

Pregrado

Carrera: Petróleos

Asignatura: Seminario Fin de Carrera

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos**

Tema: Optimización de producción en el pozo
Fanny 18B- 190, Bloque 62 Tarapoa, en la
Arenisca M1, mediante técnicas de fracturación
Hidráulica y Estimulación Matricial, en el año
2025.

Autor/s:

Jerson Xavier Morales Catagña

Yanangomez Zaruma Tito Geovanny

Tutor: Ing. Alvarez Lazo Luis Alfredo

Fecha: 12/03/2025



Autor:



Jerson Xavier Morales Catagña

Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí – Ecuador

Correo electrónico: jerson.morales@ister.edu.ec

Autor:



Tito Geovanny Yanangomez Zaruma

Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí – Ecuador

Correo electrónico: tito.yanangomez@ister.edu.ec

Dirigido por:



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

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 2 difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ – ECUADOR

**(Optimización de producción en el pozo Fanny 18B- 190, Bloque 62
Tarapoa, en la Arenisca M1, mediante técnicas de fracturación
Hidráulica y Estimulación Matricial, en el año 2025.)**

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.1

Sangolquí, (12) de (03) de 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

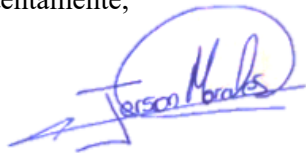
Presente

Por medio de la presente, yo, Jerson Xavier Morales Catagña declaro y acepto en forma expresa lo siguiente:
Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY 18B- 190, BLOQUE 62 TARAPOA, EN LA ARENISCA M1, MEDIANTE TÉCNICAS DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL, EN EL AÑO 2025**, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario, los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



(Jerson Xavier Morales Catagña)

C.I.: 1727485045

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.1

Sangolquí, 12 de marzo 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, Yanangómez Zaruma Tito Geovanny declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY 18B- 190, BLOQUE 62 TARAPOA, EN LA ARENISCAM1, MEDIANTE TÉCNICAS DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL, EN EL AÑO 2025**, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario, los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Yanangómez Zaruma Tito Geovanny

C.I.: 2200237010

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA: **TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS**

AUTOR /ES: **JERSON XAVIER MORALES CATAGÑA - TITO GEOVANNY YANANGOMEZ ZARUMA**

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO): **QUINAPALLO ORTIZ ERIKA VIVIANA**

CONTACTO ESTUDIANTE: **0983253759 - 0958767530**

CORREO ELECTRÓNICO: jerson_morales1@hotmail.com - titogeovanny@yahoo.es

TEMA: **OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY 18B- 190, BLOQUE 62 TARAPOA, EN LA ARENISCA M1, MEDIANTE TÉCNICAS DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL, EN EL AÑO 2025**

OPCIÓN DE TITULACIÓN: **UNIDAD DE INTEGRACION CURRICULAR**

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El presente proyecto de integración curricular se enfoca en la implementación de técnicas de estimulación en el Pozo Fanny 18B-190 para optimizar la producción de crudo pesado. La evaluación inicial reveló una productividad limitada debido al daño a la formación, la alta viscosidad del crudo y la baja permeabilidad del yacimiento. Ante estos desafíos, se diseñaron estrategias de estimulación para mejorar la extracción de hidrocarburos.

Se aplicaron técnicas de fracturamiento hidráulico, complementadas con estimulación matricial, como un enfoque integral para mejorar las condiciones del yacimiento y facilitar el flujo de fluidos hacia el pozo. Los resultados obtenidos fueron significativos, con una notable mejora en la capacidad productiva del pozo y un aumento en la tasa de extracción de crudo. Este incremento se atribuyó a la reducción del daño en la formación y a una mayor permeabilidad del yacimiento, optimizando así el flujo de hidrocarburos.

