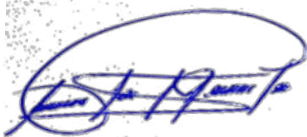
Presente

Por medio de la presente, yo, Muñoz Jibaja Iván Alexander declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Incrementar la Producción en el Pozo Drago 14 del Bloque 57 Shushufindi mediante Fracturamiento Hidráulico e Inyección de Vapor en el año 2025, de la Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural ; 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,



Muñoz Jibaja Iván Alexander
C.I.: 0201944840

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 17 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

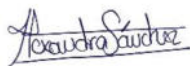
Presente

Por medio de la presente, yo, Sánchez Guananga Verónica Alexandra declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Incrementar la Producción en el Pozo Drago 14 del Bloque 57 Shushufindi mediante Fracturamiento Hidráulico e Inyección de Vapor en el año 2025,, de la Tecnología Universitaria en Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural ; 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,



Sánchez Guananga Verónica Alexandra
C.I.: 2100354634

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

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

AUTORES:

MUÑOZ JIBAJA IVÁN ALEXANDER, SÁNCHEZ GUANANGA VERÓNICA ALEXANDRA

TUTOR: ALVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0986830613 / 0989834712

CORREO ELECTRÓNICO: alexisj003@hotmail.com / veronicalexa_2@hotmail.com

**TEMA: INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO 14 EN EL BLOQUE 57
MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO E INYECCIÓN DE VAPOR EN EL AÑO
2025**

OPCIÓN DE TITULACIÓN: UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El Pozo Drago-14, ubicado en el Bloque 57 del campo Shushufindi, presentó una marcada disminución en su producción debido a alta viscosidad del crudo (65 cP), presencia de emulsiones, compactación geológica que redujo la porosidad y permeabilidad (46 mD), incrustaciones minerales, asfáltenos y deficiencias en el levantamiento artificial. Se evaluaron dos técnicas de intervención: fracturamiento hidráulico e inyección continua de vapor. El fracturamiento hidráulico incrementó la permeabilidad de 46 mD a 860 mD y la porosidad del 17 % al 23 %, reduciendo el daño de formación del 13 % a -5 %. La producción aumentó de 260 BFPD a 604,63 BFPD (incremento de 417 BPPD), con una producción acumulada de 243.087 barriles en 60 meses. Sin embargo, la declinación fue progresiva hasta 159 BPPD al final del periodo. La inyección continua de vapor, con un volumen de 3,6 mmscf, presión de saturación de 1.268 psi y temperatura de 575 °F (1.225.000 BTU), redujo la viscosidad de 65 cP a 8 cP y cubrió un área de 6,7 acres en 2,7 días. Esto permitió una producción inicial de 891 BPPD y final de 320 BPPD, logrando una producción acumulada de 487.952 barriles en 60 meses, casi el doble que con el fracturamiento. Los resultados demuestran que, aunque el fracturamiento mejora significativamente las propiedades petrofísicas, la inyección continua de vapor

ofrece mayor recuperación y estabilidad a largo plazo, siendo la técnica más eficiente para crudos pesados como el del Pozo Drago-14.

PALABRAS CLAVE:

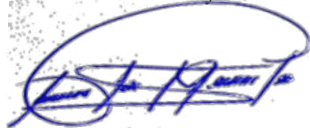
Pozo Drago-14, crudo pesado, fracturamiento hidráulico, inyección de vapor, permeabilidad, viscosidad, recuperación mejorada.

ABSTRACT:

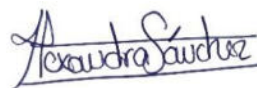
The Drago-14 well, located in Block 57 of the Shushufindi field, showed a marked decline in production due to high crude oil viscosity (65 cP), presence of emulsions, geological compaction that reduced porosity and permeability (46 mD), mineral scale, asphaltenes, and deficiencies in artificial lift systems. Two intervention techniques were evaluated: hydraulic fracturing and continuous steam injection. Hydraulic fracturing increased permeability from 46 mD to 860 mD and porosity from 17% to 23%, reducing formation damage from 13% to -5%. Production rose from 260 BFPD to 604.63 BFPD (an increase of 417 BPPD), with a cumulative production of 243,087 barrels over 60 months. However, production declined progressively to 159 BPPD by the end of the period. Continuous steam injection, with a volume of 3.6 mmscfd, a steam saturation pressure of 1,268 psi, and a temperature of 575 °F (1,225,000 BTU), reduced crude oil viscosity from 65 cP to 8 cP and covered an area of 6.7 acres in 2.7 days. This allowed for an initial production of 891 BPPD and a final rate of 320 BPPD, achieving a cumulative production of 487,952 barrels in 60 months—almost double that of hydraulic fracturing. Results show that, although fracturing significantly improves petrophysical properties, continuous steam injection provides higher recovery and long-term stability, making it the most efficient technique for heavy crude oil reservoirs such as Drago-14.

KEYWORDS:

Drago-14 well, heavy crude oil, hydraulic fracturing, steam injection, permeability, viscosity, enhanced recovery.



Muñoz Jibaja Iván Alexander
C.I.: 0201944840
AUTOR



Sánchez Guananga Verónica Alexandra
C.I.: 2100354634
AUTOR



Campos Moina Luis Fabián
C.I.: 0603081118

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 17 de agosto del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo CAMPOS MOINA LUIS FABIÁN, con C.I.: 0603081118 alumno de la Carrera EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Campos Moina Luis Fabián
C.I.: 0603081118

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 17 de agosto del 2025

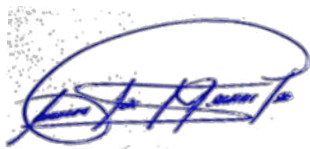
Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo MUÑOZ JIBAJA IVÁN ALEXANDER, con C.I.: 0201944840 alumno de la Carrera EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Muñoz Jibaja Iván Alexander
C.I.: 0201944840

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 17 de agosto del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo SÁNCHEZ GUANANGA VERÓNICA ALEXANDRA, con C.I.: 2100354634 alumno de la Carrera EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Sánchez Guananga Verónica Alexandra
C.I.: 2100354634

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a mi amada esposa Fanny Andrade y a mis queridos Hijos Janna Campos, Israel Campos, Jadassa Campos, quienes, con su amor, paciencia y apoyo incondicional me motivaron a culminar este meta. Esta tesis es también de ustedes nada de esto hubiera sido posible, cada sacrificio realizado encuentra sentido en ustedes, mi motor y mi inspiración.

Luis Campos. M.

Dedico este trabajo a mi padre que siempre está pendiente de mí, también a mi madre que me guía por el camino correcto desde el cielo y a mi amigo fiel Rocco que todas las noches me acompaña en clases y mientras realice las tareas. Gracias Señor Jesús por ser bueno conmigo.

Iván Muñoz. J.

Dedico esta tesis a mis padres Jalil y Flor por siempre ser ese apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida y guiarme en el amor en familia con la bendición de Dios. La vida cambia y tu cambiaste la mía, gracias a mi hijo Kenneth Jalil por ser la persona que me motiva a ser mejor cada día y nunca desmayar con tu alegría, tu amor y nuestra felicidad. También la dedico a mi familia que formo parte de este proceso, a la persona que siempre estuvo ahí cuando más lo necesitaba, a mis amigos que con su experiencia laboral fueron mi soporte en esta carrera y sobre todo a Dios por bendecirme con salud y vida

Alexandra Sánchez. G.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento al Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui, por brindarnos la oportunidad de formarnos profesionalmente y por poner a nuestra disposición los conocimientos, recursos y espacios necesarios para el desarrollo de este proyecto.

Nuestro reconocimiento especial a los docentes y autoridades de la institución, quienes con su guía, enseñanzas y motivación contribuyeron de manera significativa a nuestro crecimiento académico y personal. Su apoyo ha sido fundamental para fortalecer nuestras habilidades y para comprender la importancia de aplicar lo aprendido en proyectos que aporten valor.

De manera muy especial, deseo agradecer a los compañeros de proyecto, por su compromiso, esfuerzo y responsabilidad en cada una de las etapas del trabajo. Su colaboración y espíritu de trabajo en equipo hicieron posible culminar de manera exitosa este proceso.

RESUMEN

El Pozo Drago-14, ubicado en el Bloque 57 del campo Shushufindi, presentó una marcada disminución en su producción debido a alta viscosidad del crudo (65 cP), presencia de emulsiones, compactación geológica que redujo la porosidad y permeabilidad (46 mD), incrustaciones minerales, asfáltenos y deficiencias en el levantamiento artificial. Se evaluaron dos técnicas de intervención: fracturamiento hidráulico e inyección continua de vapor. El fracturamiento hidráulico incrementó la permeabilidad de 46 mD a 860 mD y la porosidad del 17 % al 23 %, reduciendo el daño de formación del 13 % a -5 %. La producción aumentó de 260 BFPD a 604,63 BFPD (incremento de 417 BPPD), con una producción acumulada de 243.087 barriles en 60 meses. Sin embargo, la declinación fue progresiva hasta 159 BPPD al final del periodo. La inyección continua de vapor, con un volumen de 3,6 mmscfd, presión de saturación de 1.268 psi y temperatura de 575 °F (1.225.000 BTU), redujo la viscosidad de 65 cP a 8 cP y cubrió un área de 6,7 acres en 2,7 días. Esto permitió una producción inicial de 891 BPPD y final de 320 BPPD, logrando una producción acumulada de 487.952 barriles en 60 meses, casi el doble que con el fracturamiento. Los resultados demuestran que, aunque el fracturamiento mejora significativamente las propiedades petrofísicas, la inyección continua de vapor ofrece mayor recuperación y estabilidad a largo plazo, siendo la técnica más eficiente para crudos pesados como el del Pozo Drago-14.

Palabras clave: Pozo Drago-14, crudo pesado, fracturamiento hidráulico, inyección de vapor, permeabilidad, viscosidad, recuperación mejorada.

Abstract:

The Drago-14 well, located in Block 57 of the Shushufindi field, showed a marked decline in production due to high crude oil viscosity (65 cP), presence of emulsions, geological compaction that reduced porosity and permeability (46 mD), mineral scale, asphaltenes, and deficiencies in artificial lift systems. Two intervention techniques were evaluated: hydraulic fracturing and continuous steam injection. Hydraulic fracturing increased permeability from 46 mD to 860 mD and porosity from 17% to 23%, reducing formation damage from 13% to –5%. Production rose from 260 BFPD to 604.63 BFPD (an increase of 417 BPPD), with a cumulative production of 243,087 barrels over 60 months. However, production declined progressively to 159 BPPD by the end of the period. Continuous steam injection, with a volume of 3.6 mmscfd, a steam saturation pressure of 1,268 psi, and a temperature of 575 °F (1,225,000 BTU), reduced crude oil viscosity from 65 cP to 8 cP and covered an area of 6.7 acres in 2.7 days. This allowed for an initial production of 891 BPPD and a final rate of 320 BPPD, achieving a cumulative production of 487,952 barrels in 60 months—almost double that of hydraulic fracturing. Results show that, although fracturing significantly improves petrophysical properties, continuous steam injection provides higher recovery and long-term stability, making it the most efficient technique for heavy crude oil reservoirs such as Drago-14.

Keywords: Drago-14 well, heavy crude oil, hydraulic fracturing, steam injection, permeability, viscosity, enhanced recovery.

Índice de contenido:

Glosario de Términos.....	16
Generalidades de Drago.....	18
Ubicación.....	18
Columna estratigráfica.....	18
Diagrama mecánico del pozo DRG-14.....	19
Planteamiento del problema.....	20
Problema científico.....	21
Justificación.....	22
MARCO TEÓRICO.....	24
Problemas en el reservorio.....	24
Daño de formación.....	24
Incrustaciones en el pozo.....	25
Taponamiento de los poros.....	26
Presencia de asfáltenos.....	26
Solución a la problemática.....	27
Fracturamiento Hidráulico.....	27
Principios físicos del fracturamiento hidráulico.....	29
Diseño de tratamientos de fracturamiento.....	31
Presión de Inyección.....	32

Caudal de Bombeo (Q)	32
Volumen de Fluido	32
Comportamiento de las fracturas en diferentes tipos de roca	33
Rocas Carbonatadas (Calcita, Dolomita).....	33
Areniscas (Siliciclásticas)	34
Esquistos y Lutitas (Shales).....	34
Rocas Arcillosas.....	34
Formaciones Fracturadas Naturalmente	35
Caracterización petrofísica para aplicaciones de fracturamiento.....	35
Propiedades Petrofísicas Importantes	35
Aumento en la Productividad.....	40
Consideraciones ambientales y riesgos del fracturamiento hidráulico	41
Inyección de vapor continua	41
Funcionamiento.....	42
Estrategias de Inyección de Vapor.....	42
Inyección en patrones	42
Mecanismos de recuperación térmica.....	45
Expansión Térmica	45
Disminución de la Viscosidad	45
Otros Efectos Relacionados	45

Aplicaciones de Métodos Térmicos.....	46
Tipos de procesos térmicos inyección continua, SAGD.....	46
Inyección Continua de Vapor	46
SAGD.....	46
Comportamiento de crudos pesados bajo condiciones térmicas.....	47
Arreglo de los pozos	47
Equipos para la inyección de vapor continua	48
CAPÍTULO III.....	53
Propuestas implementadas	53
Estado Actual del pozo Drago	53
Curva de oferta IPR DRG-014.....	53
Historiales de producción DRG-14.....	55
Registro eléctrico	58
Análisis de presión volumen y temperatura DRG-14	59
Daño de formación DRG-14.....	59
PROPUESTA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	60
Cálculo de la Presión a fracturar	62
Presión Hidrostática	63
Presión de fractura	64
Pérdida de presión en tubería (Pt).....	65

Perdidas de presión en los punzados Pd	67
Presión de inyección para la fractura	68
Dimensiones de la fractura.....	69
Cambios en las propiedades petrofísicas	71
Cálculos de la producción.....	74
Índice de productividad.....	74
Curva de oferta IPR	75
Inyección continua de vapor	78
Equipos en la inyección	78
Energía Requerida para la inyección de vapor	80
Entalpía de agua.....	80
Entalpía de vapor	80
Calor latente de vaporización.....	81
Presión y Temperatura	82
Temperatura promedio alcanzada en la zona calentada.....	82
Presión de saturación de vapor	82
Tiempo de cobertura	83
Reducción de la viscosidad.....	83
Barrido de vapor	85
Área de vapor.....	85

Radio caliente.....	85
Tasa de producción	86
Producción de petróleo	86
CAPÍTULO IV.....	89
RESULTADOS.....	89
Resultados Fracturamiento Hidráulico	89
Resultados de los parámetros petrofísicos	89
Curva de oferta IPR	90
Curva de declinación.....	91
Producción acumulada en 5 años.....	91
Resultados Inyección continua de Vapor.....	92
Reducción de la viscosidad.....	93
Producción de petróleo	94
Producción acumulada de petróleo	95
Selección de la propuesta seleccionada	95
CAPÍTULO V	97
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
Conclusiones	97
Recomendaciones	98
Bibliografía	99

Índice de figuras

Figura 1 Ubicación del campo	18
Figura 2 Reservorios productores de Drago	19
Figura 5 Diagrama de Ishikawa	21
Figura 6 Presencia de incrustaciones	25
Figura 7 Taponamiento de los poros.....	26
Figura 8 Fracturamiento Hidráulico	28
Figura 9 Tensión angular de la fractura	29
Figura 10 Geles en la fractura.....	30
Figura 11 Tratamiento de la fractura	32
Figura 12 Esfuerzos en distintos tipos de roca	33
Figura 13 Propiedades petrofísicas post fractura.....	37
Figura 14 Equipos en el fracturamiento hidráulico	39
Figura 15 Incremento de producción post fractura.....	40
Figura 16 Inyección de vapor	42
Figura 17 Reducción de la viscosidad	43
Figura 18 Aplicación de métodos térmicos	46
Figura 19 Inyección SAGD	47
Figura 20 Arreglo de pozos	48
Figura 21 Equipos en la inyección de vapor.....	49
Figura 20 Curva IPR actual	55

Figura 21	Historial de producción DRG-14	55
Figura 22	Registro eléctrico.....	58
Figura 23	Daño de formación prueba de presión DRG-14.....	60
Figura 24	Equipos en la inyección de vapor.....	61
Figura 25	Factor de fricción.....	67
Figura 26	IPR post fractura.....	76
Figura 27	Declinación producción.....	77
Figura 28	Equipos en la inyección de vapor.....	79
Figura 29	Modelo de reducción de viscosidad	84
Figura 30	Petrofísica post fractura.....	89
Figura 31	Ipr post fractura y actual.....	90
Figura 32	Declinación de la producción post fractura.....	91
Figura 33	Acumulado de petróleo	92
Figura 34	Inyección de vapor	93
Figura 35	Viscosidad vapor	94
Figura 36	Producción post inyección.....	94
Figura 37	Acumulado post inyección	95

Índice de tablas

Tabla 1 Causas y consecuencias	21
Tabla 2 Daño de formación.....	25
Tabla 3 Prueba de producción.....	54
Tabla 4 Historial de producción.....	56
Tabla 5 Propiedades PVT del campo Drago	59
Tabla 6 Datos para las propuestas.....	61
Tabla 7 Producción de petróleo	77
Tabla 8 Datos para la inyección.....	79
Tabla 9 Reducción de viscosidad.....	84
Tabla 10 Producción de petróleo post inyección	87
Tabla 11 Resultados	96

Glosario de Términos

Cagente	Concentración del agente sostén en el fluido fracturante (sin unidad)
Prof	Profundidad del pozo o formación (ft)
σ_H	Esfuerzo horizontal sobre la formación (psi)
σ_V	Esfuerzo vertical sobre la formación (psi)
ν (Poisson)	Relación de Poisson, deformación transversal/longitudinal (adimensional)
OD	Diámetro externo del revestimiento (in)
ID	Diámetro interno del revestimiento (in)
Qiny	Caudal de inyección de fluido (BPM)
μ	Viscosidad del fluido (cP)
g	Aceleración de la gravedad (ft/s ²)
Ndisparos	Número total de disparos en el revestimiento (sin unidad)
Ddisp	Diámetro de cada disparo u orificio (in)
Vfrac	Volumen total del fluido fracturante (gal)
Vbache	Volumen de fluido en el bache inicial (gal)
ρ_{prop}	Densidad del agente sustentante (lb/gal)
hfrac	Altura estimada de la fractura (ft)
kprop	Permeabilidad del canal con propante cerámico (mD)
k _i	Permeabilidad inicial del yacimiento (mD)
ρ_{fluido}	Densidad del fluido de fractura (g/cm ³)
re	Radio de drenaje o influencia del pozo (ft)
A	Área de drenaje o fractura (acres)
r _w	Radio del pozo (ft)
J _o	Índice de productividad (BFPD/psi)
P _r	Presión del reservorio (psi)
Q	Caudal de producción del pozo (BFPD)
P _{wf}	Presión de fondo fluyente (psi)
BSW	Porcentaje de agua producida (BSW, %)
B _o	Factor de volumen de formación (B _Y /B _N)
T _{yac}	Temperatura del yacimiento (°F)
T _{vap}	Temperatura del vapor inyectado (°F)
A _{arr}	Área cubierta por los arreglos de pozos (acres)
k _w	Permeabilidad efectiva del medio (mD)
ρ_w	Densidad del agua (g/cm ³)
X _{st}	Calidad del vapor inyectado (%)
q _{iCO₂}	Caudal de inyección de CO ₂ (MMSCFD)
α	Difusividad térmica (adimensional o ft ² /día si se define)
ϕ	Porosidad del yacimiento (%)
So _i	Saturación inicial de aceite (%)

Ht	Espesor de la zona productiva (ft)
KOHB	Calor específico del aceite (Btu/lb-°F)
MS	Calor específico del sólido o roca (Btu/lb-°F)
HT	Calor total transferido (Btu/lb-°F)
MOB	Calor del aceite producido (Btu/lb-°F)
Sors	Saturación residual de aceite (%)
hn	Espesor neto del yacimiento (ft)

INTRODUCCIÓN

Generalidades de Drago

Ubicación

El Campo Drago, ubicado en la provincia de Sucumbíos, Ecuador, forma parte del corredor petrolero Sacha–Shushufindi en la Cuenca Oriente. Descubierto en marzo de 1999 mediante la perforación del pozo exploratorio Drago Norte 1 por Petroecuador, se identificó la presencia de crudo liviano con un grado API entre 26° y 29°.

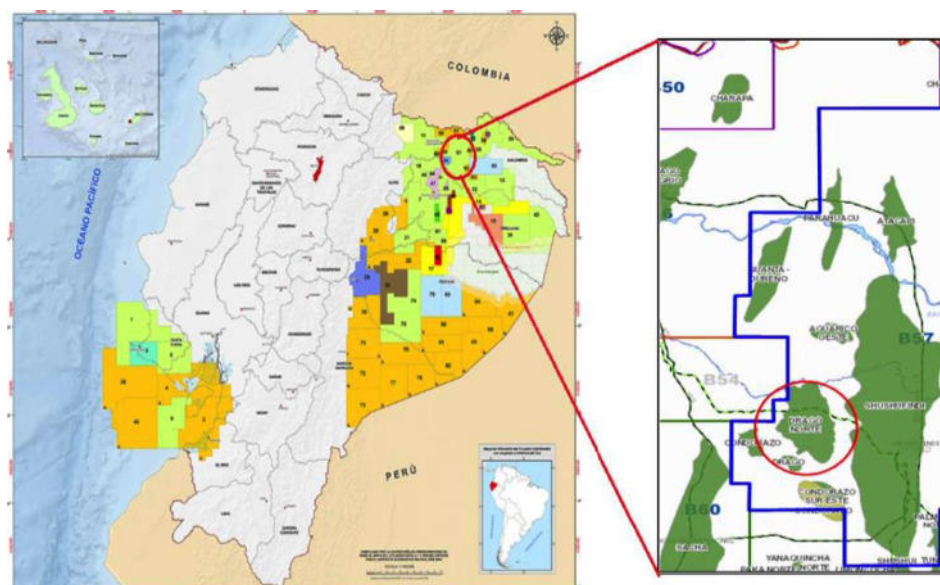


Figura 1 Ubicación del campo

Columna estratigráfica

En reservorios de las formaciones U, T y Hollín Superior. Este hallazgo confirmó el potencial hidrocarburífero de la zona occidental del campo Shushufindi.

En cuanto a las reservas, se estimaron inicialmente en aproximadamente 9 millones de barriles de petróleo. La producción de fluidos incluye petróleo 11000 BPPD, gas y agua 13000 BAPD, siendo necesario un manejo adecuado para optimizar la recuperación y minimizar los

impactos ambientales. El diseño de las facilidades de producción debe considerar la medición continua del flujo de gas, petróleo y agua sin separar, para garantizar una operación eficiente.