Adicionalmente, se realizaron análisis y cálculos para evaluar y ajustar los parámetros del proceso de estimulación, considerando factores como la presión de fractura y la viscosidad del

crudo. La implementación de estas técnicas demostró ser una estrategia efectiva para mejorar la producción de crudo pesado, resaltando la importancia de enfoques adaptados a las características específicas de cada yacimiento para maximizar la extracción y garantizar la viabilidad económica.

PALABRAS CLAVE: Fracturas, apuntalantes, permeabilidad, porosidad, ácido, inyección.

ABSTRACT:

This curriculum integration project focuses on the implementation of stimulation techniques in the Fanny 18B-190 well to optimize heavy oil production. Initial evaluation revealed limited productivity due to formation damage, high oil viscosity and low reservoir permeability. Given these challenges, stimulation strategies were designed to improve hydrocarbon extraction.

Hydraulic fracturing techniques, complemented with matrix stimulation, were applied as a comprehensive approach to improve reservoir conditions and facilitate fluid flow to the wellbore. The results obtained were significant, with a marked improvement in the well's productive capacity and an increase in the oil extraction rate. This increase was attributed to reduced formation damage and increased reservoir permeability, thus optimizing hydrocarbon flow.

Additionally, analyses and calculations were performed to evaluate and adjust the parameters of the stimulation process, considering factors such as fracture pressure and oil viscosity. The implementation of these techniques proved to be an effective strategy to improve heavy oil production, highlighting the importance of approaches tailored to the specific characteristics of each reservoir to maximize extraction and ensure economic viability.

PALABRAS CLAVE: Fractures, proppants, permeability, porosity, acid, injection.



Firma del Estudiante

Jerson Xavier Morales Catagña

C.I.: 1727485045



Firma del Estudiante (AUTOR)

Tito Geovanny Yanangomez Zaruma

C.I.: 2200237010

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, (12) de (marzo) del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo Jerson Xavier Morales Catagña con C.I.: 1727485045 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS, 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,



Jerson Xavier Morales Catagña

C.I.: 1727485045

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 12 de marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo, Yanangómez Zaruma Tito Geovanny con C.I.: 2200237010 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS, 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,



Yanangómez Zaruma Tito Geovanny

C.I.: 2200237010

Agradecimiento:

Con profunda gratitud, agradezco a mis padres por su amor incondicional, sacrificio y apoyo inquebrantable, cimientos sólidos que me impulsaron a superar cada obstáculo y perseguir mis metas. A mi hermano, gracias por ser mi compañero, confidente y fuente de inspiración constante. A mi compañero de tesis Tito Yanangomez, por su total apoyo y dedicación que reflejo en este proyecto de titulación. A mis compañeros y amigos, valoro enormemente el compañerismo, la motivación y la colaboración que hicieron de este viaje una experiencia enriquecedora e inolvidable.

Jerson Xavier Morales Catagña

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento Dios y a todas las personas que han hecho posible la realización de este trabajo. A mi familia, mi esposa Lucia Lema y mi hijo Sebastian Yanangomez por su amor incondicional y su respaldo constante. Gracias por ser mi fuente de motivación, por comprender mis momentos de frustración y celebrar conmigo cada logro alcanzado. A mis amigos y compañeros de estudio y de trabajo, por su compañía y por brindarme su apoyo cuando más lo necesité, en especial a mi compañero Xavier Morales por su confianza y dedicación en esta travesía de estudio; su presencia ha sido fundamental para mantenerme motivado y con energía en todo este camino. A todos los profesores que, con su generosidad y conocimiento, me han permitido adquirir nuevas herramientas y fortalecer mis aprendizajes, que hoy son el reflejo en mi trabajo. Finalmente, agradezco a todas las personas que, de alguna manera, contribuyeron con su tiempo, sabiduría y recursos para hacer posible la realización de este proyecto.

Tito Geovanny Yanangomez Zaruma

Dedicatoria:

Con gratitud, dedicamos este trabajo a nuestra alma máter, faro de conocimiento que ilumina nuestros estudios superiores, armonizando aspiraciones profesionales con nuestras responsabilidades cotidianas y forjándonos para un futuro de desafíos constantes.

A nuestros tutores, cuyas enseñanzas trascienden las aulas, impartiendo no solo conocimiento, sino también la sabiduría de sus experiencias y guiándonos a través de las prácticas experimentales que nos preparan para los retos venideros.

Finalmente, a nuestros compañeros, amigos y a todos aquellos que, con generosidad, nos ofrecieron su aliento, motivación y colaboración incondicional, enriqueciendo este camino con su apoyo desinteresado.

Resumen

En el Pozo Fanny 18B-190, la implementación de técnicas de estimulación ha sido fundamental para abordar los desafíos inherentes a la producción de crudo pesado. La evaluación inicial del pozo reveló una productividad limitada, evidenciada por factores como el daño a la formación y las características del crudo, incluyendo su elevada viscosidad y la baja permeabilidad del yacimiento.

Ante este panorama, se recurrió a estrategias de estimulación diseñadas para optimizar la extracción de hidrocarburos. La aplicación de fracturamiento hidráulico, complementada con estimulación matricial, representó un enfoque integral para mejorar las condiciones del yacimiento y facilitar el flujo de fluidos hacia el pozo.

Los resultados obtenidos tras la aplicación de estas técnicas fueron significativos. Se observó una notable mejora en la capacidad productiva del pozo, lo que se tradujo en un aumento en la tasa de extracción de crudo. Este incremento se atribuyó a la reducción del daño en la formación, así como a una mayor permeabilidad del yacimiento, factores que contribuyeron a optimizar el flujo de hidrocarburos.

Adicionalmente, se realizaron análisis y cálculos para evaluar y ajustar los parámetros del proceso de estimulación. Se consideraron factores como la presión de fractura y la viscosidad del crudo, con el objetivo de optimizar el diseño del tratamiento y garantizar su eficacia.

La implementación de técnicas de estimulación en el Pozo Fanny 18B-190 ha demostrado ser una estrategia efectiva para mejorar la producción de crudo pesado. Los resultados obtenidos resaltan la importancia de adoptar enfoques integrales y adaptados a las características específicas de cada yacimiento, con el fin de maximizar la extracción de hidrocarburos y garantizar la viabilidad económica de los proyectos.

Palabras claves: Fracturas, apuntalantes, permeabilidad, porosidad, acido, inyección.

Abstrac

At the Fanny 18B-190 well, the implementation of stimulation techniques has been instrumental in addressing the challenges inherent in heavy oil production. Initial evaluation of the well revealed limited productivity, evidenced by factors such as formation damage and crude oil characteristics, including high viscosity and low reservoir permeability.

Against this backdrop, stimulation strategies designed to optimize hydrocarbon extraction were employed. The application of hydraulic fracturing, complemented by matrix stimulation, represented a comprehensive approach to improve reservoir conditions and facilitate fluid flow to the wellbore.

The results obtained after the application of these techniques were significant. There was a marked improvement in the productive capacity of the well, which resulted in an increase in the oil extraction rate. This increase was attributed to reduced formation damage and increased reservoir permeability, factors that contributed to optimizing hydrocarbon flow.

In addition, analyses and calculations were performed to evaluate and adjust the parameters of the stimulation process. Factors such as fracture pressure and crude viscosity were considered in order to optimize the treatment design and ensure its effectiveness.

The implementation of stimulation techniques in the Fanny 18B-190 well has proven to be an effective strategy to improve heavy oil production. The results obtained highlight the importance of adopting comprehensive approaches tailored to the specific characteristics of each reservoir in order to maximize hydrocarbon extraction and ensure the economic viability of the projects.

Key words: Fractures, proppants, permeability, porosity, acid, injection.