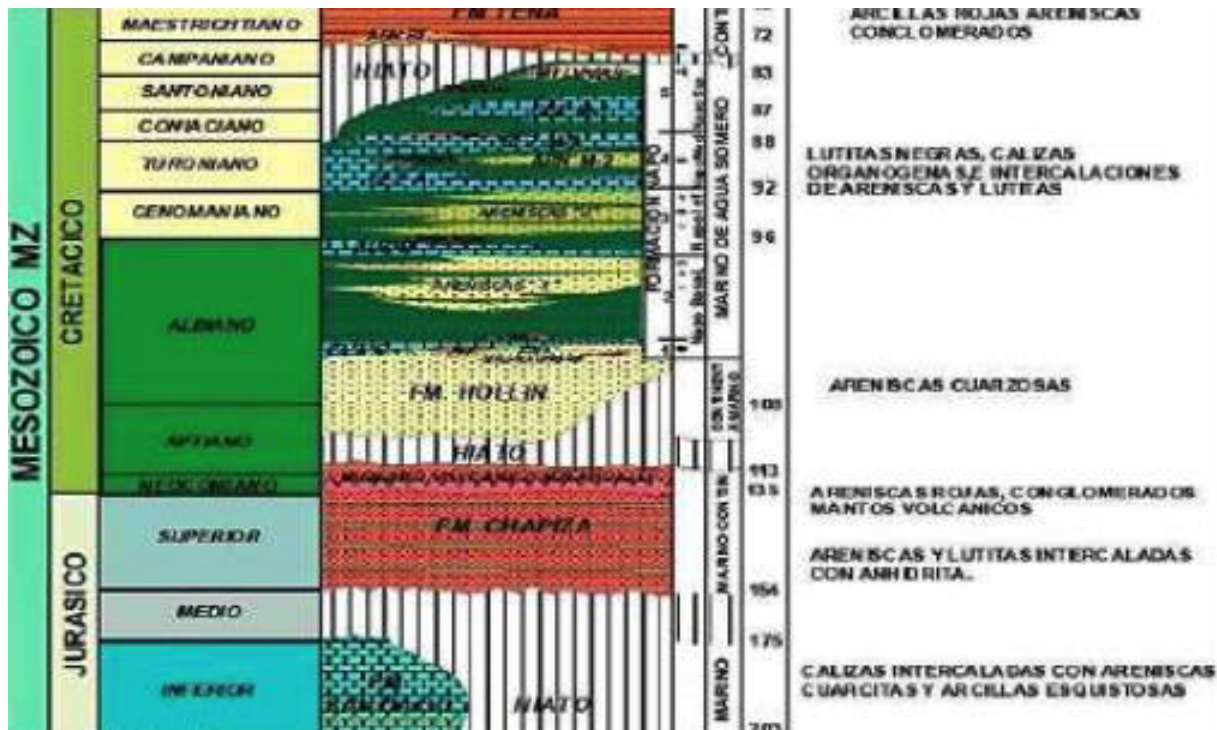


Figura 2 Reservorios productores de Drago

Diagrama mecánico del pozo DRG-14

El pozo DRG-14 está completado con un sistema de producción artificial compuesto por dos bombas DN-725, diseñadas para manejar caudales medios y condiciones de producción con contenido de gas y sólidos moderados. Cuenta con un separador de gas Serie 400, que permite eficientemente la remoción de gas libre antes del ingreso a las bombas, protegiendo su operación. El sistema es impulsado por un motor de 250 HP, que proporciona la potencia necesaria para mantener un levantamiento estable. Además, se utiliza tubería de producción de 3 1/2 pulgadas, grado N80, adecuada para soportar presiones internas y condiciones mecánicas exigentes del fondo del pozo como se observa en el anexo 1

Planteamiento del problema

El Pozo Drago-14, ubicado en el Bloque 57 del campo Shushufindi, presenta una marcada disminución en su producción debido a múltiples factores relacionados con las características del fluido y las condiciones del yacimiento. El crudo extraído posee una alta viscosidad y una considerable presencia de emulsiones, lo que dificulta su desplazamiento a través del medio poroso y afecta directamente la eficiencia del transporte desde el fondo del pozo. Esta problemática se ve intensificada por condiciones adversas de presión y temperatura en fondo, las cuales no solo complican el flujo de fluidos, sino que también favorecen la formación de fases no deseadas y la estabilidad de las emulsiones. Además, el yacimiento ha experimentado un proceso de compactación geológica prolongada, lo que ha provocado una reducción significativa de la porosidad y la permeabilidad, limitando la capacidad del reservorio para permitir el paso de hidrocarburos. Este entorno ya restrictivo se ve aún más afectado por la presencia de incrustaciones y precipitación de minerales, como carbonatos y sulfatos, que obstruyen los poros de la roca y disminuyen aún más la productividad del sistema. En el ámbito operativo, se identifica un diseño inadecuado del sistema de levantamiento artificial, el cual ha resultado en bajos caudales, alto desgaste mecánico y frecuentes interrupciones en la producción. La acumulación de sólidos en el sistema ha generado bloqueos recurrentes y daño en los componentes de las bombas, lo que contribuye a una disminución sostenida en la eficiencia del levantamiento. Por otra parte, la presencia de asfáltenos, una elevada relación gas-líquido y un alto contenido de vapor han intensificado la viscosidad del crudo y promovido la formación de emulsiones estables que complican la separación de fases. En conjunto, estos factores formacionales, fisicoquímicos y operativos configuran un escenario complejo en el que la eficiencia productiva del Pozo Drago-14 se encuentra gravemente comprometida, requiriendo una intervención técnica integral que incluya

mejoras en el levantamiento artificial, tratamiento de sólidos y emulsiones, y estrategias de estimulación de formación para restaurar la permeabilidad y el flujo del yacimiento.

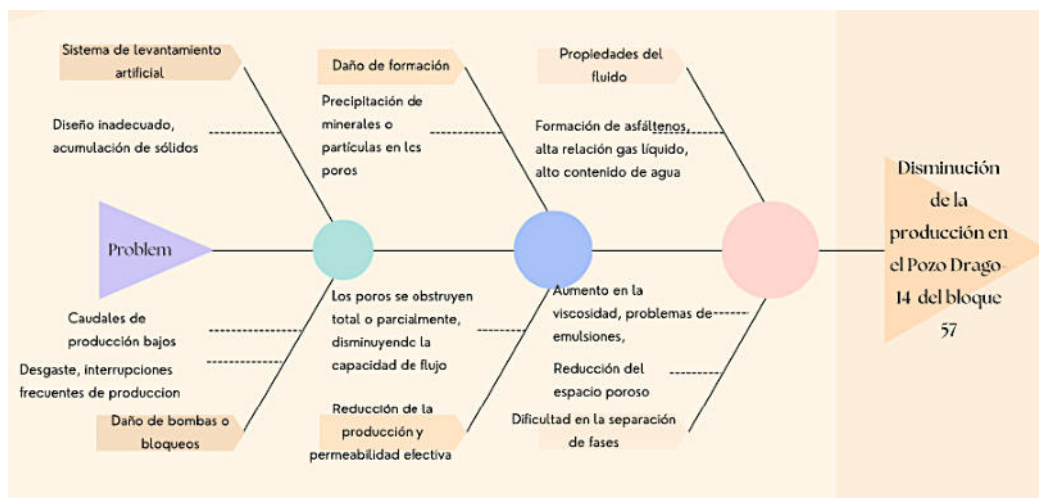


Figura 3 Diagrama de Ishikawa

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

Tabla 1 Causas y consecuencias

Causa	Consecuencia
Deposición de minerales o partículas en la formación	Bloqueo parcial o completo de los poros del yacimiento
Taponamiento de los poros del yacimiento	Disminución de la tasa de producción y de la permeabilidad del medio
Presencia de asfaltenos, alta proporción gas-líquido o contenido elevado de agua	Incremento de la viscosidad y aparición de emulsiones problemáticas
Dificultades en la separación de las fases	Menor eficiencia en el flujo del petróleo crudo
Presencia excesiva de sólidos	Fallas en las bombas o taponamientos en el sistema
Configuración incorrecta del sistema de levantamiento artificial	Producción limitada, desgaste prematuro y paradas frecuentes en la operación

Problema científico

El problema del Pozo Drago-14 radica en la significativa disminución de la producción de hidrocarburos, causada por la combinación de condiciones físico-químicas del fluido y características del yacimiento. La alta viscosidad del crudo, la formación de emulsiones estables,

la presencia de sólidos, asfáltenos y la precipitación de minerales han obstruido los poros de la formación, reduciendo su permeabilidad. A esto se suma un sistema de levantamiento artificial ineficiente, que limita el flujo y causa frecuentes fallas operativas. Esta compleja interacción entre factores de formación y operativos impide el óptimo desarrollo del pozo y compromete su rentabilidad.

Justificación.

Incremento de producción

La producción del Pozo Drago-14 se incrementará mediante la implementación del fracturamiento hidráulico, que permitirá abrir canales de flujo en la formación compactada, superando problemas de baja permeabilidad y obstrucción de poros. A su vez, la inyección de vapor contribuirá a restituir la presión del yacimiento y desplazar crudo atrapado hacia el pozo productor. La combinación de estas técnicas ayudará a recuperar zonas con bajo drenaje, estabilizar el flujo de producción, reducir el daño en el sistema de levantamiento artificial y disminuir las interrupciones operativas. Estas acciones permitirán un aumento progresivo y sostenible en la producción diaria del pozo, mejorando la eficiencia general del campo.

Justificación legal

Según la Ley de Hidrocarburos del Ecuador, las actividades de explotación deben ejecutarse con eficiencia técnica, responsabilidad ambiental y enfoque de sostenibilidad:

Artículo 3: Declara que los recursos hidrocarburíferos son de interés público y deben ser aprovechados de forma racional y técnica para beneficio del país.

Artículo 10: Establece que la explotación debe realizarse con criterios de eficiencia, seguridad y sostenibilidad, promoviendo el uso de tecnologías que mejoren la recuperación de hidrocarburos.

Artículo 30: Obliga al operador a adoptar medidas técnicas y operativas que eviten la pérdida de producción, daños al yacimiento y mal uso del recurso energético.

La aplicación del fracturamiento hidráulico y la inyección de vapor en el Pozo Drago-14 está alineada con este marco normativo, al proponer una intervención técnica racional que maximiza el factor de recobro del yacimiento sin comprometer su integridad ni el equilibrio ambiental. Estas técnicas permiten cumplir con los principios legales de optimización productiva, preservación del recurso y mejora continua en la eficiencia operativa.

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

Problemas en el reservorio

El daño de formación es la reducción de la permeabilidad natural del yacimiento cerca del pozo, causada por procesos físicos, químicos o mecánicos. Entre sus principales causas están las incrustaciones, que son depósitos de sales u otros sólidos que obstruyen la tubería o la formación. El taponamiento de los poros ocurre cuando partículas finas o lodos invaden la matriz rocosa, bloqueando el flujo del hidrocarburo. Además, la presencia de asfáltenos, compuestos pesados del crudo, puede provocar depósitos sólidos en la formación o en los equipos de producción, reduciendo la eficiencia. Todos estos factores afectan negativamente la productividad del pozo.

Daño de formación

El daño de formación se refiere a la disminución de la permeabilidad efectiva de la roca del yacimiento, especialmente en la vecindad del pozo, causada por la invasión de fluidos incompatibles, sólidos o reacciones químicas. Este fenómeno impide que el petróleo, gas o agua fluyan libremente hacia el pozo, reduciendo la productividad. Puede ocurrir durante la perforación, completación o producción, y se manifiesta como una caída de presión anormal. La evaluación del daño es clave para planificar tratamientos de estimulación, como acidificación o fracturamiento, que restauren la capacidad original del reservorio y aseguren una producción económica y sostenida del pozo. (Gonzales, 2014)

Tabla 2 Daño de formación

Condición del pozo	Valor de S
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Incrustaciones en el pozo

Las incrustaciones en el pozo son depósitos sólidos, usualmente compuestos por sales como carbonato de calcio, sulfato de bario o hierro, que se forman debido a cambios de presión, temperatura o incompatibilidad entre aguas. Estas sustancias se adhieren a las paredes de la tubería, bombas y otros equipos, restringiendo el flujo de fluidos y dañando componentes mecánicos. Su presencia afecta la eficiencia del sistema de producción y puede provocar paradas operativas costosas. Las incrustaciones se controlan mediante el uso de inhibidores químicos, tratamientos ácidos o técnicas mecánicas de limpieza, siendo esencial su monitoreo para mantener la continuidad operativa del pozo. (Pena, 2015)



Figura 4 Presencia de incrustaciones

Taponamiento de los poros

El taponamiento de los poros ocurre cuando sólidos finos, emulsiones, lodos de perforación o productos de reacciones químicas invaden la formación y obstruyen los canales porosos por donde fluye el hidrocarburo. Este fenómeno reduce drásticamente la permeabilidad efectiva, dificultando el paso del fluido hacia el pozo. Es una forma común de daño de formación, frecuentemente asociada a prácticas inadecuadas de perforación o completación. El diagnóstico incluye pruebas de presión y análisis petrofísico. Para su mitigación se emplean tratamientos como lavado con solventes, desplazamiento con fluidos compatibles o acidificación, restaurando así el contacto efectivo entre la formación y el pozo.

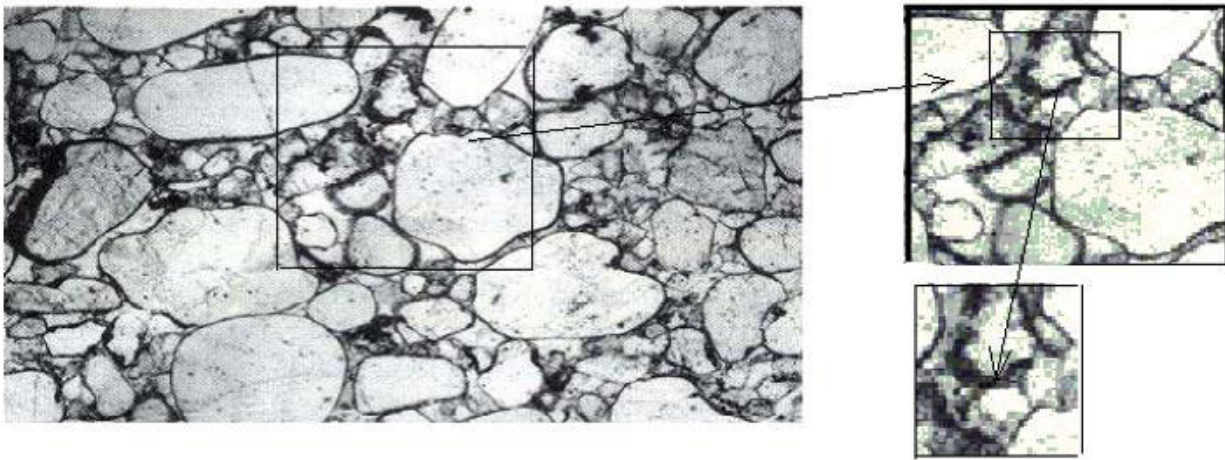


Figura 5 Taponamiento de los poros

Presencia de asfáltenos

Los asfáltenos son compuestos pesados y polares presentes en el petróleo crudo, que pueden precipitarse y depositarse en la formación, tuberías o equipos de producción debido a cambios de presión, temperatura o composición del fluido. Su precipitación forma barreras que restringen el flujo de crudo, generan taponamientos y reducen la eficiencia operativa. Este problema es común en crudos pesados y de mediana API. Para su prevención y control se utilizan

dispersantes, inhibidores y solventes, así como monitoreo continuo de condiciones de operación. El manejo adecuado de los asfáltenos es esencial para evitar pérdidas de producción y daños permanentes en el pozo.

Solución a la problemática

La notable disminución en la como resultado de un daño significativo a la formación. Este daño se origina por múltiples factores geológicos y operativos que afectan directamente la capacidad del yacimiento para permitir el flujo de hidrocarburos. La compactación prolongada ha reducido la porosidad y permeabilidad natural, mientras que la precipitación de minerales, formación de incrustaciones y acumulación de sólidos han provocado la obstrucción parcial o total de los poros. Además, la presencia de asfáltenos, una alta relación gas líquido y contenido de agua elevada han generado emulsiones complejas y aumentado la viscosidad del crudo, dificultando aún más su desplazamiento. Estas condiciones han sido exacerbadas por un sistema de levantamiento artificial ineficiente, agravando las pérdidas de producción. (Chango, 2020)

Fracturamiento Hidráulico

El fracking es un método artificial de estimulación aplicado en el sector del petróleo para aumentar la eficiencia de pozos con baja permeabilidad. Esta técnica consiste en la inyección de un líquido a alta presión, lo que provoca la creación de fracturas en las rocas del yacimiento, facilitando la conexión entre este y el pozo.

Fundamentos del fracking

Planificación del tratamiento: Se evalúan la geomecánica del yacimiento, la presión de fractura y las características de la roca.

Preparación del pozo: Se realiza un proceso de cimentación y perforación selectiva.

Inyección del líquido: Se emplea un fluido (combinación de agua, aditivos y arena) a presiones que superan la presión de fractura.

Creación de fracturas

La presión existente causa el surgimiento y la propagación de fracturas en la roca.

Inserción del agente de sostenimiento

Se introduce arena u otro tipo de material (proppant) para mantener las fracturas abiertas.

Extracción: Se disminuye la presión, el líquido regresa al pozo y comienza la extracción de hidrocarburos a través de las nuevas rutas de flujo. (Jacome, 2016)

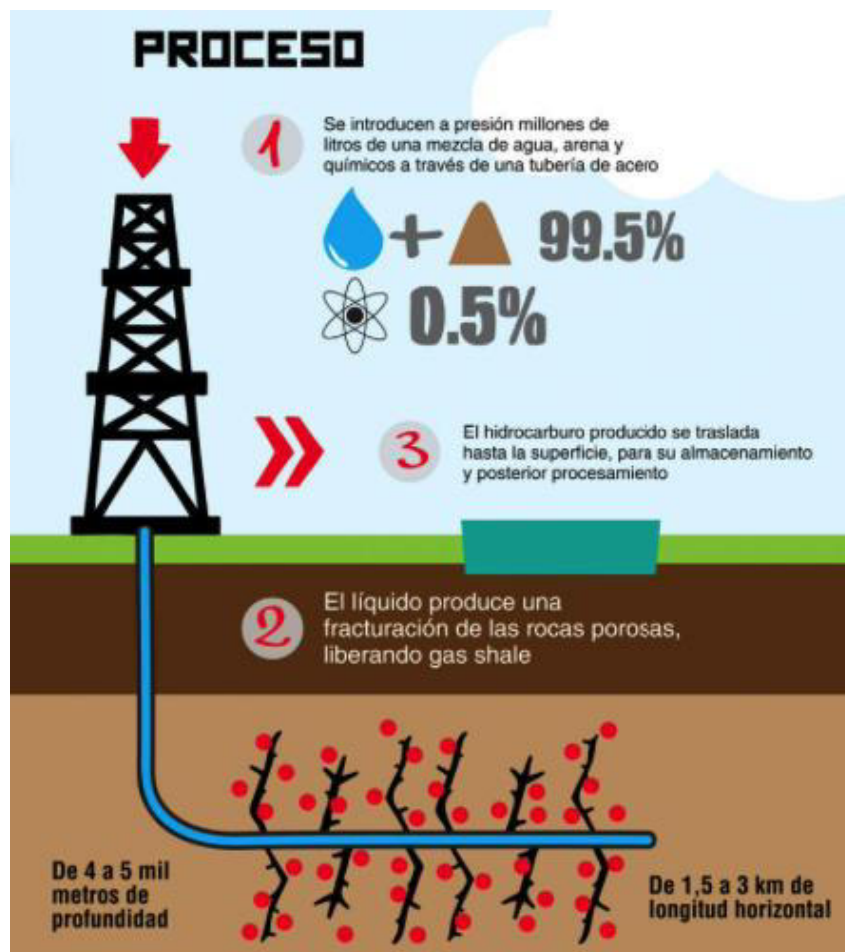


Figura 6 Fracturamiento Hidráulico

Principios físicos del fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico se fundamenta en principios de mecánica de rocas, transporte de líquidos y expansión de fisuras. Su propósito es vencer la resistencia que presenta la roca para provocar fisuras artificiales que incrementen la permeabilidad del pozo.

Presión de Fractura

Es el nivel mínimo de presión requerido para fracturar la roca y crear una fisura. El líquido que se inyecta debe alcanzar y superar esta presión para iniciar y hacer crecer una fisura.

Mecánica de Rocas

Tensión efectiva: Las fisuras aparecen cuando la presión del fluido reduce la tensión efectiva entre los granos de la roca.

Modo de fractura: En su mayoría, el modo I (apertura), donde las paredes de la roca se separan de forma perpendicular al plano donde se produce la fractura.

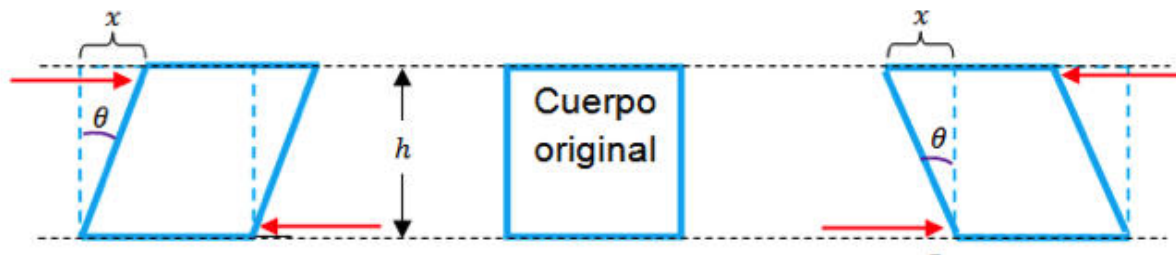


Figura 7 Tensión angular de la fractura

Propagación de Fractura

Se representa a través de modelos como PKN, KGD o 3D (Perkins-Kern-Nordgren, Khristianovic-Geertsma-de Klerk). Las dimensiones, altura y ancho de la fisura dependen de:

La presión de inyección.

El módulo de elasticidad de la roca.

Tiempo y ritmo de bombeo.

Volumen de líquido y tipo de soporte.

Conductividad de la Fractura

Es la habilidad de la fisura para permitir el drenaje del líquido una vez cerrada. Esto está influenciado por el soporte utilizado: su tamaño, forma y resistencia a la compresión.

Declinación de Presión y Flujo Posterior

Cuando la inyección cesa, el pozo comienza a liberar líquidos. La curva de presión es útil para evaluar la forma de la fractura y su efectividad. (Rodriguez, 2016)

Tipos de fluidos y aditivos utilizados en el fracturamiento

Los líquidos de fracturación son cruciales para generar y difundir fracturas, transportar agentes de soporte y ayudar en la recuperación de líquidos en el pozo. Estos líquidos consisten en una mezcla base líquida y una serie de componentes químicos que alteran sus características según lo que requiera el tratamiento.