Índice de contenido:

CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento del problema	4
1.2 Justificación.....	4
1.3 Alcance	6
1.4 Objetivo general y Específicos.....	6
CAPITULO II	8
MARCO TEORICO.....	8
Generalidades del campo	8
Ubicación del Campo	8
Geología Estructural.....	9
Reservorios	9
Objetivos de fracturación hidráulica.....	10
Ventajas de la fracturación Hidráulica	11
Desventajas de la Fracturación Hidráulica	11
Principios de funcionamiento	12
Equipos Utilizados en la Fracturación Hidráulica	13
<i>Fases del Proceso de Fracturación Hidráulica</i>	14
<i>Sistemas de Monitoreo</i>	14
Modelamiento de la fracturación hidráulica	15
Sistema de la Estimulación Matricial	17
Principio de aplicación	17
Componentes del Sistema	17
Equipos utilizados en la estimulación matricial	19

Etapas del proceso	20
Ventajas y Desventajas	20
Modelo del Sistema de Estimulación Matricial.....	21
CAPITULO III.....	22
DISEÑO E IMPLEMENTACION	22
<i>Diseño de investigación</i>	22
<i>Selección de muestra</i>	22
<i>Recolección de datos</i>	22
<i>Métodos</i>	23
<i>Análisis de datos</i>	23
Caracterización del pozo Fanny 18B-190.....	24
Registros eléctricos.....	24
Historial de producción	24
PVT.....	25
Análisis de cálculos para el fracturamiento hidráulico en el Pozo Fanny 18B - 190	26
Evaluar datos de presión, viscosidad.....	27
Viscosidad con propano	27
Volumen total del fluido fracturante (Vf).....	28
Concentración de Propante Necesaria (Cprop)	29
Tasa de inyección requerida (Q).....	29
Perdida de presión por fricción ($\Delta P_{fricción}$).....	30
Presión requerida (P _s)	30
Selección de la arena de fractura.....	31
Porosidad:.....	32
Permeabilidad:.....	32

Monitoreo Continuo Post-Tratamiento	33
Índice de productividad (IP).....	33
Estimación del aumento de producción basado en el índice de productividad (IP).....	34
<i>Análisis de cálculos para la estimulación matricial en el Pozo Fanny 18B – 190</i>	<i>36</i>
Análisis de daño Skin Factor.....	36
Salinidad.....	38
Cálculo de la Presión de Inyección	39
Presión de Descarga de la Bomba	39
Caudal de la Bomba	39
Cálculo del Volumen de Fluido a Utilizar	40
Cálculo de la Concentración de Ácido y Surfactante.....	41
Caudal Requerido.....	41
Permeabilidad.....	42
Índice de productividad (IP)	43
Estimación del aumento de producción basado en el índice de productividad (IP).....	44
CAPITULO IV.....	46
PRUEBAS Y RESULTADOS.....	46
Evaluación de Resultados Post-Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico en el Pozo Fanny 18B-190: Análisis de Cambios Basados en Cálculos y Datos Operativos.....	46
Factor de daño (Skin Factor, S)	46
Impacto en el Drawdown.....	46
Porosidad	46
Permeabilidad.....	47
<i>Evaluación Técnica de los Resultados de la Estimulación Matricial en el Pozo Fanny 18B- 190: Impacto en la Productividad y Parámetros Operativo.....</i>	<i>48</i>
Selección de la Estimulación Matricial Ácida:.....	48

Diseño del Tratamiento:.....	48
Resultados Obtenidos:	49
CAPITULO V	50
Conclusiones	50
Recomendaciones.....	50
Bibliografía	51

Índice de Figuras

Figura 1 Diagrama de ciclos, causas y consecuencias de la problemática	3
Figura 2 Ubicación del bloque Tarapoa y del Campo Fanny.....	8
Figura 3 Columna estratigráfica del campo Fanny	9
Figura 4 Registro representativo de la secuencia M-1	10
Figura 5 Presión interna fracturando un pozo vertical.....	12
Figura 6 (Multietapas)Fracturación hidráulica	13
Figura 7 Fracturación Hidráulica	15
Figura 8 Datos del reservorio simulación Fracturación Hidráulica	16
Figura 9 Resultados obtenidos de la Fracturación hidráulica	16
Figura 10 Comportamiento de bombeo con HCl – HF a una formación de roca arenisca ..	18
Figura 11 Estimulación con tubería flexible	19
Figura 12 Producción de hidrocarburos Estimulación matricial.....	21
Figura 13 Registro Eléctrico del pozo Fanny 18B. Análisis petrofísico del yacimiento M1 con el software Geographix.....	24
Figura 14 Historial de producción del Pozo Fanny 18B.....	25
Figura 15 Diámetros de arena de fractura.....	31
Figura 16 Maximización de la conductividad.....	31
Figura 17 Resultados del aumento de producción al aplicar la fracturación hidráulica	35
Figura 18 Diagrama de equipos de estimulación matricial.....	40
Figura 19 Resultados del aumento de producción al aplicar la Estimulación Matricial.....	45

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El análisis técnico del pozo Fanny 18B-190 se centra en la implementación de técnicas avanzadas para mejorar la movilidad del crudo pesado, cuya alta viscosidad representa un desafío significativo en la extracción y transporte. La propuesta se enfoca en aumentar la producción a largo plazo mediante la aplicación de técnicas como la fracturación hidráulica y la estimulación matricial. Estas técnicas buscan mejorar la permeabilidad del reservorio y optimizar el flujo del crudo hacia el pozo, lo que permitiría recuperar una mayor proporción de los recursos hidrocarburíferos. La gran motivación de este proyecto es aplicar la fracturación hidráulica para mejorar la permeabilidad del reservorio, lo que facilitaría el desplazamiento del petróleo hacia el pozo, aumentando así el factor de recobro. Además, se busca optimizar el flujo del crudo mediante la estimulación matricial, con el fin de garantizar un flujo eficiente del crudo hacia la superficie. Esta premisa permite que sea una metodología rentable y de aplicación óptima en campos maduros donde la determinación de técnicas adecuadas es crucial.

El pozo Fanny 18B-190 enfrenta desafíos significativos debido a la naturaleza pesada del crudo. El crudo pesado, caracterizado por su alta densidad y viscosidad, presenta retos especiales en la explotación, como una mayor dificultad en el flujo y una reducida permeabilidad en el yacimiento. La alta viscosidad del crudo pesado hace que sea más caro de producir que el petróleo convencional y requiere métodos sofisticados de recuperación mejorada y avanzada para aumentar el factor de recobro.

Además, la baja temperatura del fluido reduce aún más la fluidez del crudo, aumentando su viscosidad y complicando su manejo y transporte. La acumulación de parafinas y asfáltenos en las tuberías y alrededor del pozo reduce la permeabilidad y puede bloquear el flujo de fluidos, lo que requiere tratamientos adicionales para evitar obstrucciones.

La baja presión de yacimiento es otro desafío significativo, limitando la capacidad natural del pozo para producir petróleo sin asistencia artificial. Esto obliga a utilizar métodos de estimulación para mejorar la producción del pozo.

Estas condiciones llevan a consecuencias negativas como la pérdida de producción del pozo, poca movilidad del fluido hacia la superficie, aumento de presiones en las líneas de transferencia, obstrucción de las tuberías de producción y un incremento en la viscosidad del crudo. La obstrucción de las tuberías de producción y descarga es particularmente problemática, ya que los depósitos de parafinas y asfáltenos pueden reducir el área efectiva de flujo y generar caídas muy grandes de presión, incluso taponando completamente la línea de descarga si se encuentran a temperaturas muy bajas.

Además, la producción y uso del crudo pesado presentan desafíos ambientales significativos, como emisiones de gases de efecto invernadero más altas en comparación con los crudos ligeros, lo que complica los esfuerzos para reducir la huella de carbono. La extracción y refinación del crudo pesado generan más emisiones y requieren procesos y tratamientos adicionales para cumplir con las regulaciones ambientales y producir productos comercializables.