Figura 8 Geles en la fractura

Tipos de Líquidos Base

a) Gel Lineal

Agua con polímeros espesantes (como el guar).

Viscosidad baja, ideal para fracturas de pequeño volumen.

Es asequible y fácil de elaborar.

b) Gel Entrecruzado

Agua con polímeros más agentes de entrecruzamiento (boro, titanio, circonio).

Alta viscosidad, lo que permite una mejor capacidad para transportar agentes de soporte.

Se utiliza en yacimientos profundos o a altas presiones.

c) Fracturación con Espuma

Combinación de gas (nitrógeno o CO₂) con un líquido base.

Disminuye el consumo de agua y mejora el flujo de retorno.

Efectiva para formaciones que son sensibles al agua.

d) Líquidos Sin Agua

Agua con un aditivo que reduce la fricción (surfactante).

Posee baja viscosidad, lo que demanda mayor presión de bombeo.

Es común en depósitos de shale debido a su bajo costo.

e) Líquidos a Base de Aceite o Diesel

Empleados en formaciones que son sensibles al agua o donde esta reacciona desfavorablemente con la roca.

Presentan menor compatibilidad ambiental.

Diseño de tratamientos de fracturamiento

El desarrollo de un enfoque para el fracturamiento hidráulico tiene como objetivo la creación de fracturas efectivas que aumenten la conexión del pozo con el reservorio, con el fin de optimizar la producción. Los tres factores principales son:

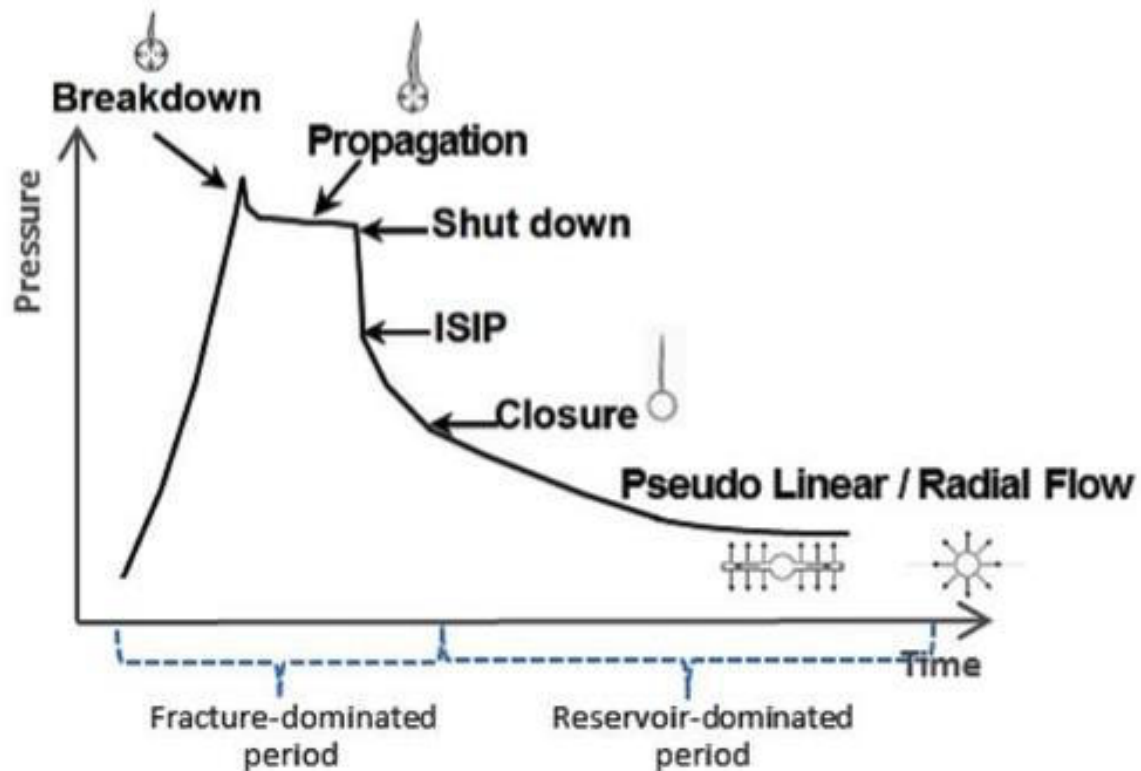


Figura 9 Tratamiento de la fractura

Presión de Inyección

Superar la presión de fractura del material para inducir y expandir las fracturas.

Caudal de Bombeo (Q)

Asegurar la velocidad de fractura deseada.

Transportar el material de soporte de manera eficiente hasta el extremo de la fractura.

Volumen de Fluido

Definir las dimensiones finales de la fractura (longitud, altura, ancho) y asegurar la correcta colocación del material de soporte.

Diseño del Material de Soporte

Concentración inicial: baja, para prevenir obstrucciones (ej. 0.5 lb/gal).

Concentración final: alta, para optimizar la conductividad (ej. 2-5 lb/gal).

Se establece una "rampa de concentración" durante el proceso de bombeo. (Chayres, 2017)

Comportamiento de las fracturas en diferentes tipos de roca

La difusión, forma y conductividad de las fracturas hidráulicas dependen en gran medida de las características físicas y mecánicas de la roca en el yacimiento. Cada tipo de litología reacciona de manera diferente a la tensión producida por el proceso de fracturamiento. (Torres, 2002)

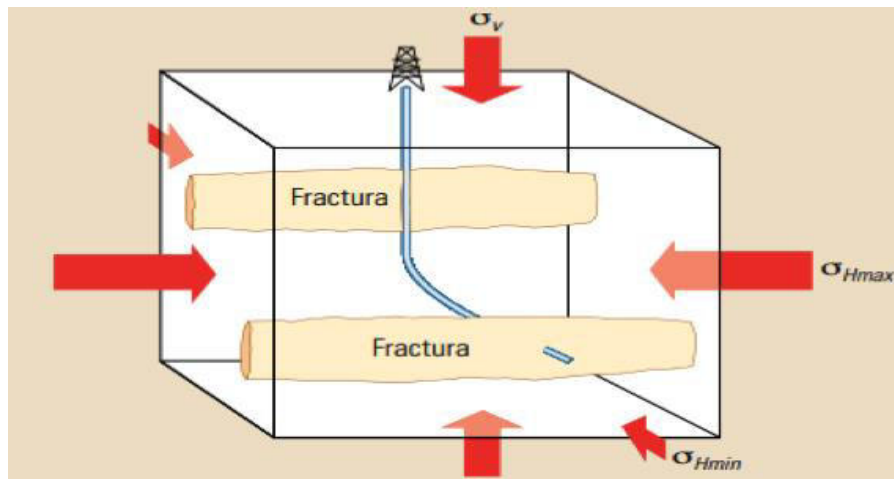


Figura 10 Esfuerzos en distintos tipos de roca

Rocas Carbonatadas (Calcita, Dolomita)

- Elevada rigidez mecánica (alto módulo de Young).
- Fragilidad media a alta.
- Elevada reactividad ante ácidos.
- Comportamiento de fracturas
- Fracturas relativamente largas y estrechas, alineadas con el esfuerzo mínimo.
- Buena conectividad cuando se combina con fracturamiento ácido (wormholes).
- Alta conductividad con el uso de apuntalantes.

Areniscas (Siliciclásticas)

- Formadas por cuarzo, feldespato y cementos.
- Porosidad y permeabilidad variables.
- Resistencia mecánica de moderada a alta.
- Comportamiento de fracturas:
- Fracturas más cortas y anchas, lo que facilita el transporte del proppant.
- Buena reacción a tratamientos viscosos con gel cruzado.
- Riesgo de daño en presencia de arcillas.

Esquistos y Lutitas (Shales)

- Rocas en capas, con permeabilidad muy baja.
- Alta anisotropía mecánica.
- Contienen materia orgánica y gas disuelto.
- Comportamiento de fracturas:
- Fracturas en múltiples redes (ramificadas) en vez de una línea simple.
- Tendencia a la fracturación natural inducida o reactivación de fracturas ya existentes.
- Mayor eficiencia con fluidos slickwater y bombeo a alta velocidad.

Rocas Arcillosas

- Elevada plasticidad y baja resistencia a la fractura.
- Baja permeabilidad y alto contenido de agua química.
- Tienden a expandirse al entrar en contacto con el agua.
- Fracturas poco estables o que tienden a cerrarse por sí mismas.
- Bajo desarrollo tanto a lo largo como en profundidad.

- Alto riesgo de daño por interacciones químicas.

Formaciones Fracturadas Naturalmente

- Rocas de diferentes tipos que poseen fracturas preexistentes.
- Conectividad natural alta, pero el flujo puede ser impredecible.
- Las fracturas inducidas pueden conectarse con las naturales, lo que puede mejorar o complicar la geometría.
- Resulta complicado anticipar la propagación y distribución del proppant.

Caracterización petrofísica para aplicaciones de fracturamiento

La caracterización petrofísica es fundamental en el diseño de la fracturación hidráulica, ya que facilita la comprensión de las propiedades de la roca para maximizar el tratamiento, identificar las áreas adecuadas, seleccionar los fluidos correctos y anticipar el comportamiento de las fracturas.

Es crucial valorar la calidad del reservorio y su posible respuesta al fracturamiento mediante la evaluación e interpretación de parámetros petrofísicos esenciales obtenidos de registros eléctricos, núcleos y ensayos de pozo. (Ronny, 2020)

Propiedades Petrofísicas Importantes

1. Porosidad

Refleja el volumen de espacio vacío que se puede utilizar para almacenar hidrocarburos.

Afecta tanto la capacidad de almacenamiento como la cantidad de fluido que puede ser movilizada. Se obtiene a partir de registros de neutrones, densidad, sínicos y resonancia magnética nuclear.

2. Permeabilidad

Evalúa la habilidad de la roca para permitir el paso de fluidos.

Es crucial para determinar la necesidad de fracturación: formaciones con baja permeabilidad (menos de 0.1 mD) son ideales. Se estima a través de pruebas de presión o análisis de núcleos.

3. Saturación de fluidos

Establece qué tipo de fluido (agua, petróleo o gas) ocupa el espacio poroso.

Ayuda a detectar áreas productivas y a evitar fracturas en zonas con alta saturación de agua.

4. Tipo de litología

Areniscas, carbonatos, lutitas y arcillas tienen respuestas distintas a la fractura y a los fluidos que se inyectan. Se identifica utilizando registros gamma de espectros, mineralogía (XRD) y estudios de corteza de pozos.

5. Módulo elástico y resistencia de la roca

Establece la reacción de la roca ante los esfuerzos aplicados durante el fracturamiento.

Se analizan parámetros como el módulo de Young, el coeficiente de Poisson, el límite de tracción y los esfuerzos en situ. Se derivan de registros sísmicos y pruebas geomecánicas.

6. Fracturabilidad

Roca frágil implica fracturas extensas y de alta conductibilidad.

7. Contenido y tipo de arcillas

Las arcillas pueden expandirse o bloquear poros al contacto con líquidos. Se mide mediante espectros gamma y resonancia magnética nuclear. Esto influye en la elección del fluido de fracturamiento, como el uso de inhibidores de arcillas o fluidos no acuosos.

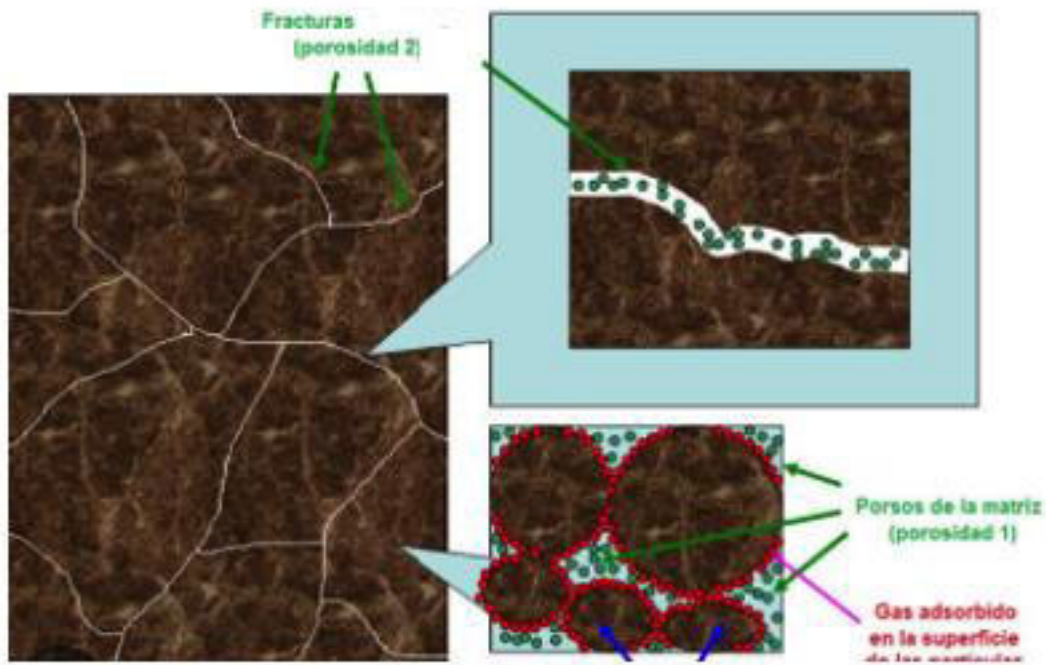


Figura 11 Propiedades petrofísicas post fractura

Equipos y herramientas utilizados en operaciones de fractura

El éxito de un proceso de fracturamiento hidráulico no solo involucra el diseño del tratamiento, sino también la utilización exacta, segura y coordinada de equipos en superficie, subsuelo, monitoreo y transporte de fluidos y agentes de apuntalamiento.

Equipos en Superficie

a) Bombas de alta presión

Bombas de tipo tríplex o quintuplex montadas sobre camiones.

Son capaces de generar presiones de hasta 15,000 psi o más, esenciales para romper formaciones densas.

b) Contenedores de almacenamiento

Para agua de fractura, aditivos químicos, geles y agentes rompientes.

Pueden ser tanques fijos o transportables como cisternas.

c) Mezcladora

Combina los fluidos de fractura junto con los aditivos y el material de apuntalamiento.

Regula la viscosidad, concentración y flujo de la mezcla.

d) Vehículos para aditivos

Gestionan la dosificación de productos químicos como biocidas, surfactantes y gelificantes.

Incluyen sistemas automáticos de control.

e) Sistema de control y monitoreo

Recoge información en tiempo real sobre presión, flujo y concentración de apuntalante.

Facilita ajustes en el tratamiento durante la ejecución.

Equipos en Subsuelo

a) Tubos y revestimiento

Tuberías que llevan el fluido de la superficie a la zona objetivo.

Deben ser duraderas ante presión, temperatura y corrosión.

b) Aisladores

Separan ciertas áreas del pozo para fracturar únicamente intervalos específicos.

Particularmente utilizados en tratamientos de múltiples etapas o en pozos horizontales.

c) Dispositivos de perforación

Crean pasajes a través del revestimiento y cemento para conectar el pozo con la formación.

Se activan por presión o electricidad antes de la fracturación.

d) Equipos de tubing careado

Permiten la inyección precisa de fluidos o la limpieza después del fracturamiento.

También se utilizan para instalar tapones o evaluar las zonas tratadas.

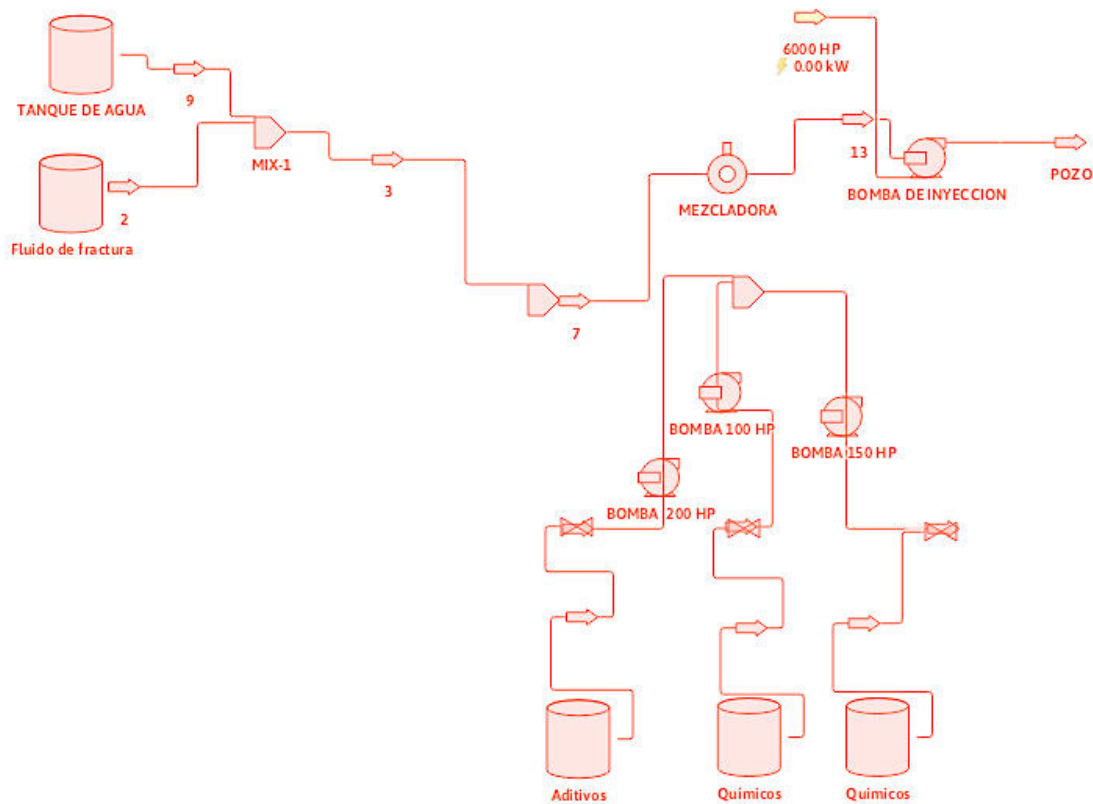


Figura 12 Equipos en el fracturamiento hidráulico

Efectos del fracturamiento en la permeabilidad y productividad

La fracturación hidráulica es un método significativo de estimulación en el sector petrolero que influye de manera directa, y generalmente benéfica, en dos factores clave del rendimiento de un pozo: la permeabilidad efectiva del sistema y su producción total.

Incremento de la Permeabilidad Efectiva

La permeabilidad inicial de las rocas en formaciones apretadas, no convencionales o con daño estructural suele ser extremadamente baja, en el rango de nanodarcys a milidarcys.

Mediante fracturamiento:

Se generan fracturas artificiales que se conectan al pozo, actuando como vías de alta conductividad para el flujo de hidrocarburos.

La permeabilidad efectiva del sistema puede multiplicarse entre 100 y 10.000 veces, según el diseño y la naturaleza de la roca.

La conductividad de la fractura se convierte en el factor más influyente del flujo hacia el pozo.

Aumento en la Productividad

La producción de un pozo se evalúa a través del índice de productividad.

Reduce el skin, que es la resistencia al flujo cerca del pozo. Incrementa de manera notable el índice de productividad. Facilita un mejor contacto entre el pozo y el reservorio, especialmente en pozos horizontales con múltiples etapas. (Delgado, 2018)

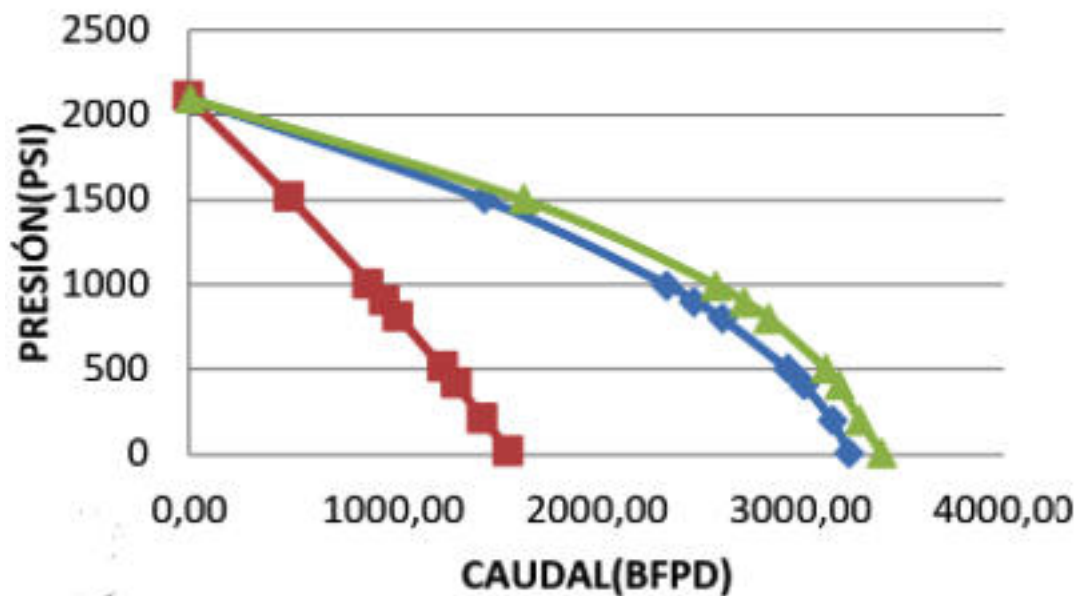


Figura 13 Incremento de producción post fractura

Monitoreo e interpretación de fracturas hidráulicas

El seguimiento y la interpretación del fracturamiento hidráulico son esenciales para:

Comprender la verdadera forma de la fractura.

Analizar la efectividad del tratamiento.

Prevenir la conexión con acuíferos o áreas no deseadas.

Mejorar los diseños futuros.

Consideraciones ambientales y riesgos del fracturamiento hidráulico

El fracking es un método sumamente eficaz para incrementar la extracción de hidrocarburos, aunque también presenta peligros ecológicos que deben ser controlados cuidadosamente para reducir efectos adversos.

Uso y Manejo del Agua

Se requieren grandes cantidades de agua, lo que ocasiona. Presión sobre los recursos de agua locales. Necesidad de tratar y reciclar el agua que se devuelve. Riesgo de contaminar acuíferos por la infiltración de líquidos o sustancias químicas.

Gestión de Líquidos Químicos y Desechos

Los líquidos utilizados en la fracturación incluyen aditivos químicos (biocidas, ácidos, surfactantes) que pueden ser peligrosos. Es fundamental un almacenamiento seguro. La correcta disposición o reciclaje de líquidos utilizados es esencial. Es necesario un control estricto para prevenir derrames. (Garcia, 2022)

Inyección de vapor continua

La inyección de vapor es un enfoque de recuperación avanzada de petróleo (EOR) que utiliza vapor caliente para aumentar la extracción en yacimientos con crudos pesados o de alta viscosidad. (Pozo, 2024)

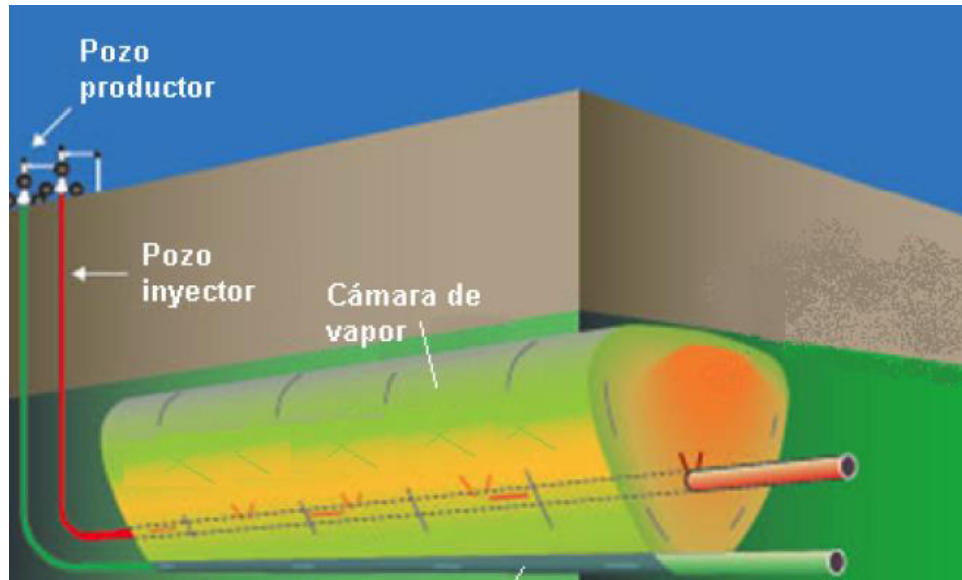


Figura 14 Inyección de vapor

Funcionamiento

El vapor caliente es introducido en el yacimiento mediante pozos de inyección.

La temperatura del vapor disminuye la densidad del petróleo, lo que facilita su desplazamiento hacia los pozos de producción.

Además, el vapor tiene la capacidad de expandir el petróleo y mejorar la presión en el yacimiento.

Estrategias de Inyección de Vapor

a) Inyección continua de vapor

Se inyecta vapor de manera constante en el yacimiento.

Esto crea un frente de desplazamiento que empuja el petróleo hacia las áreas de extracción.

Inyección en patrones

Vapor es inyectado en pozos seleccionados siguiendo patrones específicos para optimizar la recuperación.

Fundamentos termodinámicos de la inyección de vapor

La inyección de vapor se fundamenta en principios termodinámicos que influyen en cómo se comportan los fluidos dentro del reservorio, ayudando en la movilización del petróleo pesado a través de la transferencia de calor y los cambios de fase.

1. Transferencia de Calor

El vapor caliente (generalmente entre 200 y 350 grados Celsius) proporciona energía térmica a la formación y al petróleo.

La energía se mueve por conducción y convección hacia la roca y los fluidos presentes.

Esto incrementa la temperatura local del yacimiento, lo que altera las características del petróleo.

2. Reducción de la Viscosidad

La viscosidad del petróleo pesado está fuertemente influenciada por la temperatura.

Con el aumento de la temperatura, la viscosidad se reduce de manera exponencial conforme a la fórmula de Arrhenius.

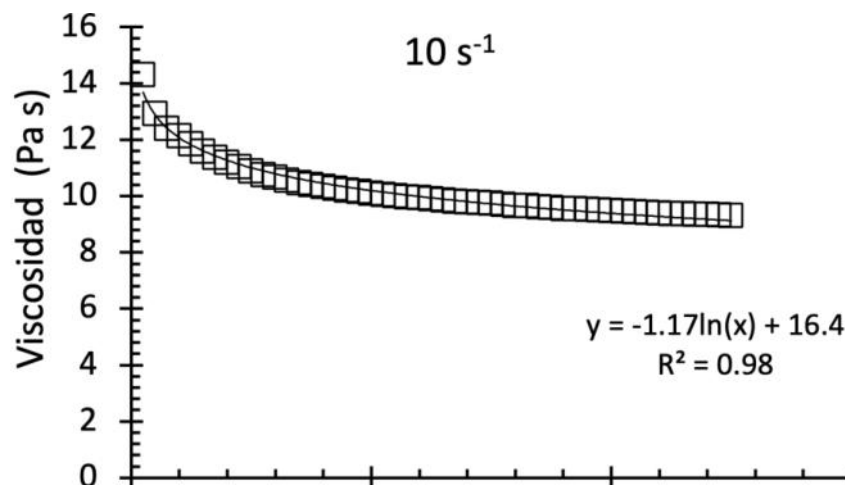


Figura 15 Reducción de la viscosidad

3. Cambios de Fase y Presión

El vapor que se inyecta puede condensarse en la formación, liberando calor latente de condensación, que es significativamente mayor que el calor sensible.

El calor latente incrementa la eficiencia térmica, permitiendo que una pequeña cantidad de vapor transfiera una gran cantidad de energía.

La condensación también provoca un aumento local en la presión que facilita el movimiento de los fluidos.

4. Equilibrio Termodinámico y Frentes Térmicos

Dentro de la formación, se crean frentes térmicos (áreas donde la temperatura cambia repentinamente).

La propagación de estos frentes depende de la conductividad térmica de la roca, su capacidad calorífica y del flujo de fluidos.

El diseño debe tomar en cuenta la velocidad y el alcance de estos frentes para mejorar la recuperación.

5. Efectos en la Formación y Fluido

La expansión térmica de la roca y los fluidos puede modificar la presión efectiva y la permeabilidad. La interacción térmica puede transformar las propiedades químicas y mecánicas de la roca. Hay un riesgo de formación de emulsiones y precipitados al variar las condiciones termodinámicas.

Modelación Termodinámica

Se emplean modelos para la transferencia de calor y masa en medios porosos.

Se resuelven ecuaciones de energía y balance de masa para prever el comportamiento del yacimiento al inyectar vapor.

Los simuladores numéricos (ECLIPSE, CMG-STARs) integran estos principios.

Mecanismos de recuperación térmica

La recuperación térmica se refiere a una serie de técnicas que utilizan calor en el reservorio para facilitar el movimiento del petróleo denso y aumentar la producción. Los principales procesos involucrados son la expansión térmica y la disminución de la viscosidad. (Maldonado, 2016)

Expansión Térmica

El calor provoca que tanto el petróleo como los líquidos dentro de la formación se expandan. Esta expansión provoca un aumento de la presión en el yacimiento, lo que ayuda a mover el petróleo hacia el pozo productor. Este fenómeno se traduce en un aumento de la presión efectiva y potencia el flujo en áreas porosas de baja permeabilidad. Además, la expansión podría influir en la porosidad y la permeabilidad, aunque por lo general en una menor medida.

Disminución de la Viscosidad

El petróleo denso o extra denso tiene una viscosidad considerablemente alta, lo que restringe su flujo natural. La aplicación de calor disminuye la viscosidad de manera exponencial, incrementando la movilidad relativa del petróleo. Esta disminución de viscosidad sigue una relación semejante a la de Arrhenius:

Esto permite que el petróleo se desplace con menor dificultad a través de los poros hacia el pozo. (Andrade, 2015)

Otros Efectos Relacionados

Reducción de la tensión interfacial: El calor puede cambiar las características de los fluidos, facilitando que el petróleo se separe de la roca. Mejora en el desplazamiento: El vapor o el líquido caliente pueden ayudar a movilizar el petróleo residual atrapado. Posible movilización de asfáltenos o precipitados: Esto debe ser controlado para evitar daños en la formación.

Aplicaciones de Métodos Térmicos

Inyección de vapor: Optimiza ambos mecanismos al transferir calor y presión. Combustión in situ: Produce calor directamente en el reservorio. Calentamiento eléctrico: Utiliza resistencias para elevar la temperatura local. (Ortiz, 2017)

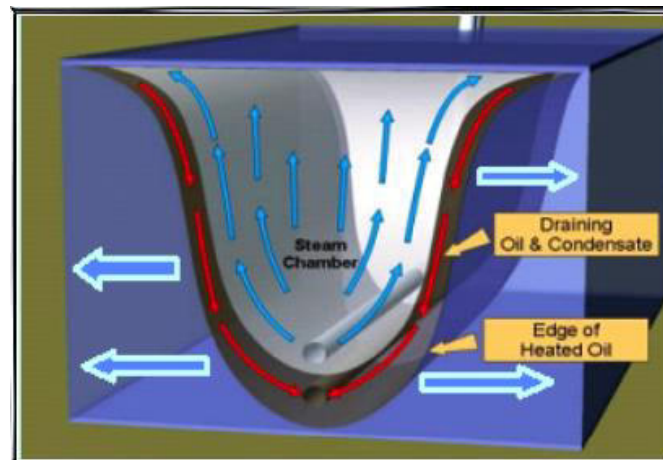


Figura 16 Aplicación de métodos térmicos

Tipos de procesos térmicos inyección continua, SAGD

Los métodos térmicos aplican calor al reservorio para facilitar el flujo del petróleo pesado o extrapesado, mejorando así su extracción.

Inyección Continua de Vapor

Se introduce vapor de agua a alta temperatura y presión continuamente en los pozos de inyección. El vapor térmicamente desplaza el petróleo, disminuyendo su viscosidad y aumentando la presión. El frente de vapor se desplaza a través del reservorio, empujando el petróleo hacia los pozos de extracción. Es efectivo en yacimientos relativamente homogéneos y con buena permeabilidad. Se necesita un sistema separado para inyección y extracción. Proporciona un amplio barrido térmico del reservorio. Es un proceso relativamente simple y comprobado. (Lema, 2017)

SAGD

Método de inyección de vapor en pozos horizontales dobles. Un pozo superior inyecta vapor para calentar la roca. El petróleo que se calienta baja su viscosidad y fluye por gravedad hacia el pozo inferior de extracción.

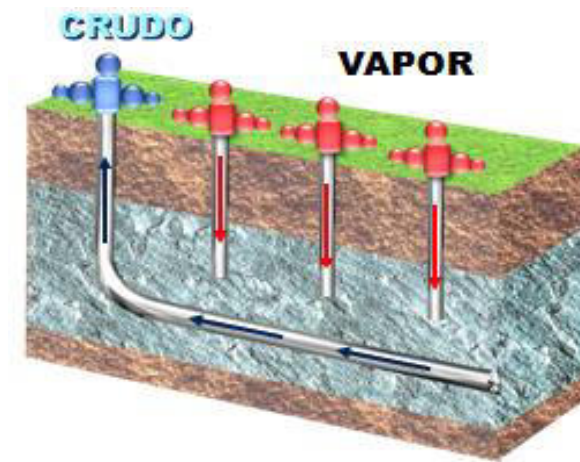


Figura 17 Inyección SAGD

Es perfecto para yacimientos muy pesados y viscosos. Es ampliamente utilizado en arenas bituminosas y crudos extrapesados. Permite la recuperación de petróleo sin necesidad de mecanismos de desplazamiento, aprovechando la gravedad. Se necesita una alta permeabilidad vertical para que el fluido caliente pueda descender.

Comportamiento de crudos pesados bajo condiciones térmicas

Los aceites pesados se distinguen por su elevada densidad y espesor, lo que complica su obtención. El uso de calor transforma sus características físicas y químicas, lo que mejora su fluidez y simplifica el proceso de extracción. (Sepulveda, 2005)

Arreglo de los pozos

El arreglo de pozos en la inyección de vapor se diseña estratégicamente para optimizar la recuperación térmica del petróleo. Generalmente, se utiliza un pozo inyector que introduce vapor al yacimiento y varios pozos productores alrededor que extraen el crudo movilizado por el calor, mejorando la eficiencia y el barrido térmico.

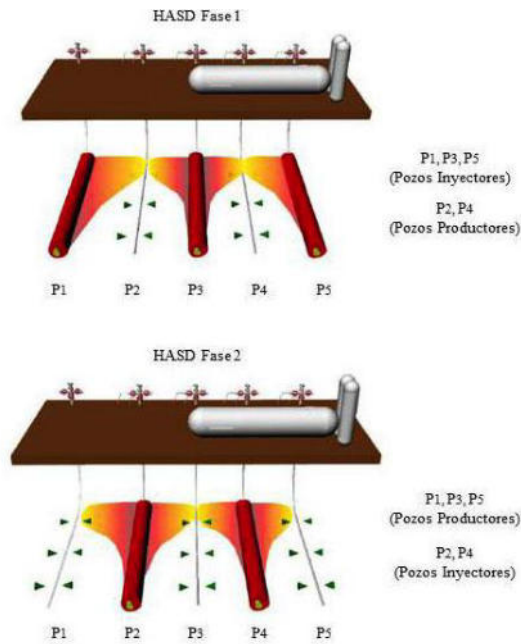


Figura 18 Arreglo de pozos

Equipos para la inyección de vapor continua

Los mecanismos para generar e inyectar vapor son esenciales en procesos térmicos para la recuperación avanzada, particularmente en campos con petróleo denso. Su estructura asegura un suministro eficaz, controlado y seguro de vapor al yacimiento. (Laiton, 2017)

Elementos Clave del Sistema

Generador de vapor (caldera)

Sistemas de tratamiento de agua

Tuberías de vapor

Sistemas de regulación y seguridad

Equipos para inyección

2. Estructura del Generador de Vapor

Capacidad térmica

Presión y temperatura de funcionamiento

Clase de combustible

3. Ingeniería de la Inyección

Presión en la inyección

Flujo de vapor

Modos de inyección

Control de calidad del vapor

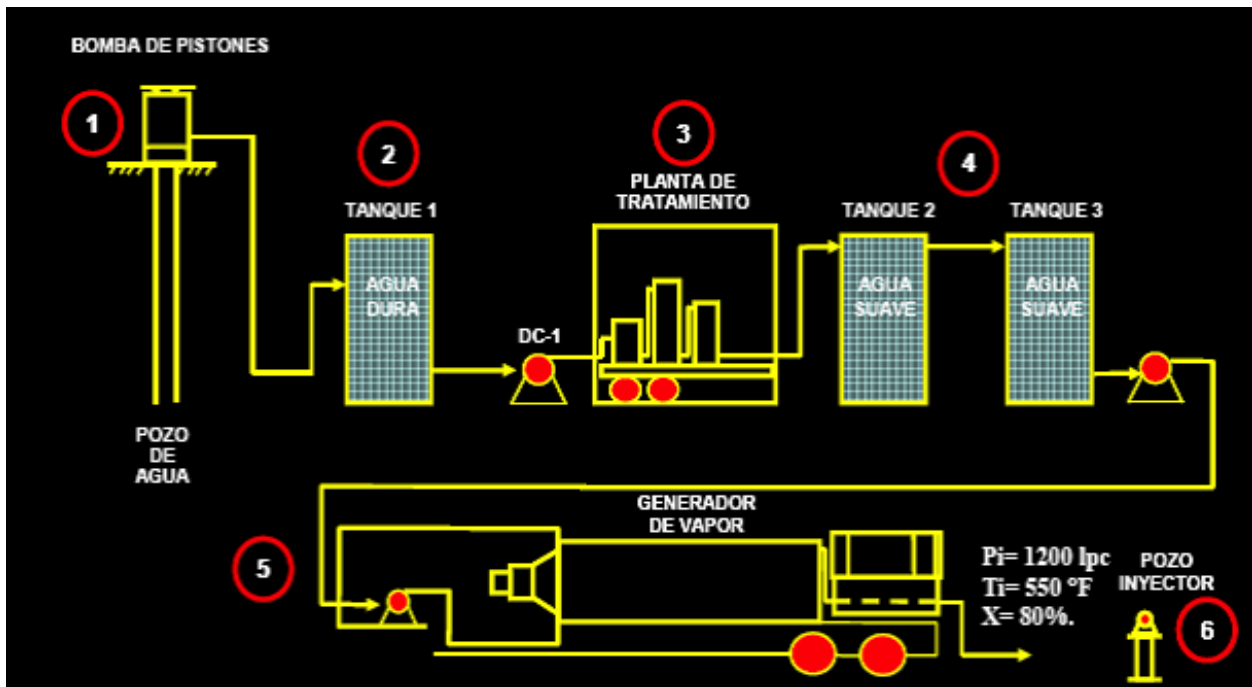


Figura 19 Equipos en la inyección de vapor

Interacción del vapor con la matriz del yacimiento

Al introducir vapor en un reservorio de petróleo, este se mezcla de diferentes formas con la roca y los líquidos presentes, lo que influye en la eficacia de la recuperación mediante calor.

1. Intercambio Térmico
2. Vaporización de Nuevos Líquidos
3. Alteración de Características Físicas de la Roca
4. Relación con Líquidos Saturados

5. Posibles Amenazas

Optimización de parámetros (presión, temperatura, tasa)

El logro en métodos de recuperación de calor se basa en una supervisión estricta y la mejora efectiva de las variables operativas claves: presión, temperatura y frecuencia de inyección.

Gestión de Presión

Gestión de Temperatura

Gestión de Frecuencia de Inyección

Optimización Conjunta

Instrumentos y Tecnologías

Métricas Clave de Rendimiento

Problemas en la inyección de vapor

La inyección de vapor puede acarrear diversos inconvenientes operativos que impactan la eficacia y la seguridad del procedimiento. Identificarlos y diagnosticarlos adecuadamente es fundamental para implementar soluciones óptimas.

Pérdida de presión o insuficiencia en el caudal

Condensación temprana del vapor

Obstrucciones o acumulación de residuos

Corrosión en maquinaria y tuberías

Canalización y limpieza ineficaces

Problemas de control y seguridad

Eficiencia energética y consumo de combustibles

La eficiencia en el uso de energía y el emplear combustibles son elementos esenciales que influyen en la factibilidad económica y ambiental de la inyección de vapor en yacimientos petroleros.

Eficiencia en el uso de energía

Uso eficaz de combustibles

Optimización del consumo

Métricas de rendimiento

Efecto ambiental

Impacto ambiental y tecnologías para reducir emisiones en proyectos térmicos

Los sistemas térmicos de recuperación mejorada, como la inyección de vapor, provocan efectos en el medio ambiente que necesitan ser gestionados para minimizar su impacto y cumplir con las normativas vigentes. (Palacios, 2022)

1. Principales Impactos Ambientales

Emisión de gases de efecto invernadero:

La quema de combustibles fósiles en los generadores de vapor emite CO₂, metano (CH₄) y otros gases de efecto invernadero que influyen en el cambio climático.

Emisión de contaminantes del aire:

Los óxidos de nitrógeno (NO_x), el dióxido de azufre (SO₂), las partículas en suspensión y los compuestos orgánicos volátiles (COV) pueden afectar la calidad del aire.

Consumo elevado de agua:

El uso de grandes cantidades de agua para la generación de vapor puede impactar los recursos hídricos de la zona.

Producción de desechos líquidos y sólidos:

Los efluentes contaminados y los residuos de tratamientos químicos necesitan una adecuada gestión.

Ruido y alteración del ecosistema:

Las operaciones y el transporte pueden producir ruido y alterar la fauna y la flora local.

CAPÍTULO III

Propuestas implementadas

Estado Actual del pozo Drago

Curva de oferta IPR DRG-014

La intersección entre la curva IPR y la OPR indica el punto de operación estable del pozo, donde la oferta del yacimiento iguala la demanda del sistema de producción. En este caso, a una presión de fondo de 1900 psi, el pozo produce 260 BFPD. Este punto refleja el equilibrio natural del sistema. El índice de productividad de 0,3714 BFPD/psi indica que por cada psi que disminuye la presión de fondo, la producción aumenta en 0,3714 barriles por día, lo que permite interpretar el rendimiento del pozo y su respuesta ante cambios en las condiciones de operación.

Índice de productividad

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

$$IP = \frac{260 \text{ bfpd}}{(2600 - 1900) \text{ psi}}$$

$$IP = 0,37 \text{ BFPD/PSI}$$

Caudal de fluido

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

$$QF = 0,37 * (2600 - 1900)$$

$$Qf = 260 \text{ BFPD}$$

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

$$Qb = 0,37 * (2600 - 1000)$$

$$Qb = 594 \text{ BFPD}$$

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

$$Q_{max} = 594 + (0,37 * \frac{1000}{1,8} * (1 - (0,2 * \frac{1000}{0})) - (0,8 * \frac{1000^2}{0}))$$

$$Q_{max} = 800 \text{ bfpd}$$

Tabla 3 Prueba de producción

Presión (PSI)	Caudal (BFPD)
2600	0
2500	37
2400	74
2300	111
2200	149
2100	186
2000	223
1900	260
1800	297
2500	37
2400	74
2300	111
2200	149
2100	186
2000	223
1400	446
1300	483
1200	520
1100	557
1000	594
900	629
800	662
700	691
600	716
500	738
400	757
300	773
200	785
100	795
0	800

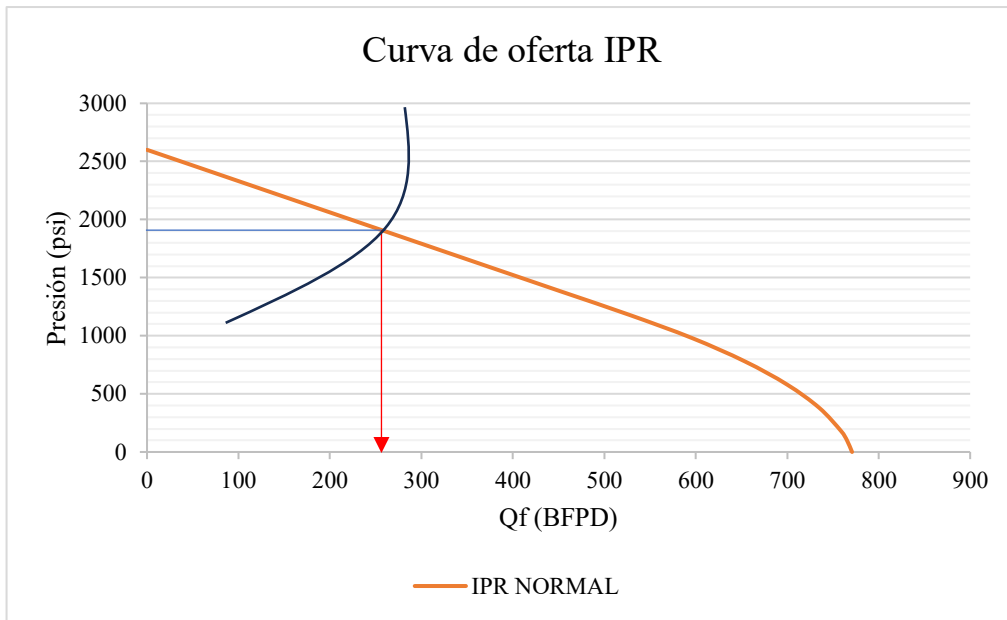


Figura 20 Curva IPR actual

Historiales de producción DRG-14

El pozo DRAG-14 presenta una producción diaria de 260 barriles de fluido (bfpd), compuesta por 180 barriles de petróleo (bppd) y 80 barriles de agua (bapd), lo que refleja un contenido de agua (BSW) del 31%. Esta condición indica una producción mixta donde el agua comienza a tener una presencia significativa, aunque aún no crítica.