La industria petrolera mundial está brindando mayor importancia a los yacimientos de crudo pesado y extrapesado, invirtiendo en nuevas tecnologías e infraestructura para aprovechar al máximo estos recursos. Sin embargo, la dependencia de fuentes limitadas de crudo pesado puede comprometer la seguridad energética en caso de interrupciones en el suministro, lo que hace necesaria la diversificación de fuentes y la inversión en energías alternativas.

La combinación de fracturación hidráulica y estimulación matricial proporciona múltiples beneficios, desde la mejora en la recuperación del petróleo hasta la eficiencia económica y la sostenibilidad a largo plazo. Estas técnicas son cruciales para superar los desafíos técnicos y ambientales asociados con la extracción de crudo pesados en campos maduros.

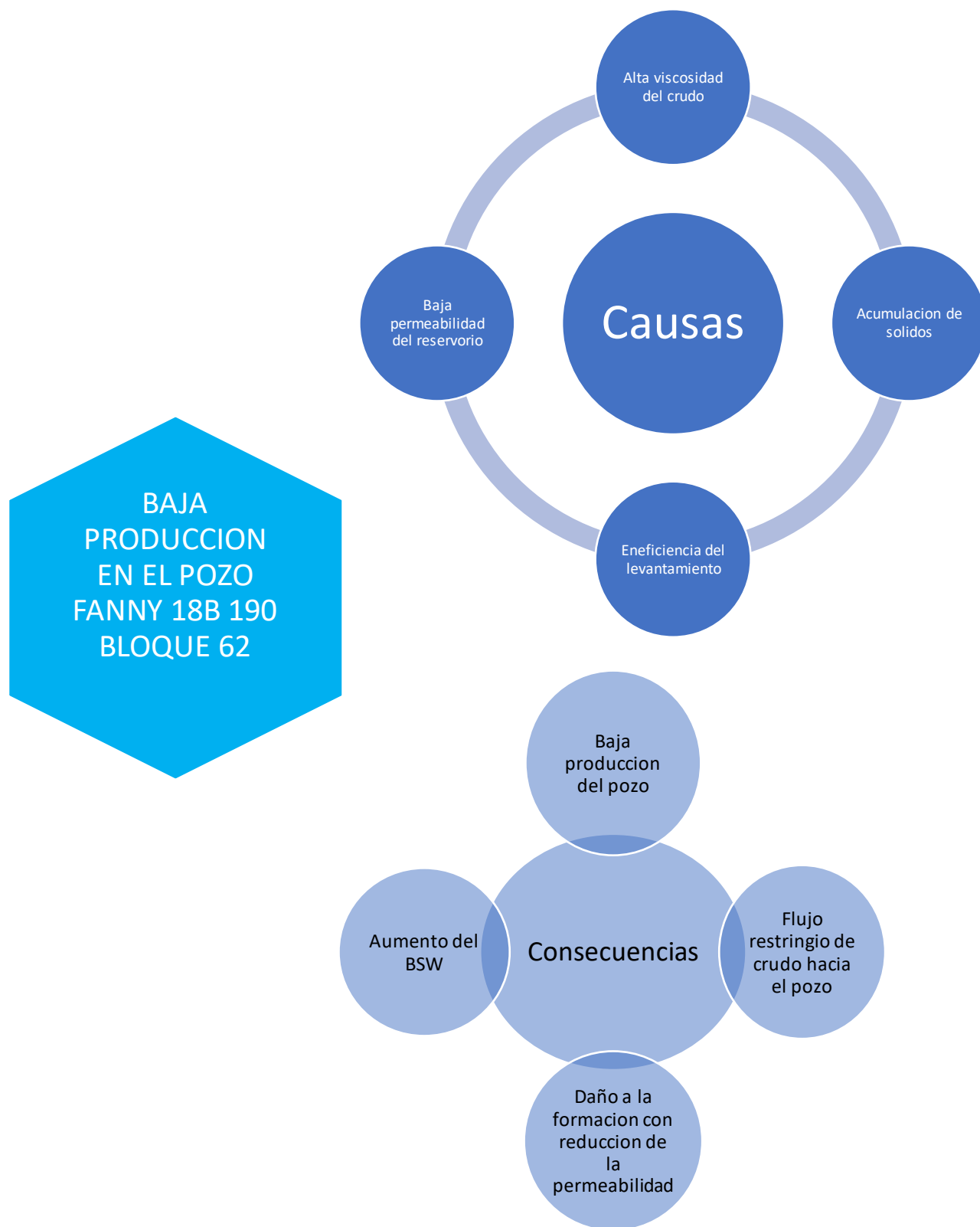


Figura 1 Diagrama de ciclos, causas y consecuencias de la problemática

Autores: Jerson Morales y Tito Yanangomez

Planteamiento del problema

En el pozo Fanny 18B-190, se enfrentan desafíos significativos en la producción de crudo pesado debido a su alta viscosidad, lo que dificulta su extracción y transporte. La depletación de la presión natural del reservorio ocasiona una reducción en la tasa de producción, lo que a su vez aumenta la dificultad para extraer los hidrocarburos restantes. La baja eficiencia en la extracción se debe a la gran cantidad de petróleo residual que permanece atrapado en el yacimiento debido a su alta viscosidad. Además, desde un análisis técnico, la recuperación primaria resulta ineficiente, ya que requiere inversiones significativas para mantener una producción aceptable con métodos convencionales, lo que se traduce en altos costos operativos y de mantenimiento. Esto lleva a una baja producción de hidrocarburos mediante métodos primarios, lo que puede generar derrames y fugas durante la vida productiva del campo, ocasionando impactos ambientales y sociales negativos que afectan a las comunidades locales y aledañas. Estos impactos ambientales y sociales son motivo de preocupación, ya que pueden provocar la migración constante de personas debido al deterioro del entorno y el ecosistema.