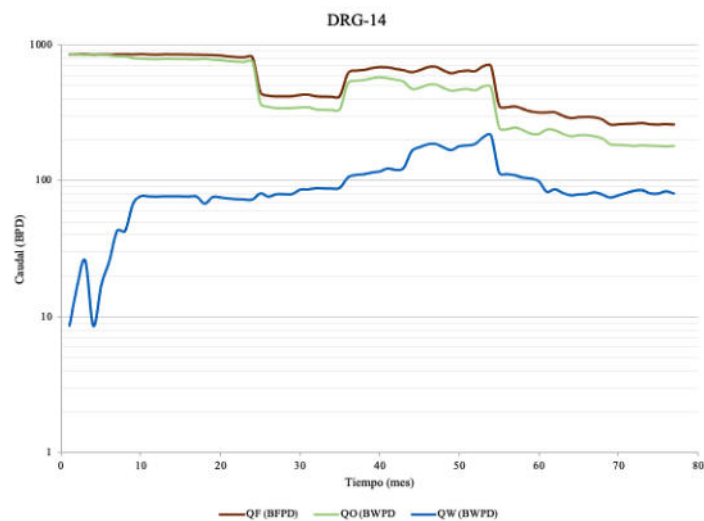


Figura 21 Historial de producción DRG-14

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

$$BSW = \frac{80,6}{260} * 100$$

$$BSW = 31\%$$

$$Q_w = Q_f * BSW$$

$$Q_w = 260 * 0,31$$

$$Q_w = 80,6 \text{ BWPD}$$

$$QO = Q_f - Q_w$$

$$QO = 260 - 80,6$$

$$QO = 179,4 \text{ BPPD}$$

Tabla 4 Historial de producción

Tiempo (mes)	QF bfpd)	QW (bwpd)	QO (bppd)
1	855	8,55	846,45
2	858	17,16	840,84
3	859	25,77	833,23
4	853	8,53	844,47
5	857	17,14	839,86
6	852	25,56	826,44
7	856	42,8	813,2
8	857	42,85	814,15
9	855	68,4	786,6
10	859	77,31	781,69
11	853	76,77	776,23
12	851	76,59	774,41
13	856	77,04	778,96
14	855	76,95	778,05
15	854	76,86	777,14
16	852	76,68	775,32
17	850	76,5	773,5
18	848	67,84	780,16
19	845	76,05	768,95
20	838	75,42	762,58
21	825	74,25	750,75
22	815	73,35	741,65

23	812	73,08	738,92
24	810	72,9	737,1
25	450	81	369
26	425	76,5	348,5
27	420	79,8	340,2
28	420	79,8	340,2
29	421	79,99	341,01
30	430	86	344
31	432	86,4	345,6
32	420	88,2	331,8
33	418	87,78	330,22
34	417	87,57	329,43
35	423	88,83	334,17
36	623	105,91	517,09
37	650	110,5	539,5
38	657	111,69	545,31
39	678	115,26	562,74
40	690	117,3	572,7
41	687	123,66	563,34
42	670	120,6	549,4
43	655	124,45	530,55
44	634	164,84	469,16
45	654	176,58	477,42
46	687	185,49	501,51
47	694	187,38	506,62
48	653	176,31	476,69
49	623	168,21	454,79
50	642	179,76	462,24
51	651	182,28	468,72
52	645	187,05	457,95
53	698	209,4	488,6
54	698	216,38	481,62
55	360	115,2	244,8
56	350	112	238
57	355	110,05	244,95
58	340	105,4	234,6
59	325	104	221
60	319	98,89	220,11
61	320	83,2	236,8
62	321	86,67	234,33
63	302	81,54	220,46
64	290	78,3	211,7
65	295	79,65	215,35
66	296	79,92	216,08
67	294	82,32	211,68

Análisis de presión volumen y temperatura DRG-14

El pozo DRG-14, completado en la arena U superior, presenta condiciones de yacimiento caracterizadas por una presión de reservorio (P_r) de 2900 psi y una temperatura de 196 °F, lo que sugiere un entorno de mediana profundidad y energía moderada. El crudo producido tiene una gravedad API de 24, correspondiente a un petróleo medianamente pesado, con una viscosidad (μ_o) de 1,4 cP, lo cual favorece su movilidad. El volumen específico del petróleo (B_o) es de 1,2 BY/BN, mientras que la relación gas-petróleo (RGP) alcanza 200 SCF/STB, indicando una contribución de gas disuelto significativa. La viscosidad del agua (μ_w) es de 1 cP, y su salinidad es de 3000 ppm, lo que sugiere agua de formación ligeramente salobre. Finalmente, la compresibilidad del crudo se estima en 0,014 BBL/psi, lo cual es típico para este tipo de petróleo. Estos parámetros son fundamentales para diseñar estrategias de producción, simular el comportamiento del yacimiento y seleccionar métodos óptimos de levantamiento y recuperación. (Pazos, 2021)

Tabla 5 Propiedades PVT del campo Drago

Presión, Volumen y Temperatura		
Pozo	DRG-14	
Arena	U superior	
Pr	PSI	2600
API	24	
U0	1,4	cP
Bo	1,2	BY/BN
RGP	200	STCF/STB
Uw	1	cp
T	200	F
Comp	0,014	BB1/psi
Salinidad	3000	ppm

Daño de formación DRG-14

En el pozo DRG-14, la prueba de presión realizada evidenció un daño de formación con un coeficiente de 13, lo que indica una obstrucción significativa en la zona productora,

posiblemente causada por invasión de lodos, precipitación de sólidos o fines migratorios. Esta condición reduce la capacidad del yacimiento para fluir naturalmente hacia el pozo.

A pesar de esto, la permeabilidad medida fue de 46 milidarcys (mD), valor que sugiere una buena calidad de roca. Sin embargo, el daño de formación limita el aprovechamiento del potencial del reservorio, por lo que se recomienda aplicar tratamientos de estimulación para restablecer la productividad. (Garces, 2012)

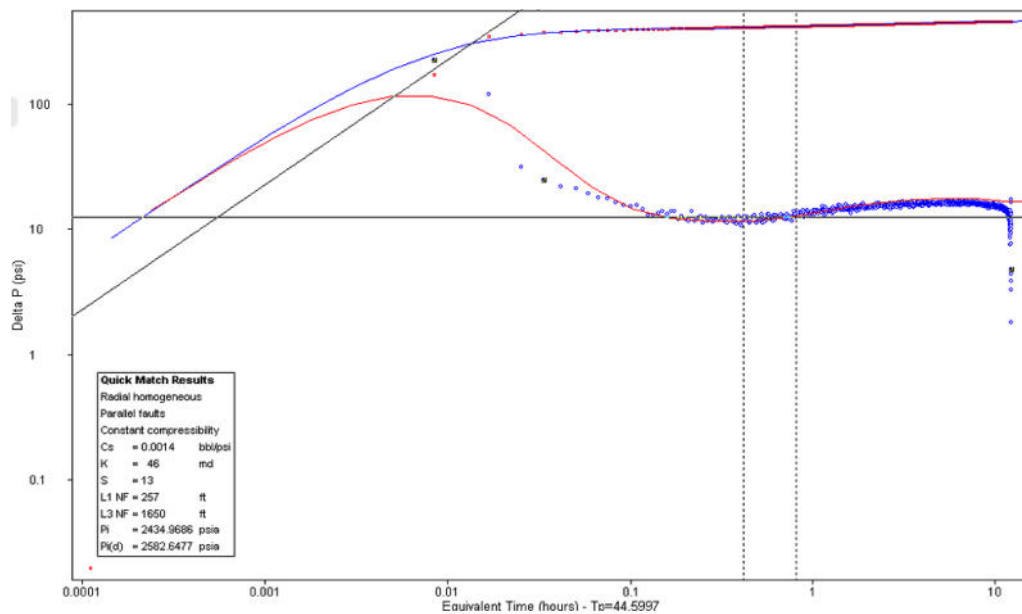


Figura 23 Daño de formación prueba de presión DRG-14

PROPUESTA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Equipos para el Fracturamiento Hidráulico

El éxito del fracturamiento hidráulico depende tanto del diseño del tratamiento como del uso preciso de equipos en superficie y subsuelo. Estos equipos permiten inyectar fluidos a alta presión, controlar parámetros críticos en tiempo real y garantizar la eficiencia del proceso mediante un transporte y monitoreo coordinado de todos los elementos involucrados.

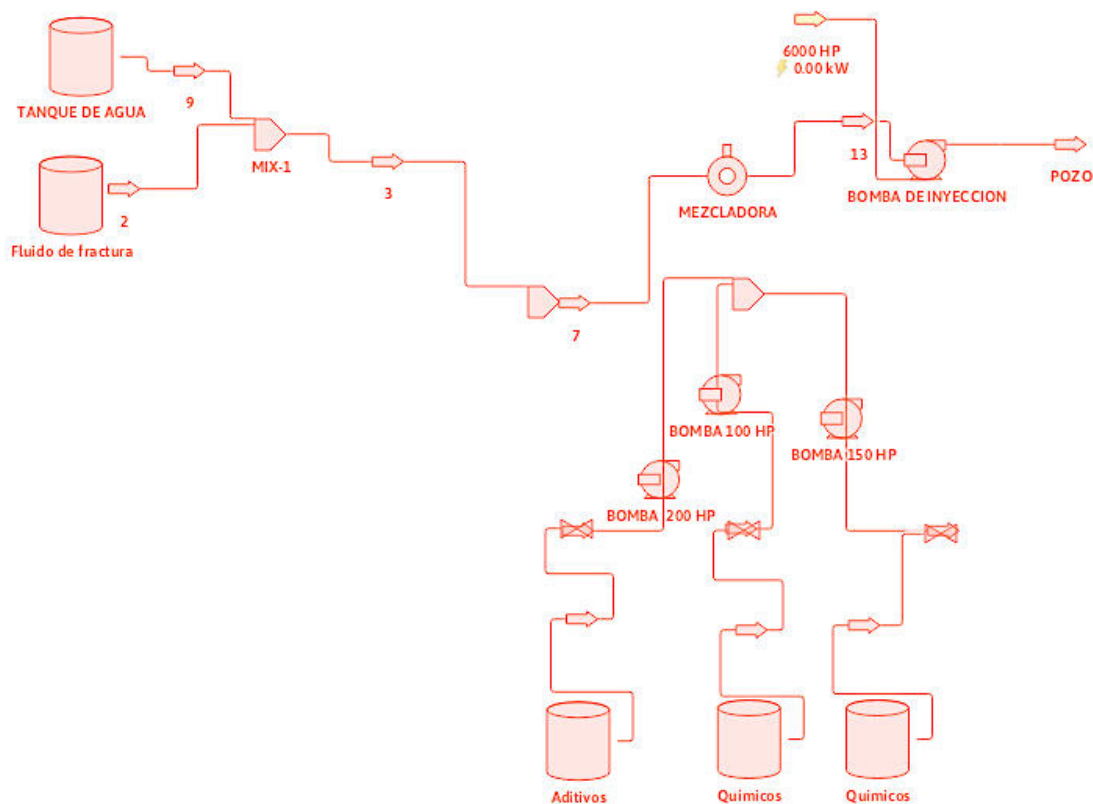


Figura 24 Equipos en la inyección de vapor

El presente diseño de fracturamiento hidráulico se enfoca en optimizar la productividad de un pozo ubicado a una profundidad de 9300 pies, con una permeabilidad inicial de 46 mD y una presión de yacimiento de 2600 psi. Se emplearán 80.000 galones de fluido fracturante con una viscosidad de 65 cP, a un caudal de inyección de 21 BPM.

El agente sustentante cerámico, con una concentración de 2 lb/gal y densidad de 21 lb/gal, permitirá mantener abiertas las fracturas inducidas.

Este tratamiento busca incrementar el índice de productividad y mejorar el flujo de hidrocarburos desde zonas de baja conectividad hacia el pozo.

Tabla 6 Datos para las propuestas

Datos para el diseño del fracturamiento		
Variable	Valor	Unidad

Concentración agente sostén	2	
Espesor	20	ft
Profundidad	9300	ft
Esfuerzo Horizontal	2600	psi
Esfuerzo Vertical	2500	psi
Poisson	0,25	
OD	5,792	IN
ID	2,083	IN
Caudal de inyección	21	BPM
Viscosidad	65	cP
gravedad	32,17	ft/s ²
Numero de disparos	180	
diámetro disparo	0,4	In
Volumen fluido fracturante	80000	Gal
Volumen bache inicial	12000	Gal
densidad agente sustentante	21	lb/gal
altura fractura	120	
k propante cerámico	4500	MD
Permeabilidad inicial	46	MD
Densidad del fluido de fractura	0,77	gr/cm ³
Radio drenaje	2000	RE
Área	288,484848	A
Radio pozo	0,7083	Rw
JO	0,37142857	BFPD/PSI
Presión reservorio	2600	Psi
Q	260	BFPD
PWF	1900	PSI
BSW	0,31	%
Bo	1,2	BY/BN

Cálculo de la Presión a fracturar

A continuación, se detalla el comportamiento de la presión desde superficie hasta el reservorio a fracturar por medio del siguiente procedimiento

1. Presión hidrostática
2. Presión de fractura
3. Perdidas de presión en la tubería
4. Perdidas de presión en los punzados
5. Presión de Inyección total desde superficie hasta el reservorio

Presión Hidrostática

Densidad de la mezcla

La densidad de la mezcla calculada es 0,92 gr/cm³, lo que garantiza una buena capacidad de transporte del agente sustentante sin comprometer la presión de formación. Con esta densidad, se obtiene una presión hidrostática (PH) de 3736 psi, superior a los esfuerzos in situ (2600 psi horizontal y 2500 psi vertical), lo cual permite superar la resistencia de la formación y generar fracturas efectivas

Dm = densidad mezcla (gr/cm³/gal)

γ = densidad base fluido (lb/gal)

Cs = concentración agente sustentante (lb/gal)

PH = presión hidrostática (psi)

Profundidad = profundidad pozo (ft)

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

$$Dm = \frac{8,34 * (077) + 2}{1 + 0,0456 * 2}$$

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

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

$$PH = \frac{0,92 * 9300/3,28}{10}$$

$$PH = 3736 \text{ psi}$$

Gradiente de fractura

El gradiente de fractura (GF) calculado es de 0,61 psi/pie, lo que representa la presión requerida por pie de profundidad para iniciar y propagar una fractura en la formación. Este valor se obtiene considerando los esfuerzos in situ (2600 psi horizontal y 2550 psi vertical), la profundidad de 9300 ft y el coeficiente de Poisson de 0,25. Un gradiente de esta magnitud indica que la formación es moderadamente fracturable, lo cual es favorable para un diseño efectivo. Además, permite determinar la presión mínima de inyección requerida durante el tratamiento. Este resultado valida que la operación puede ejecutarse con seguridad y eficiencia en el yacimiento.

Eh = Esfuerzo horizontal (psi)

Ev = Esfuerzo vertical (psi)

Prof = Profundidad (ft)

Cp = Coeficiente de Poisson

$$GF = \frac{Eh - Ev}{Prof} + \left(\frac{Cp}{1 - Cp} \right) + \frac{Eh}{Prof}$$

$$GF = \frac{2600 - 2550}{9300} + \left(\frac{0,25}{1 - 0,25} \right) + \frac{2600}{9300}$$

$$GF = 0,6 \text{ psi/pie}$$

Presión de fractura

La presión de fractura (PF) calculada es de 5700 psi, resultado de multiplicar el gradiente de fractura (0,61 psi/ft) por la profundidad del pozo (9300 ft). Este valor representa la presión mínima que debe aplicarse para iniciar y mantener la propagación de una fractura en la formación. Al ser superior a la presión del yacimiento (2600 psi) y a la presión hidrostática de la mezcla (3736 psi), se confirma que es necesario un bombeo controlado y suficiente para alcanzar esta condición.

PF = presión de fractura (psi)

GF = gradiente de fractura (psi/ft)

Prof = profundidad (ft)

$$PF = GF * Prof$$

$$PF = 0,61 \text{ psi/ft} * 9300 \text{ ft}$$

$$PF = 5700 \text{ psi}$$

Pérdida de presión en tubería (Pt)

La pérdida de presión en la tubería (Pt) calculada es de 279,4 psi, considerando una longitud de 9300 pies, un factor de fricción de 0,0051 y un flujo continuo de fluido con densidad de 0,77 lb/gal y viscosidad de 65 cP (0,065 Pa·s). La velocidad del fluido, determinada en 14,25 ft/s, y un número de Reynolds de aproximadamente 4564,45, indican un régimen de flujo transicional. Esta pérdida representa la energía requerida para vencer la fricción en la tubería durante el bombeo del fluido fracturante. Aunque no se consideraron pérdidas por accesorios, este valor permite ajustar la presión de superficie para alcanzar la presión de fractura (5700 psi) con mayor precisión y seguridad operativa.

Densidad del fluido

$$\rho = 0,77 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 12 * 100$$

$$\rho = 924 \text{ kg/m}^3$$

Diámetro de la tubería

$$D = \left[\frac{5,791}{39,37} \right] - \left[\frac{2,083}{39,37} \right]$$

$$D = 0,147 - 0,052$$

$$D = 0,094 \text{ m}$$

Viscosidad del fluido

$$u = U_o * 0,001$$

$$u = 65 * 0,001$$

$$\mu = 0,065 \text{ Pa.s}$$

Velocidad del fluido

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

$$V = \frac{17,16 * 21}{5,791^2 - 2,875^2}$$

$$V = \frac{14,25}{3,28} \text{ ft/s}$$

$$V = 4,3 \text{ m/s}$$

Numero de Reynolds

$$NR = \frac{932,4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \frac{4,3 \text{ m}}{\text{s}} \cdot 0,074 \text{ m}}{0,065 \text{ Pa.s}}$$

$$NR = 4564,4$$

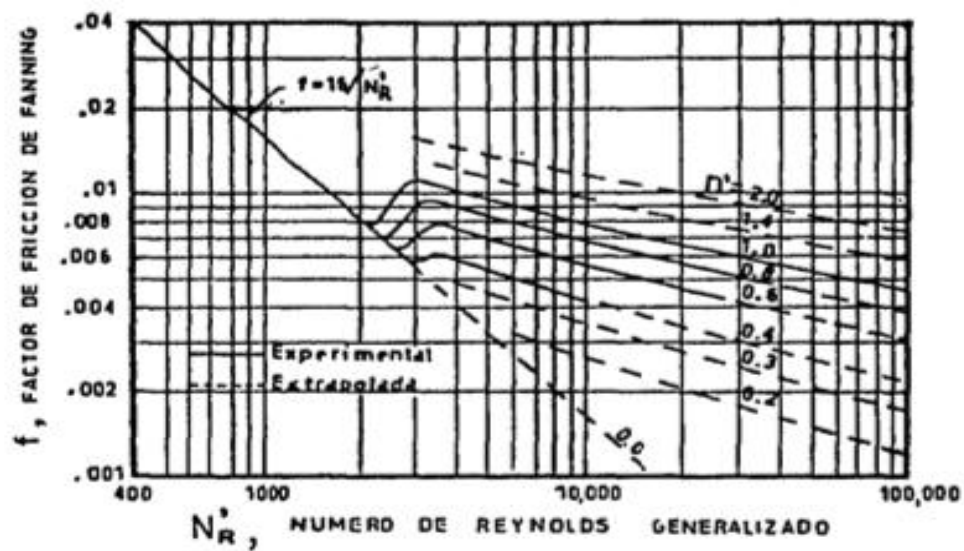


Figura 25 Factor de fricción

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

Pt = pérdida de presión en tubería (psi)

f = factor de fricción (adimensional)

ρ = densidad del fluido (lb/gal)

V = velocidad del fluido (ft/s)

D = diámetro de la tubería (in)

L = longitud de la tubería (ft)

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

$$Pt = \frac{0,0051 * \frac{0,77\text{lb}}{\text{gal}} \cdot 14,25^2 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \cdot 0,3091\text{in}}{25,8 * 9300\text{ft}}$$

$$Pt = 279,4 \text{ psi}$$

Perdidas de presión en los punzados Pd

Las pérdidas de presión en los punzados (Pd) calculadas son de 0,097 psi, un valor muy bajo en comparación con otras pérdidas del sistema. Utilizando 180 disparos con un diámetro de 0,4 pulgadas, el diámetro equivalente resultante es De = 5,36 pulgadas. Al aplicar un caudal de 852,6 gal/min y una densidad de 0,77 lb/gal, se concluye que las restricciones generadas por los orificios de disparo tienen un efecto mínimo sobre la presión total del sistema.

Esto indica que el diseño de disparos es adecuado, permitiendo un flujo eficiente del fluido fracturante hacia la formación, sin generar cuellos de botella hidráulicos que limiten la eficiencia del tratamiento.

De=diámetro equivalente total

N=número de disparos

Dp= diámetro del disparo

Pd= perdidas en los punzados

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

Densidad=0,77

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

$$de = \sqrt{180 * 0,4^2}$$

$$de = 5,36$$

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

$$Pd = \frac{0,77 \cdot 882^2}{7430 * 5,36^4}$$

$$Pd = 0,097 \text{ psi}$$

Presión de inyección para la fractura

La presión de inyección para la fractura (Piny) calculada es de 5979,3 psi, considerando la suma de la presión de fractura (Pf = 5700 psi) y las pérdidas por fricción en la tubería (Pt = 279,4 psi), menos las pérdidas mínimas en los punzados (Pd = 0,9 psi). Este valor representa la presión total que debe alcanzar el sistema de bombeo en superficie para iniciar y mantener la propagación de la fractura en la formación.

El resultado confirma que el diseño está bien balanceado, y que el sistema debe operar cerca de 6000 psi para ser efectivo. Este dato es clave para seleccionar bombas, válvulas y tuberías que soporten dicha presión sin comprometer la seguridad ni la integridad operativa del tratamiento hidráulico.

Piny = presión de inyección total (psi)

Pf = presión de fractura (psi)

Pt = pérdida de presión en tubería (psi)

Pd = pérdida de presión en punzados (psi)

$$Piny = Pf + Pt - Pd$$

$$Piny = 5700 \text{ psi} + 279,4 \text{ psi} - 0,9 \text{ psi}$$

$$Piny = 5979,3 \text{ psi}$$

Dimensiones de la fractura

Amplitud de la fractura

La amplitud de la fractura (W) calculada es de 0,84 pulgadas, lo que indica la apertura máxima generada en la formación como resultado del bombeo hidráulico. Este valor se obtuvo considerando un caudal de inyección de 21 BPM, una viscosidad del fluido de 65 cP, una altura de fractura de 120 ft, un módulo efectivo de la formación ($E'' = 2773,3$ psi) y un tiempo de bombeo de 98 minutos.

Una amplitud de 0,84 in es adecuada para garantizar el transporte y colocación del agente sustentante cerámico, favoreciendo la conductividad de la fractura a largo plazo. Este resultado valida que el diseño del tratamiento es eficiente para mantener la fractura abierta y mejorar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

W = amplitud de la fractura (in)

Qi = caudal de inyección (BPM)

Uflui = viscosidad del fluido (cP)

hf = altura de la fractura (ft)

E'' = módulo efectivo de la formación (psi)

tb = tiempo de bombeo (min)

$$W = \frac{4 * Qi * Uflui}{\sqrt{\pi * hf * E'' * \sqrt{tb}}}$$

$$E'' = Eh / (1 - Cp^2)$$

$$E'' = 2600 / (1 - 0,25^2)$$

$$E'' = 2773,3 \text{ psi}$$

$$W = \frac{4 * 21 \text{ bpm} * 65 \text{ cP}}{\sqrt{\pi * 120 \text{ ft} * 2773,3 \text{ psi} * \sqrt{98 \text{ min}}}}$$

$$W = 0,84 \text{ in}$$

Longitud de la fractura

La longitud de la fractura (LF) calculada es de 215,4 pies, resultado de combinar el caudal de inyección (21 BPM), el módulo efectivo de la formación ($E'' = 2773,3$ psi), la viscosidad del fluido fracturante (65 cP) y el tiempo de bombeo (98 minutos).

Esta longitud indica el alcance horizontal que la fractura puede extenderse dentro de la formación, creando canales que mejoran significativamente la conexión del yacimiento con el pozo productor. Un LF de más de 200 pies es representativo de un tratamiento exitoso que puede incrementar la productividad y la eficiencia en la extracción de hidrocarburos.

LF = longitud de la fractura (ft)

Q_{iy} = caudal de inyección (BPM)

E'' = módulo efectivo de la formación (psi)

U_{flu} = viscosidad del fluido (cP)

t_b = tiempo de bombeo (min)

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

$$LF = \left[\frac{5,6 * 21bpm * 27\ psi''}{65\ cp} \right]^{0,2} * 98^{0,8}$$

$$LF = 215,4\ ft$$

Tiempo total de bombeo

El tiempo total de bombeo calculado es de 98 minutos (equivalente a 1,6 horas), considerando un volumen de fluido fracturante de 80.000 gal, un bache inicial de 12.000 gal, una concentración de sustentante de 2 lb/gal, y una densidad del sustentante de 21 lb/gal, con un caudal de inyección de 882 gal/min.

Este tiempo incluye tanto la inyección del bache limpio como la mezcla con el agente sustentante. El resultado indica que el tratamiento se puede ejecutar en un tiempo operativo

razonable, permitiendo una propagación adecuada de la fractura y una colocación eficiente del propante dentro del canal creado.

Volumen de fluido fracturante gal

Volumen de bache inicial gal

Cs= concentración promedio del sustentante lb/gal

Q= Caudal de inyección (gal)

ρ_s = densidad del sustentante lb/gal

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

$$t_{bombeo} = \frac{(80000 - 12000) \cdot 2 \cdot \frac{1}{21} + 80000}{882}$$

$$t_{bombeo} = 98 \text{ minutos} = 1,6 \text{ horas}$$

Cambios en las propiedades petrofísicas

Conductividad fractura

La conductividad de la fractura (C_f) calculada es de 317,12 mD·ft, resultado de multiplicar la permeabilidad del agente sustentante cerámico (4500 mD) por la apertura de la fractura (0,84 pulgadas) y dividir entre 12 para convertir la apertura a pies.

Este valor indica una alta capacidad del canal fracturado para permitir el flujo de hidrocarburos, favoreciendo una baja resistencia hidráulica dentro de la fractura. Una conductividad de este nivel es favorable para maximizar la producción, ya que facilita el desplazamiento del petróleo desde la formación hacia el pozo con menor pérdida de presión.

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

$$C_f = 4500 \text{ mD} * \frac{0,84 \text{ in}}{12}$$

$$C_f = 317,12 \text{ mD} \cdot \text{ft}$$

Permeabilidad de la fractura

La permeabilidad efectiva de la fractura (KF) calculada es de 860 mD, obtenida al ajustar la conductividad fracturaria (317,21 mD·ft) por la altura de la fractura (120 ft) y el efecto del radio de drenaje (2000 ft). Este valor representa la permeabilidad aparente que la fractura aporta al sistema productivo, significativamente superior a la permeabilidad inicial de la formación (46 mD). Una permeabilidad de 860 mD indica que la fractura mejora notablemente la capacidad de flujo, facilitando un mayor volumen de hidrocarburos hacia el pozo y optimizando la producción.

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

$$KF = \frac{317,21}{120} * \sqrt{\frac{2000}{40}}$$

$$KF = 860 \text{ mD}$$

Daño de la formación

El radio efectivo del daño (Rwfr) se calcula como 1416 ft, indicando la extensión radial del efecto generado por la fractura.

El factor de daño (S) obtenido es -4,98, un valor negativo que sugiere una mejora significativa en la permeabilidad efectiva del sistema debido al fracturamiento. Esto implica que la formación ha pasado de una permeabilidad inicial de 46 mD a una permeabilidad fracturada de 860 mD, con una reducción considerable en las restricciones al flujo alrededor del pozo.

Un S negativo confirma que el tratamiento ha eliminado o invertido el daño, favoreciendo el aumento de la productividad y la eficiencia del pozo.

$$Rwfr = \frac{2 * LF}{\pi}$$

$$Rwfr = \frac{2 * 215,4ft}{\pi}$$

$$Rwfr = 1416 ft$$

$$S = \frac{Ki}{KF} - 1 * Ln \frac{Rwfr}{re}$$

$$S = \frac{46 mD}{860 mD} - 1 * Ln \frac{137,12}{0,7083}$$

$$S = -4,98$$

Eficiencia de la fractura

La eficiencia de la fractura calculada es del 48%, lo que indica que aproximadamente la mitad del volumen total de fluido inyectado (92,000 gal) se utiliza efectivamente para crear y mantener la fractura con dimensiones: altura de 120 ft, apertura de 0.84 in y longitud de 215.4 ft.

Este valor refleja una eficiencia moderada, común en tratamientos hidráulicos, donde parte del fluido puede perderse en filtración o caminos no deseados. Aunque existe margen para optimizar, un 48% asegura una buena creación de fractura, favoreciendo la conectividad y el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.

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

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

$$Vf = 2 * 120 * 0,84 * 215,4$$

$$Vf = 43729,5 GAL$$

$$Vi = Vs + Vl$$

$$Vi = 80000 + 12000$$

$$Vi = 92000 gal$$

$$Eficiencia = \frac{43729,5}{92000} * 100$$

$$Eficiencia = 48\%$$

Cálculos de la producción

Índice de productividad

El índice de productividad (J) calculado es de 0,737 BFPD/PSI, lo que indica la capacidad del pozo para producir petróleo por unidad de presión diferencial, considerando la permeabilidad mejorada de la fractura (860 mD), la altura de fractura (120 ft) y la viscosidad del fluido (65 cP). Este valor superior al índice original ($J_o = 0,3714$ BFPD/PSI) refleja un incremento significativo en la eficiencia del pozo gracias al fracturamiento hidráulico. En consecuencia, el pozo puede extraer mayor volumen de petróleo con menor caída de presión, optimizando la producción y la rentabilidad del yacimiento.

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

$$J = 0,3714 * \frac{860 * 120}{1 + \frac{860}{317,12} * 215,4 * 65}$$

$$J = 0,737 \text{ BFPD/PSI}$$

Presión de fondo fluyente

La presión de fondo fluyente (Pwf) calculada es de 1780,36 psi, representando la presión en el fondo del pozo durante la producción. Este valor se obtiene restando al valor inicial del reservorio (2600 psi) la caída de presión causada por el esfuerzo efectivo del yacimiento y la apertura de la fractura, dividida por un factor que considera la geometría y dimensiones de la

fractura (altura y apertura). Una P_{wf} de 1780 psi indica que la fractura reduce significativamente la resistencia al flujo, permitiendo mantener una presión favorable para la extracción continua del petróleo y maximizando la productividad del pozo.

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

$$P_{wf} = \frac{2600 - (2773,3'' * 120)}{4 * 0,84 * 120}$$

$$\mathbf{P_{wf} = 1780,36\ psi}$$

Caudal del fluido

Este valor representa el volumen de petróleo que el pozo puede producir bajo las condiciones actuales de presión y mejora inducida por el fracturamiento hidráulico. Un caudal de más de 600 barriles por día refleja una producción eficiente, confirmando que el tratamiento ha incrementado la capacidad del pozo para extraer hidrocarburos de manera sostenida y rentable.

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

$$Q_f = 0,737 \frac{BFPD}{PSI} * (2600 - 1780,36) PSI$$

$$\mathbf{Q_f = 604,63\ BFPD}$$

Curva de oferta IPR

El fracturamiento hidráulico ha mejorado notablemente el índice de productividad del pozo, alcanzando 0,737 BFPD/PSI, casi el doble del valor inicial de 0,3714. Esto se debe a la alta permeabilidad de la fractura (860 mD) y la geometría eficiente de la misma (altura 120 ft, apertura 0,84 in). La presión de fondo fluyente calculada es de 1780 psi, indicando que la fractura reduce significativamente la resistencia al flujo. Bajo estas condiciones, el pozo puede producir un caudal de 604,63 BFPD, demostrando una producción sostenida y rentable gracias a la optimización del flujo inducida por el tratamiento hidráulico.

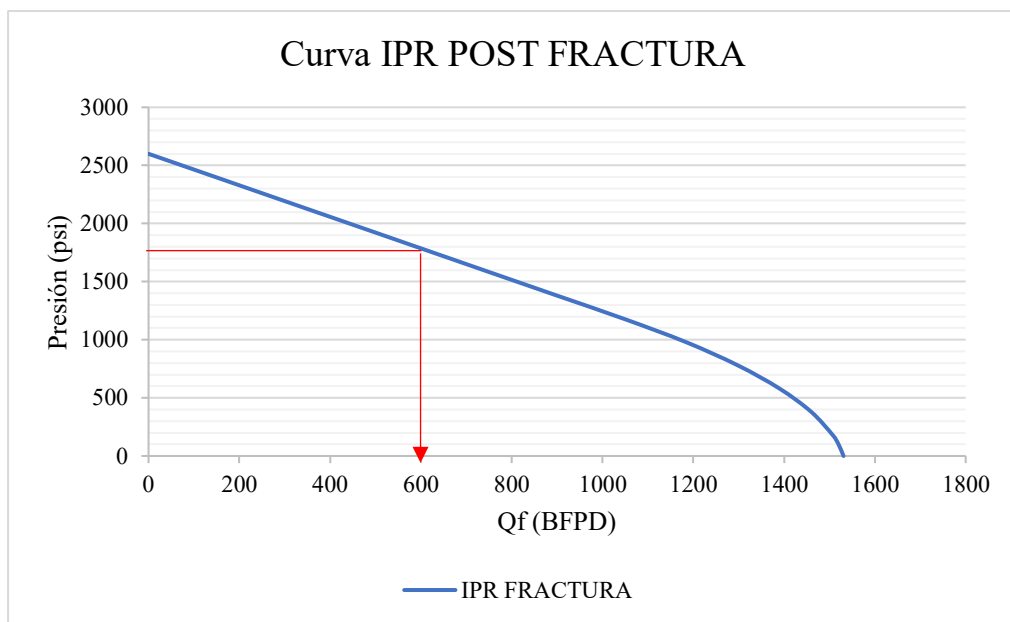


Figura 26 IPR post fractura

La producción de petróleo muestra una tendencia decreciente gradual tanto en el caudal diario (Q_o) como en el flujo de reservorio (Q_f) durante los primeros 60 meses. Al inicio, la producción diaria es de aproximadamente 288 BPPD, disminuyendo progresivamente hasta cerca de 159 BPPD al mes 60. Esta caída refleja el agotamiento natural del yacimiento y la reducción del diferencial de presión a medida que se extrae el petróleo.

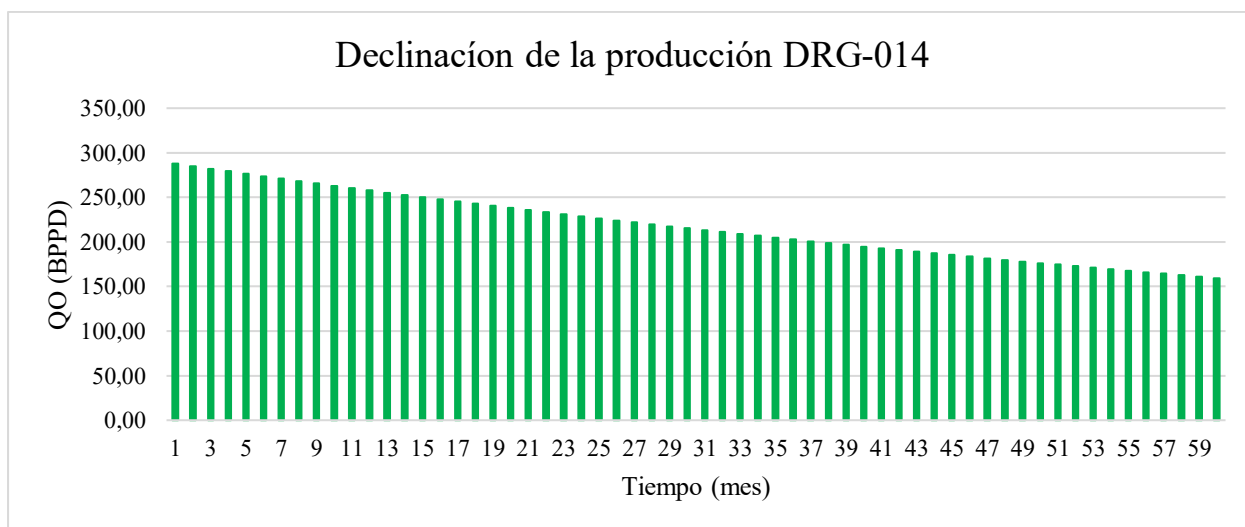


Figura 27 Declinación producción

Tabla 7 Producción de petróleo

Tiempo (mes)	Qf (BFPD)	Qo (BPPD)	Np (BBL)
1	417,00	287,73	7308,34
2	412,85	284,87	14471,26
3	408,74	282,03	21490,93
4	404,68	279,23	28369,48
5	400,65	276,45	35109,03
6	396,66	273,70	41711,68
7	392,72	270,98	48179,46
8	388,81	268,28	54514,42
9	384,94	265,61	60718,55
10	381,11	262,97	66793,84
11	377,32	260,35	72742,23
12	373,57	257,76	78565,64
13	369,85	255,20	84265,98
14	366,17	252,66	89845,12
15	362,53	250,14	95304,89
16	358,92	247,66	100647,14
17	355,35	245,19	105873,65
18	351,81	242,75	110986,19
19	348,31	240,34	115986,53
20	344,85	237,95	120876,38
21	341,42	235,58	125657,46
22	338,02	233,23	130331,43
23	334,66	230,91	134899,96
24	331,33	228,62	139364,68
25	328,03	226,34	143727,21
26	324,77	224,09	147989,14
27	321,54	221,86	152152,04
28	318,34	219,65	156217,45
29	315,17	217,47	160186,91
30	312,04	215,30	164061,91
31	308,93	213,16	167843,96
32	305,86	211,04	171534,51
33	302,81	208,94	175135,01
34	299,80	206,86	178646,89

35	296,82	204,80	182071,55
36	293,87	202,77	185410,38
37	290,94	200,75	188664,76
38	288,05	198,75	191836,02
39	285,18	196,78	194925,51
40	282,34	194,82	197934,53
41	279,54	192,88	200864,38
42	276,75	190,96	203716,35
43	274,00	189,06	206491,68
44	271,27	187,18	209191,62
45	268,58	185,32	211817,39
46	265,90	183,47	214370,21
47	263,26	181,65	216851,27
48	260,64	179,84	219261,74
49	258,05	178,05	221602,78
50	255,48	176,28	223875,53
51	252,94	174,53	226081,13
52	250,42	172,79	228220,67
53	247,93	171,07	230295,27
54	245,46	169,37	232305,99
55	243,02	167,68	234253,91
56	240,60	166,02	236140,07
57	238,21	164,36	237965,51
58	235,84	162,73	239731,26
59	233,49	161,11	241438,32
60	231,17	159,51	243087,67

Inyección continua de vapor

Equipos en la inyección

El sistema mostrado representa los equipos necesarios para realizar la inyección de vapor en el pozo DRG-014, en un proceso de estimulación térmica. Comienza con una bomba de pistones (1), encargada de extraer agua del pozo subterráneo. Esta agua se almacena en el Tanque 1 (2) como agua dura. Luego, pasa por la planta de tratamiento (3), donde se eliminan minerales y sales, transformándola en agua suave, que se almacena en los Tanques 2 y 3 (4). Una segunda bomba (5)

transporta el agua tratada al generador de vapor, que produce vapor a 1200 lpc, 550 °F y calidad 80 %. Finalmente, el vapor se inyecta en el pozo DRG-014 (6), calentando el crudo para reducir su viscosidad y facilitar su producción. Este conjunto de equipos permite un control eficiente y seguro del proceso de inyección térmica.

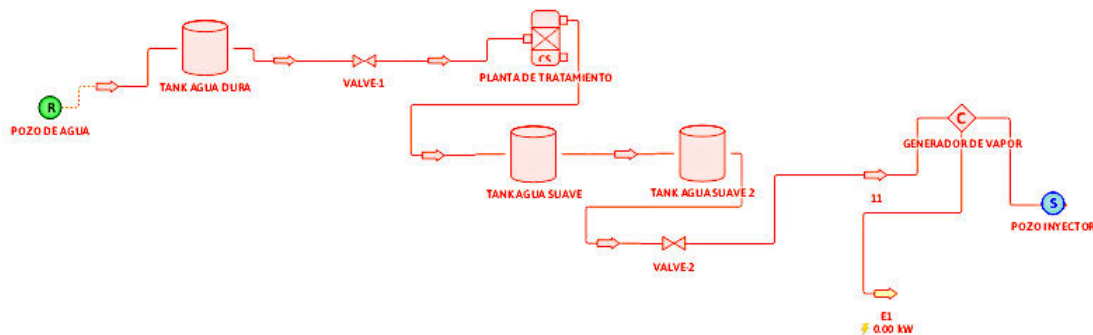


Figura 28 Equipos en la inyección de vapor

La inyección continua de vapor en el reservorio U con un espesor de 60 ft, espesor efectivo de 40 ft, y un radio de drenaje de 500 ft. La temperatura del yacimiento es de 200 °F y la del vapor de 575 °F, con una calidad de 0,39 % y un caudal de 3 MMSCFD. El área de los arreglos abarca 20 acres, con una permeabilidad de 46 mD, porosidad de 19 % y una saturación inicial de aceite (S_{oi}) de 0,35. Se consideran propiedades térmicas como la difusividad (0,22), y capacidades calóricas para aceite, agua, matriz y sistema.

Tabla 8 Datos para la inyección

Propiedades		
Variable	Valor	Unidad
re	500	Ft
T yac	200	F
T vapor	575	F
Área arreglos	20	acres
k	46	MD
Densidad w	1	gr/cm3
Calidad vapor Xst	0,39	%
Qinyección q _i	3,6	MMSCFD
Difusiv térmica alfa	0,22	

Porosidad	0,19	%
Soi	0,4	%
Ht	40	FT
Bo	1,2	BY/BN
KOHB	0,2	Btu/lb-F
MS	25	Btu/lb-F
HT	30	Btu/lb-F
MOB	10	Btu/lb-F
Soi	0,35	%
Sors	0,48	%
Hn	60	FT

Energía Requerida para la inyección de vapor

Entalpia de agua

Con un valor calculado de $HW = 572 \text{ BTU/lb}$, se determina la entalpía del vapor en las condiciones de inyección ($P_s = 1268,1 \text{ psi}$). Este valor representa la cantidad de energía térmica disponible por libra de vapor para transferirse al yacimiento. Una entalpía elevada como esta indica un vapor de alta calidad y capacidad calórica, ideal para procesos de recuperación térmica. En una inyección continua de vapor, esta energía contribuye significativamente a disminuir la viscosidad del crudo, facilitar su desplazamiento hacia el pozo productor y mejorar la eficiencia del recobro. Estos datos confirman la efectividad energética del vapor utilizado.

$$HW = 91 * P_s^{0,2574}$$

$$HW = 91 * 1268,1^{0,2574}$$

$$HW = 572 \frac{BTU}{lb}$$

Entalpia de vapor

La entalpía total del vapor calculada es $HS = 1225 \text{ BTU/lb}$, lo cual indica una alta capacidad energética del fluido en condiciones de inyección ($P_s = 1268,1 \text{ psi}$). Esta entalpía representa la energía total que el vapor puede transferir al yacimiento, combinando calor sensible

y calor latente. En un proceso de inyección continua, un valor elevado como esta mejora la eficiencia térmica al permitir una mayor reducción de la viscosidad del petróleo y una mejor movilidad del mismo en el medio poroso.

$$HS = 1119 * P_S^{0,01267}$$

$$HS = 1119 * 1268,1^{0,01267}$$

$$HS = 1225000 \text{ BTU}$$

Calor latente de vaporización

El calor latente de vaporización (Lv) representa la energía necesaria para convertir el agua en vapor a presión constante. Según los cálculos, se obtiene un valor de 704 BTU/lb mediante la fórmula empírica, y 652,5 BTU/lb al restar la entalpía del agua caliente (HW) de la entalpía total del vapor (HS). Esta ligera diferencia puede deberse a la aproximación de los modelos usados. En ambos casos, el valor obtenido confirma que el vapor inyectado posee suficiente energía para romper las fuerzas intermoleculares del agua, liberando calor útil al yacimiento. Este calor es clave para reducir la viscosidad del crudo y favorecer su desplazamiento.

$$Lv = 1318 * P_S^{-0,08774}$$

$$Lv = 1318 * 1268,1^{-0,08774}$$

$$Lv = 704 \text{ BTU/lb}$$

$$Lv = HS - HW$$

$$Lv = 1225 - 572$$

$$Lv = 652,5 \text{ BTU/lb}$$

Presión y Temperatura

Temperatura promedio alcanzada en la zona calentada

El calor inyectado eleva la temperatura promedio en la zona calentada hasta aproximadamente 575 °F, cumpliendo el objetivo deseado para mejorar la movilidad del petróleo en el yacimiento.

$$T_{final} = \frac{HW}{1,73} + TR$$

$$T_{final} = \frac{652}{1,73} + 200$$

$$T_{final} = 375 + 200$$

$$T_{final} = 575 F$$

Presión de saturación de vapor

La presión de saturación del vapor calculada es de 1268,1 psi a una temperatura de 575 °F, lo cual indica que el vapor se encuentra en condiciones óptimas para una inyección térmica continua. Esta presión permite asegurar que el vapor permanezca en fase gaseosa al ingresar al yacimiento, facilitando la reducción de la viscosidad del crudo y mejorando su movilidad. Al mantener una presión superior a la del yacimiento, se garantiza una efectiva transferencia de calor, lo que contribuye a un mayor recobro de petróleo. Estos resultados respaldan la viabilidad técnica del proceso y su potencial para aumentar la producción.

$$P_s = \left[\frac{T_s}{115,2} \right]^{\frac{1}{0,225}}$$

$$P_s = \left[\frac{575}{115,2} \right]^{\frac{1}{0,225}}$$

$$P_s = 1268,1 \text{ psi}$$

Tiempo de cobertura

El tiempo de contacto térmico ($t_c = 2,79$ días,) indica el tiempo necesario para que el calor del vapor inyectado alcance una distribución efectiva en el volumen del yacimiento considerado. Este valor se obtuvo considerando un arreglo de 20 acres, una permeabilidad de 46 mD, un gradiente térmico entre 575 °F y 200 °F, y una calidad de vapor del 39%. Un t_c bajo como este es favorable, ya que sugiere que el sistema rápidamente transfiere calor al crudo, iniciando la reducción de viscosidad y mejorando la movilidad.

$$t_c = \frac{\pi * 43560 * A * Kh * (T_s - T_r)}{5,615 * X_{st} * q_{ist} * \rho_w * \frac{L_w}{30,48}}$$
$$t_c = \frac{\pi * 43560 * 20 * 46 * (575 - 200)}{5,615 * 0,39 * 3000000 * 1 * \frac{652,5}{30,48}}$$
$$t_c = 2,79 \text{ días}$$

Reducción de la viscosidad

La reducción de la viscosidad con el aumento de temperatura se modela mediante una función exponencial. En este caso, la viscosidad inicial del crudo es de 65 cP a 200 °F. Al incrementar la temperatura hasta 575 °F, simulando condiciones de inyección de vapor, la viscosidad disminuye progresivamente hasta alcanzar 8 cP. Esta reducción mejora significativamente la movilidad del crudo pesado en el yacimiento, facilitando su flujo hacia el pozo productor. El modelo demuestra cómo el calentamiento térmico es una herramienta eficaz para reducir la resistencia al flujo, optimizar la producción y aumentar la eficiencia del proceso de recuperación térmica.

$$U_t = U_o * e^{-0,005584 * (T_F - T_0)}$$

$$U_t = 65 * e^{-0,005584 * (575 - 200)}$$

$$U_t = 8 \text{ cp}$$

Tabla 9 Reducción de viscosidad

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
200	65
250	48,7
300	36,47
350	27,31
400	20,45
450	15,31
500	11,47
525	9,62
550	8,09
575	8

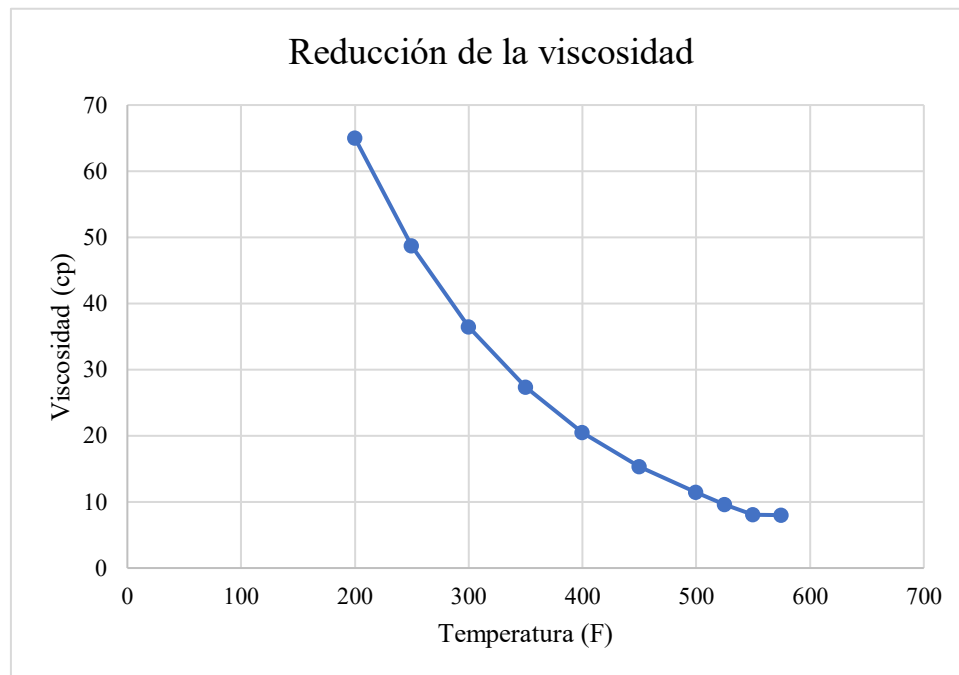


Figura 29 Modelo de reducción de viscosidad

Barrido de vapor

Área de vapor

El área de difusión térmica del vapor ($A_v = 2.906.718,3 \text{ ft}^2$) representa la extensión efectiva dentro del yacimiento que es calentada por el vapor inyectado bajo las condiciones operativas definidas. Este valor elevado refleja una distribución térmica amplia, resultado de una alta calidad de vapor (39%), una tasa de inyección significativa (3 MMSCFD), y un buen contenido energético (704 BTU/lb). Además, la baja conductividad térmica del crudo (0,2 BTU/h·ft·°F) contribuye a una mayor retención de calor en el área afectada.

$$A_v = \frac{X_{st} * q_{ist} * \rho_w * C_{lv}}{k_{ohb} * (T_v - T_{yac}) * \left(T_y * \frac{t}{\pi}\right)^{0,5}}$$

$$A_v = \frac{0,39 * 3000000 * 1 * 704}{0,2 * (575 - 200) * \left(200 * \frac{1}{\pi}\right)^{0,5}}$$

$$A_v = 2906.718,3 \text{ ft}^2$$

Radio caliente

El radio caliente calculado es $R_c = 961,89 \text{ ft}$, lo que indica la distancia radial desde el punto de inyección hasta donde el vapor ha logrado calentar efectivamente el yacimiento. Este valor se deriva del área térmica estimada ($A_v = 2.906.718,3 \text{ ft}^2$) y muestra una propagación significativa del calor en la formación. Un radio de esta magnitud evidencia que el vapor tiene buena capacidad de penetración y alcance térmico, lo cual es fundamental para movilizar grandes volúmenes de crudo viscoso

$$R_c = \frac{A^{0,5}}{\pi}$$

$$Rc = \frac{2906718,3^{0,5}}{\pi}$$

$$Rc = 961,891$$

Tasa de producción

Producción de petróleo

La producción estimada de petróleo es de $Q_o = 891$ BPPD (barriles por día), resultado del efecto térmico generado por la inyección continua de vapor. Este valor se calcula considerando una porosidad del 19%, un volumen de zona vaporizada de 18.819,4 ft³, una eficiencia de barrido de 69%, y una mejora en la saturación de petróleo móvil (de 0,35 a 0,48). La relación favorable entre el radio de calentamiento (961,89 ft) y el radio de drenaje (500 ft) indica que el área calentada excede el volumen efectivo del yacimiento, favoreciendo el desplazamiento del crudo. Este nivel de producción confirma que la estrategia de inyección térmica es técnicamente viable y productivamente rentable.

$$Q_o = \frac{\phi * Vz_v * (SORS - S_{oi})}{56,15 * Ef * \frac{r_e}{r_c}}$$

$$Q_o = \frac{0,19 * 18819,4 * (0,48 - 0,35)}{56,15 * 0,69 * \frac{500}{961,89}}$$

$$Q_o = 891 \text{ BPPD}$$

La producción acumulada de petróleo (N_p) calculada es de 22.634,13 barriles para un periodo de un día, considerando un caudal diario de 891 BPPD, un factor de conversión de longitud (30,48 ft/m), y un factor volumétrico del petróleo ($B_o = 1,2$ bbl/STB). Este valor refleja la eficiencia del proceso térmico al generar una movilización significativa de crudo en un corto

periodo. La cifra obtenida es coherente con las condiciones térmicas, la zona calentada y el incremento en saturación de petróleo móvil.

$$Np = \frac{Qo * 30,48 * t}{Bo}$$

$$Np = \frac{891 * 30,48 * 1}{1,2}$$

Tabla 10 Producción de petróleo post inyección

Tiempo (mes)	Tasa inyección vapor (scfd)	Área de vapor ft ²	Radio caliente (ft)	qo petróleo (BPPD)	Np (BBL)
1	3.682.963,76	2906.718,30	961,89	891,11	22634,13
2	1603370,26	4110720,43	1143,89	749,33	38065,93
3	1019424,20	5034583,77	1265,92	677,10	51594,67
4	746686,18	5813436,59	1360,32	630,11	64019,00
5	588948,72	6499619,70	1438,36	595,92	75681,79
6	486188,68	7119976,65	1505,44	569,37	86771,55
7	413943,16	7690453,74	1564,59	547,84	97406,39
8	360382,56	8221440,87	1617,70	529,86	107666,70
9	319090,36	8720154,89	1666,04	514,48	117610,42
10	286285,51	9191850,33	1710,51	501,11	127281,09
11	259595,65	9640493,96	1751,76	489,31	136712,56
12	237457,03	10069167,54	1790,28	478,78	145931,77
13	218797,16	10480321,86	1826,47	469,29	154960,65
14	202855,91	10875943,98	1860,62	460,68	163817,36
15	189079,56	11257671,55	1892,99	452,80	172517,18
16	177055,20	11626873,18	1923,78	445,55	181073,08
17	166468,62	11984706,55	1953,16	438,85	189496,24
18	157076,51	12332161,30	1981,27	432,63	197796,35
19	148687,52	12670091,31	2008,23	426,82	205981,92
20	141149,12	12999239,40	2034,15	421,38	214060,43
21	134338,17	13320256,61	2059,12	416,27	222038,54
22	128154,24	13633717,30	2083,20	411,46	229922,20
23	122514,54	13940131,23	2106,48	406,91	237716,75
24	117350,28	14239953,30	2129,02	402,60	245427,00
25	112603,76	14533591,48	2150,85	398,52	253057,32
26	108226,27	14821413,31	2172,05	394,63	260611,70

27	104176,38	15103751,31	2192,64	390,92	268093,77
28	100418,65	15380907,48	2212,66	387,38	275506,87
29	96922,56	15653157,07	2232,16	384,00	282854,05
30	93661,71	15920751,78	2251,16	380,76	290138,15
31	90613,12	16183922,54	2269,69	377,65	297361,80
32	87756,73	16442881,74	2287,78	374,66	304527,41
33	85074,92	16697825,34	2305,44	371,79	311637,25
34	82552,15	16948934,55	2322,71	369,03	318693,41
35	80174,69	17196377,34	2339,61	366,36	325697,88
36	77930,33	17440309,77	2356,14	363,79	332652,49
37	75808,20	17680877,13	2372,34	361,31	339558,96
38	73798,58	17918214,96	2388,21	358,91	346418,92
39	71892,76	18152449,93	2403,77	356,59	353233,88
40	70082,89	18383700,66	2419,03	354,34	360005,30
41	68361,91	18612078,37	2434,01	352,16	366734,52
42	66723,42	18837687,55	2448,72	350,04	373422,83
43	65161,63	19060626,53	2463,16	347,99	380071,45
44	63671,29	19280987,91	2477,36	345,99	386681,51
45	62247,59	19498859,10	2491,32	344,05	393254,13
46	60886,17	19714322,64	2505,04	342,17	399790,32
47	59583,02	19927456,65	2518,55	340,33	406291,09
48	58334,49	20138335,08	2531,84	338,55	412757,36
49	57137,20	20347028,07	2544,93	336,81	419190,05
50	55988,08	20553602,17	2557,81	335,11	425589,99
51	54884,26	20758120,67	2570,51	333,46	431958,01
52	53823,13	20960643,71	2583,01	331,84	438294,89
53	52802,25	21161228,60	2595,34	330,26	444601,38
54	51819,37	21359929,95	2607,50	328,72	450878,18
55	50872,42	21556799,82	2619,49	327,22	457126,00
56	49959,46	21751887,96	2631,32	325,75	463345,47
57	49078,68	21945241,88	2642,99	324,31	469537,24
58	48228,43	22136907,02	2654,50	322,90	475701,91
59	47407,13	22326926,87	2665,87	321,53	481840,07
60	46613,33	22515343,10	2677,10	320,18	487952,27

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

Resultados Fracturamiento Hidráulico

Resultados de los parámetros petrofísicos

Los resultados del fracturamiento hidráulico evidencian una mejora significativa en las propiedades petrofísicas del yacimiento. La permeabilidad aumentó de 46 mD a 860 mD, lo que indica una mayor facilidad para el flujo de fluidos tras la intervención. Asimismo, la porosidad se incrementó del 17% al 23%, reflejando una expansión de los espacios porosos en la roca. En cuanto al daño a la formación, se pasó de un valor de 13% a -5%, lo que sugiere no solo una remediación del daño original, sino una mejora neta en la conectividad del medio poroso. Estos cambios confirman la efectividad del fracturamiento.

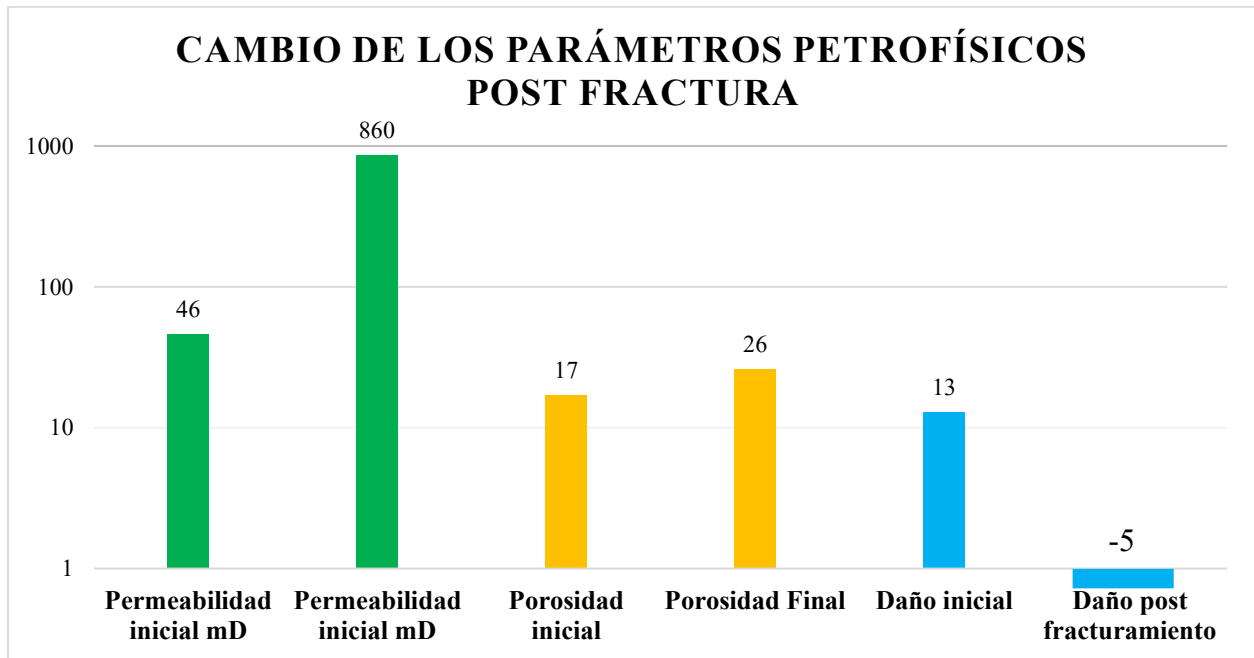


Figura 30 Petrofísica post fractura

Curva de oferta IPR

Tras realizar un fracturamiento hidráulico, el pozo mostró una mejora significativa en su desempeño. Inicialmente, bajo condiciones normales, producía 260 BFPD a una presión de 1900 psi, con un índice de productividad (IP) de 0,3714 BFPD/psi. Luego de la estimulación, la presión de fondo se redujo a 1780 psi y la producción aumentó a 604,63 BFPD, con un nuevo IP de 0,737 BFPD/psi. Este incremento de 417 BPPD refleja el éxito del tratamiento, ya que el fracturamiento mejoró la permeabilidad y conectividad del yacimiento, facilitando un flujo más eficiente del crudo hacia el pozo productor.

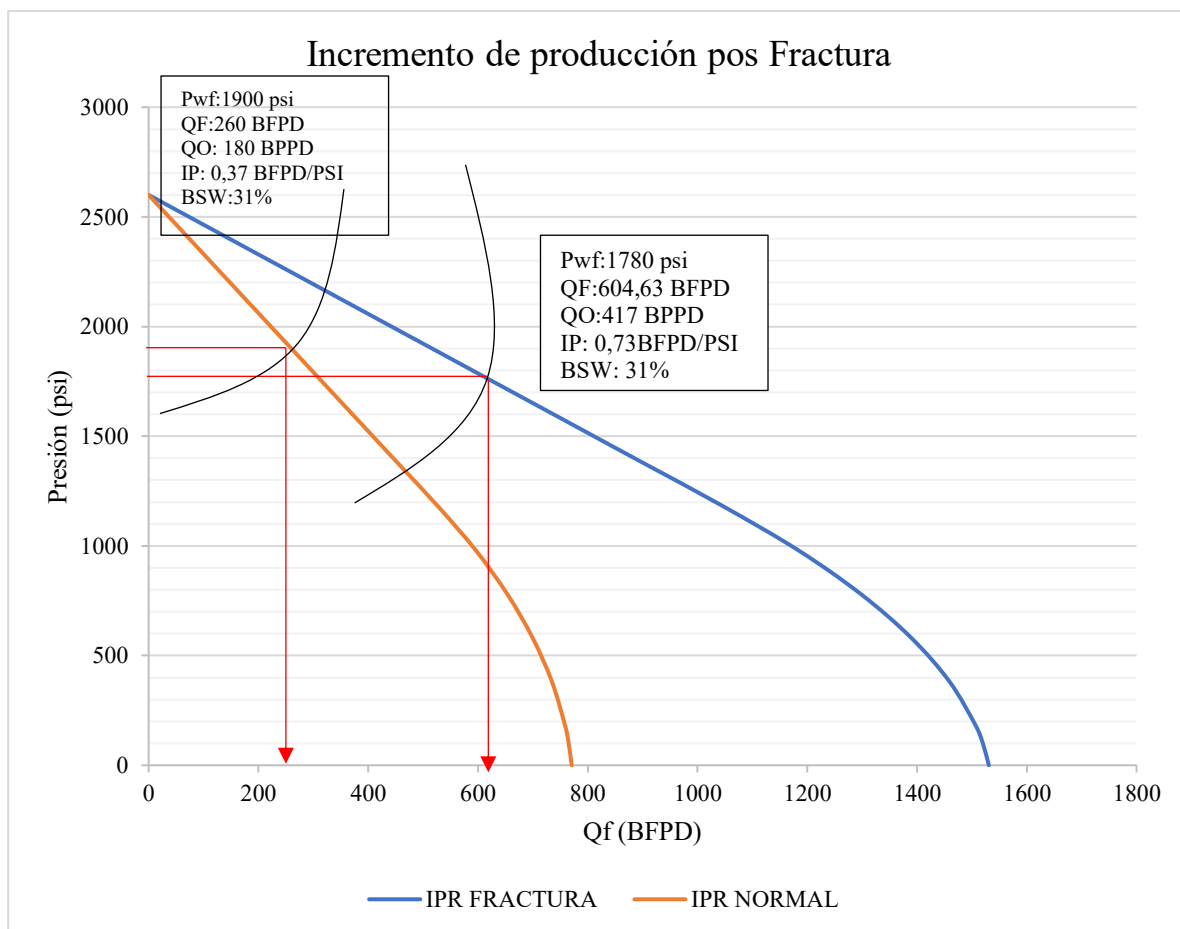


Figura 31 Ipr post fractura y actual

Curva de declinación

Después de realizar un fracturamiento hidráulico, la producción de petróleo muestra inicialmente un aumento significativo, seguido de una declinación progresiva. En los valores presentados, se observa un comportamiento típico de declinación hiperbólica o exponencial: la producción comienza en 287,73 barriles por día y desciende de manera continua. Aunque la reducción entre intervalos es relativamente suave, el volumen disminuye constantemente hasta llegar a valores cercanos a 159 BPD. Este patrón indica que el fracturamiento fue efectivo inicialmente, mejorando la permeabilidad del yacimiento, pero con el tiempo, la presión del reservorio y la eficiencia de flujo disminuyen, reduciendo la producción gradualmente.

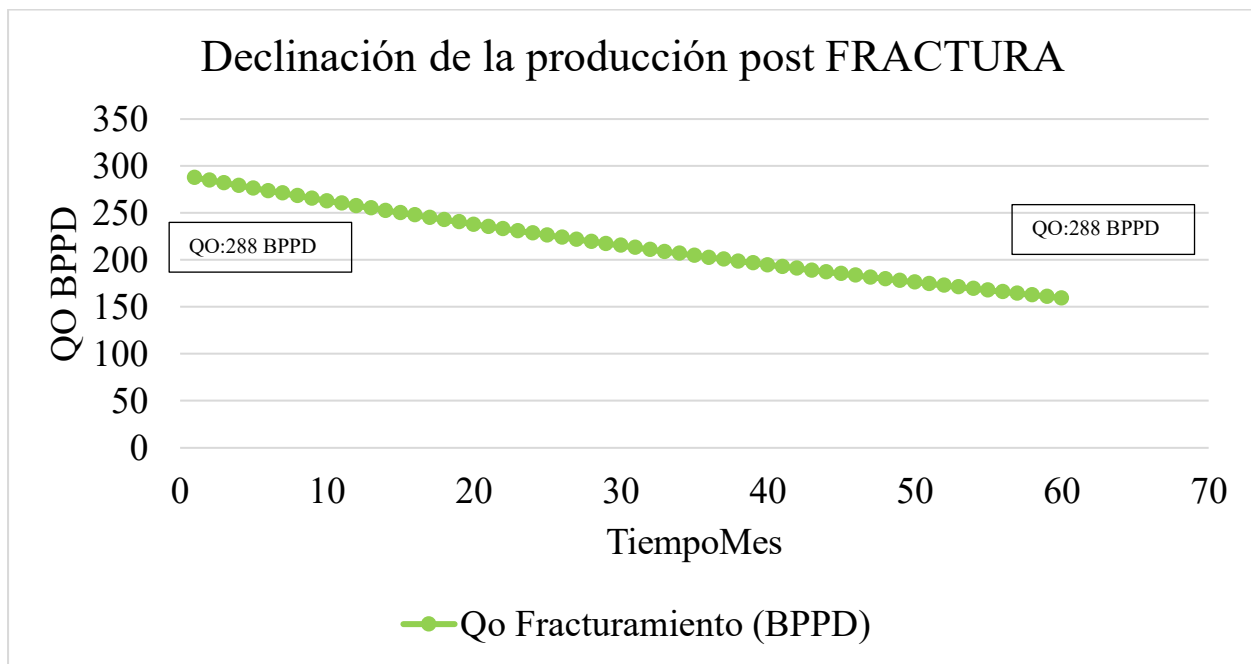


Figura 32 Declinación de la producción post fractura

Producción acumulada en 5 años

La producción acumulada (N_p) evidencia un crecimiento sostenido y constante durante los 60 meses, pasando de aproximadamente 7300 barriles en el primer mes a más de 243000 barriles

al final del periodo. Este aumento refleja la cantidad total de petróleo extraído y confirma la efectividad continua de la producción a lo largo del tiempo.

Aunque la tasa diaria disminuye, la suma acumulada crece de manera significativa, demostrando que el pozo mantiene una producción rentable y sostenida. Este comportamiento es típico en yacimientos con declinación gradual, donde la recuperación total aumenta progresivamente, apoyando la viabilidad económica del proyecto.

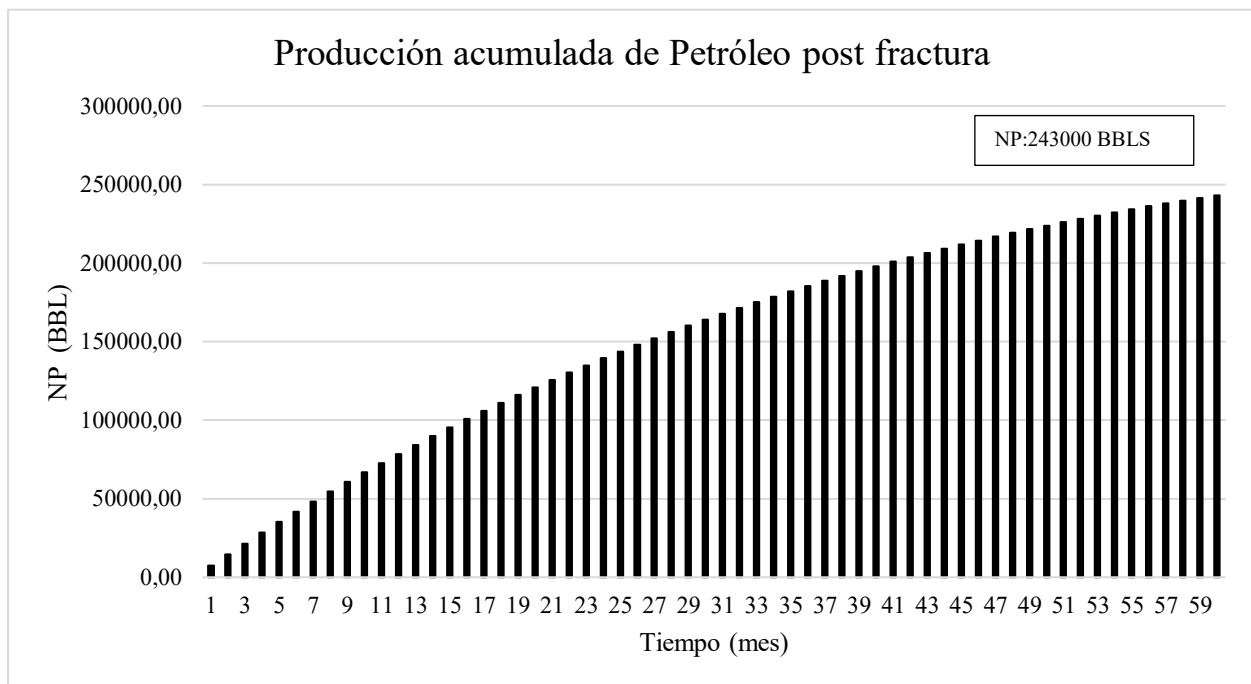


Figura 33 Acumulado de petróleo

Resultados Inyección continua de Vapor

En el pozo DRG-04 se realiza un proceso de inyección de vapor con un volumen de 3,6 millones de pies cúbicos estándares diarios (mmscfd), bajo una presión de saturación de vapor de 1268 psi. El vapor inyectado tiene una temperatura elevada de 575 °F, lo que permite transferir un calor significativo al yacimiento, calculado en 1.225.000 BTU. Este calor facilita la reducción de la viscosidad del crudo de 65 a 8 cp, mejorando su movilidad y favoreciendo un mayor flujo hacia

el pozo. El área de influencia del calentamiento alcanza aproximadamente 6,7 acres, con un radio de drenaje de 961 pies, lo que indica la extensión del área que el vapor afecta eficazmente durante el proceso. La cobertura de vapor en el yacimiento se logra en un tiempo relativamente corto, de 2,7 días, lo que sugiere una rápida propagación del calor.

Como resultado, el pozo DRG-04 muestra una producción inicial (Q_o) de 891 barriles por día (BPPD), evidenciando un aumento significativo en la productividad gracias a la inyección de vapor. Este método es eficiente para mejorar la recuperación en yacimientos con crudo pesado, donde el calor reduce la viscosidad y facilita el desplazamiento del petróleo.

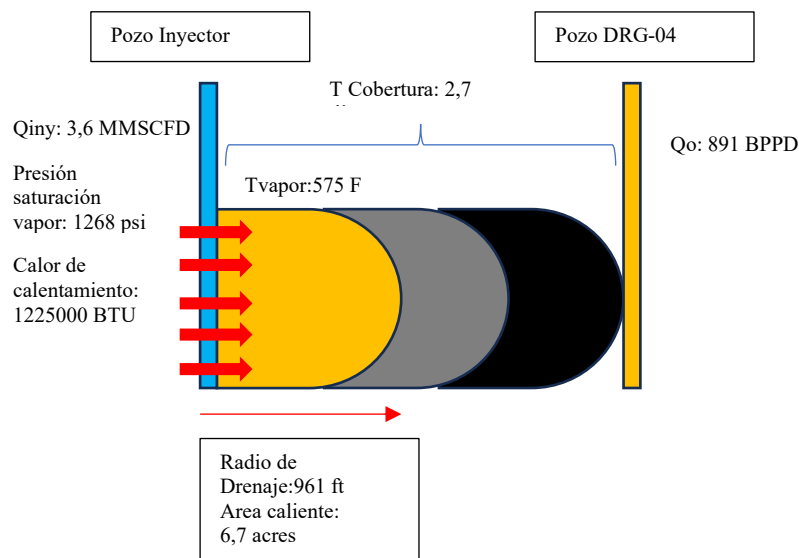


Figura 34 Inyección de vapor

Reducción de la viscosidad

A medida que aumenta la temperatura, la viscosidad del fluido disminuye de forma notable, facilitando su movilidad dentro del yacimiento. A 200 °F, la viscosidad es de 65 cP, pero conforme la temperatura se eleva, este valor se reduce progresivamente, alcanzando 8 cP a 575 °F. Esta tendencia indica que el calor tiene un efecto reductor sobre la resistencia interna del fluido al flujo.

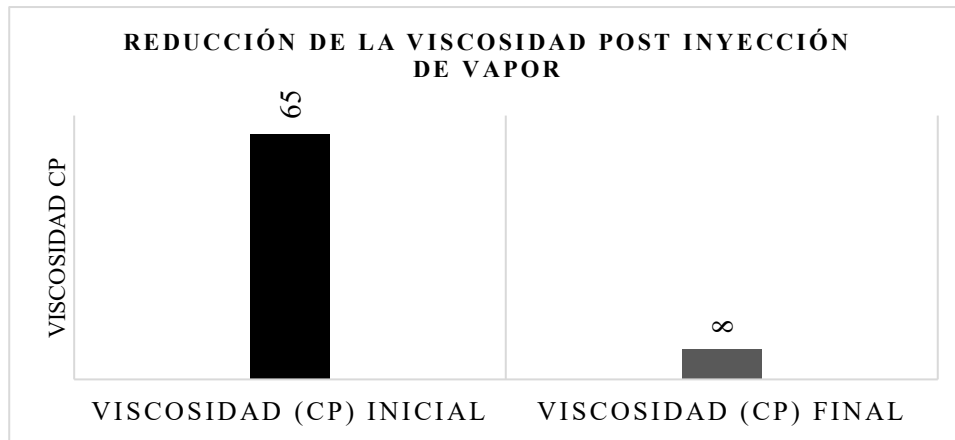


Figura 35 Viscosidad vapor

Producción de petróleo

La producción de petróleo muestra una clara disminución gradual a lo largo del tiempo. Comienza con una tasa alta de 891 BPPD en el primer mes y desciende progresivamente hasta aproximadamente 320 BPPD al mes 60. Esta caída refleja la reducción natural del volumen de petróleo movilizable conforme avanza la inyección de vapor y se extrae el crudo más accesible. Aunque la producción diaria disminuye, sigue siendo significativa, lo que indica que el proceso térmico continúa facilitando la recuperación del petróleo en el yacimiento a pesar del desgaste de las reservas más fáciles.

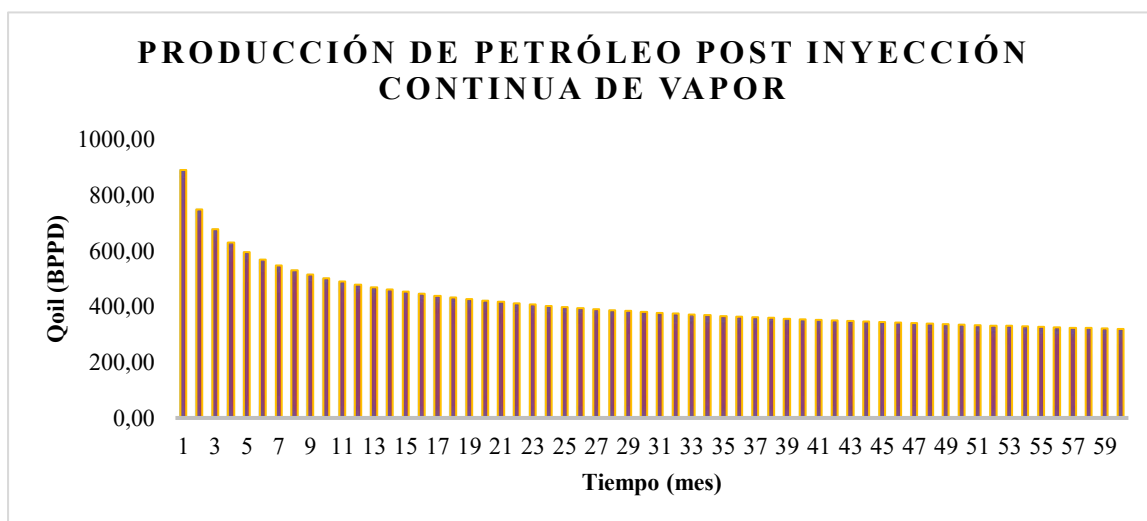


Figura 36 Producción post inyección

Producción acumulada de petróleo

La producción acumulada de petróleo (N_p) muestra un crecimiento constante y sostenido a lo largo de los 60 meses. Inicia en aproximadamente 22,634 barriles en el primer mes y alcanza cerca de 487,952 barriles al finalizar el periodo. Este incremento continuo refleja la suma total del petróleo extraído gracias a la inyección de vapor, evidenciando que, aunque la producción diaria disminuye, el volumen total recuperado sigue aumentando de manera significativa. La producción acumulada confirma la efectividad del proceso térmico para movilizar reservas residuales, logrando una recuperación progresiva y rentable a mediano plazo.

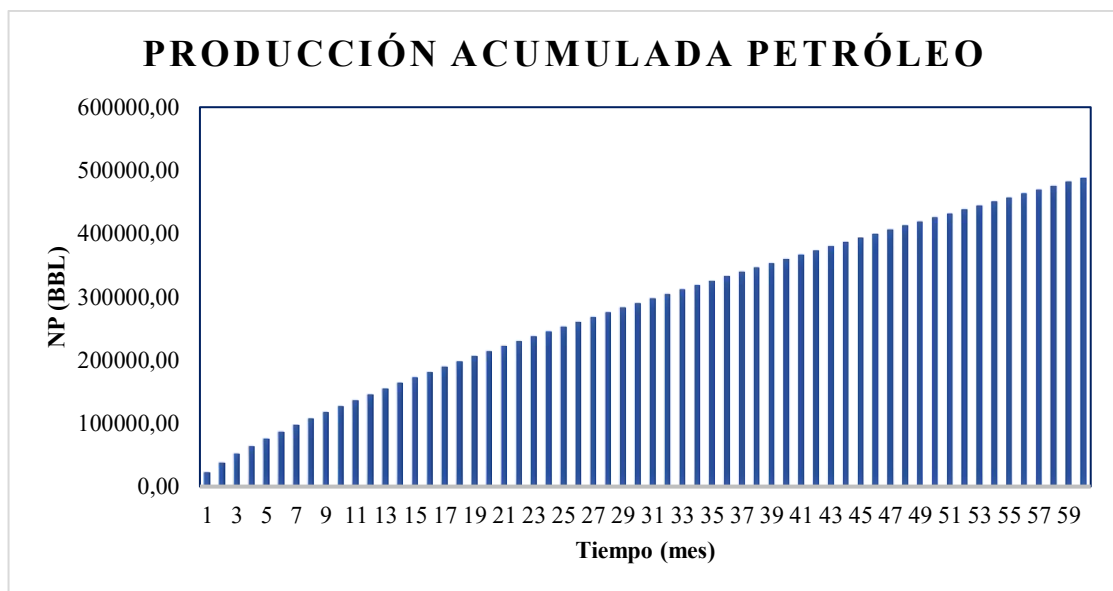


Figura 37 Acumulado post inyección

Selección de la propuesta seleccionada

La mejor técnica es la inyección continua de vapor, debido a su alta eficiencia de recuperación en crudos pesados. Esta técnica alcanzó una producción inicial de 891 BPPD, frente a 417 BPPD del fracturamiento hidráulico, y logró una producción acumulada de 487.952 barriles en 60 meses, casi el doble que los 243.087 barriles del fracturamiento. Aunque este último mejora la permeabilidad (de 46 a 860 mD) y reduce el daño de formación a -5%, la inyección de vapor

disminuye la viscosidad del crudo de 65 a 8 cP, lo que facilita un flujo más eficiente. Por tanto, ofrece mayor rendimiento y sostenibilidad a largo plazo.

Tabla 11 Resultados

Parámetro	Inicial	Fracturamiento Hidráulico	Inyección Continua de Vapor
Permeabilidad (mD)	46	860	46
Porosidad (%)	17%	26%	17%
Daño de formación (%)	13	-5%	13
Presión de fondo (Pwf) inicial (psi)	1900	1780	1256
Producción inicial (BPPD)	180	417	891
Incremento de petróleo (BPPD)	—	237	711
Viscosidad inicial del crudo (cP)	65	65	8
Producción final a 60 meses (BPPD)	—	159	320
Producción acumulada (Np, Bbl)	—	243.087	487.952

Los datos acumulados refuerzan esta diferencia. En 60 meses, el fracturamiento alcanza una producción acumulada de 243.087 Bbl, mientras que la inyección continua de vapor supera ampliamente este valor, acumulando 487.952 Bbl, casi el doble. Esto se debe a la eficiencia del vapor en desplazar el crudo hacia el pozo productor, manteniendo una recuperación constante. Además, la tendencia creciente en los valores mensuales acumulados demuestra una mayor eficiencia en la recuperación secundaria del yacimiento. Por lo tanto, considerando tanto el comportamiento del caudal como el volumen acumulado, la mejor técnica es la inyección continua de vapor, por su mayor rendimiento y estabilidad operativa.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

El fracturamiento hidráulico en el pozo demostró un impacto técnico positivo, al mejorar sustancialmente la permeabilidad (de 46 a 860 mD) y la porosidad (del 17% al 23%), incrementando así la eficiencia del flujo de petróleo. Sin embargo, esta técnica conlleva riesgos ambientales asociados al uso de fluidos de fractura y generación de aguas residuales, que deben ser cuidadosamente gestionados en zonas sensibles como la Amazonía ecuatoriana. Socialmente, puede generar conflictos comunitarios si no se garantiza transparencia, consulta previa y mitigación de impactos, por lo que se requiere una estrategia de gestión social alineada a los derechos territoriales.

La inyección continua de vapor resultó ser la técnica más eficiente a largo plazo, con una producción acumulada de 487.952 barriles en 60 meses, casi duplicando la del fracturamiento. Técnicamente, esta técnica mejora la recuperación térmica al reducir la viscosidad del crudo (de 65 a 8 cP), facilitando su desplazamiento. Ambientalmente, plantea desafíos por el alto consumo energético y emisiones, que pueden mitigarse con fuentes limpias. Socialmente, su operación sostenida genera oportunidades de empleo local y continuidad operativa, siempre que se implementen programas de responsabilidad social corporativa y beneficios compartidos con las comunidades aledañas.

Comparando ambas técnicas, la inyección continua de vapor se consolida como la opción más viable para reservorios de crudo pesado como los de la región Oriente. Su ventaja técnica radica en su capacidad para mantener una producción estable en el tiempo, mientras que su impacto ambiental puede ser reducido mediante la optimización del consumo energético. Desde el punto

de vista social y político, se alinea con los objetivos nacionales de aumentar la producción sin expandir la frontera extractiva, contribuyendo a la soberanía energética del Ecuador y generando beneficios sociales en zonas operadas por empresas públicas o bajo contratos de participación.

Recomendaciones

Se recomienda incorporar tecnologías de cogeneración térmica con biomasa o energía geotérmica para reducir el consumo de combustibles fósiles en la generación de vapor. Esto optimiza la eficiencia térmica del proceso y disminuye la huella ambiental, alineándose con las políticas de transición energética del Ecuador. Además, genera una percepción positiva en las comunidades locales al reducir el impacto ambiental.

Es clave instalar sistemas de monitoreo en tiempo real de presión, temperatura y producción para optimizar el diseño del fracturamiento e inyección térmica. Esto permite ajustes dinámicos que mejoran la productividad y reducen pérdidas operativas. Técnica y económicamente, eleva el rendimiento del proyecto, y socialmente permite una operación más segura y controlada frente a la comunidad y organismos de control.

Se recomienda establecer programas de responsabilidad social y consulta participativa continua con comunidades aledañas, garantizando transparencia sobre el impacto del proyecto y sus beneficios. Esto mitiga conflictos sociales, refuerza la licencia social para operar y permite que los beneficios del desarrollo energético se traduzcan en empleo, infraestructura y bienestar para la población local.

Bibliografía

- Garces, C. D. (2012). *Optimizacion de la Produccion en Pozos del campo shushufindi en base al indice de productividad obtenido del analisis de pruebas de presion*. Quito: EPN.
- Pazos, A. C. (2021). *Análisis técnico económico para la optimización de la producción del campo ESPOL-FICT*. Guayaquil : ESPOL.
- Gonzales, J. M. (2014). *Dano a la formacion en pozos petroleros*. Mexico D.F.: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Pena, A. S. (2015). *Eficiencias electromecánicas de los equipos de bombeo y de las condiciones hidráulicas en los pozos*. Instituto Mexicano de Tecnologia del Agua.
- Chango, A. S. (2020). *Evaluación técnica comparativa del incremento de producción con fracturamiento hidráulico y estimulación matricial en el Campo Sacha*. Quito: EPN.
- Jacome, M. A. (2016). *Diseño de fracturamiento hidraulico para la optimizacion de la produccion en el pozo FICT-2D*. Guayaquil: Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- Rodriguez, S. G. (2016). *FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE PERMEABILIDAD INTERMEDIA Y SU IMPACTO EN LA PRODUCTIVIDAD*. CD. MX.: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Chayres, A. I. (2017). *Diseño de fracturamiento hidraulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de Mexico*. CD. MX.: UNAM.
- Torres, J. P. (2002). *Aplicacion de tecnicas indirectas de identificacion de fracturas en el cretaceo de una cuenca colombiana*. Bucaramanga : ECOPETROL.
- Ronny, B. G. (2020). *Análisis del desempeño del fracturamiento hidráulico mediante la técnica de canales de flujo de alta conductividad y propuesta de nuevos candidatos para la arena U del campo Sacha*. Quito: UCE.

- Delgado, D. A. (2018). *CONSIDERACIONES E IMPORTANCIA DEL WELL TESTING PARA EL DESARROLLO DE POZOS PETROLEROS*. Guayaquil: ESPOL.
- Garcia, M. d. (2022). *Procedencia de la aplicacion del principio de Precaucion para suspender la utilizacion de la tecnica de fracturamiento hidraulico*. Bogota: Universidad Externado de Colombia.
- Pozo, A. E. (2024). *Simulación numérica de la inyección continua de vapor y aire en pozos petroleros con crudo pesado de la sección sur del campo Libertador*. Santa Elena: UPSE.
- Maldonado, F. C. (2016). *ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA PARA LA EXPLOTACIÓN DEL POZO IP 015 DEL CAMPO PUNGARAYACU*". Guayaquil: ESPOL.
- Andrade, M. V. (2015). *Estudio para evaluar el potencial de la aplicacion de la recuperacion mejorada en un campo de la cuenca oriente del ecuador*. Quito: EPN.
- Ortiz, C. C. (2017). *Modelado del efecto de pozos termicos sobre la recuperacion de petroleo por medio de la inyeccion continua de agua caliente*. Ciudad de Mexico: Instituto Politecnico Nacional.
- Lema, K. M. (2017). *ANÁLISIS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PARA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO Y EXTRA PESADO PARA UN CAMPO DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA*. Quito: UTE.
- Sepulveda, J. A. (2005). *Evaluacion del Comportamiento de un Yacimiento de crudo pesado mediante la aplicacion d ela tecnica THAI* . Bogota: Universidad Surcolombiana.
- Laiton, C. F. (2017). *Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia*. Medellin: Universidad Nacional de Colombia.

Palacios, P. F. (2022). *Estimacion de gases de efecto invernadero en la perforacion y el workover de pozos petroleros*. Guayaquil: ESPOL.

Anexos

Anexo.1 Diagrama mecánico del pozo DRG-14