Por lo tanto, es crucial implementar técnicas avanzadas como la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico para mejorar la movilidad del crudo y optimizar la producción del pozo Fanny 18B-190. Estas técnicas pueden mejorar la permeabilidad del reservorio y aumentar la eficiencia en la recuperación de los recursos hidrocarburiíferos, asegurando una producción más sostenible y reduciendo los impactos ambientales y sociales asociados con la extracción de crudo pesado.

1.2 Justificación

Hipótesis

La implementación de técnicas de fracturación hidráulica y estimulación matricial en el pozo Fanny 18B-190 aumentará significativamente la producción de crudo pesado al mejorar la permeabilidad del reservorio, lo que facilitará el flujo del petróleo hacia el pozo. La fracturación hidráulica no solo incrementa la producción, sino que también abre oportunidades para acceder a recursos previamente inalcanzables, maximizando así la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos. Además, la estimulación matricial ayudará a mejorar la movilidad del crudo en el yacimiento, contribuyendo a una mayor eficiencia en la extracción.

La optimización del flujo del crudo se llevará a cabo mediante un análisis detallado de las condiciones del yacimiento y la aplicación de técnicas avanzadas, con el objetivo de determinar la mejor estrategia para garantizar un flujo eficiente y efectivo del crudo hacia la superficie, contribuyendo así a maximizar la producción del pozo Fanny 18B-190.

Aspecto legal

La implementación de técnicas de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial en el pozo Fanny 18B-190 también debe considerar aspectos legales importantes. Por ejemplo, la regulación ambiental es crucial para evitar impactos negativos en el medio ambiente. Muchos países tienen leyes específicas que regulan la fracturación hidráulica, como la obligación de obtener permisos ambientales antes de iniciar operaciones y de cumplir con normas de seguridad para evitar contaminación del agua y del suelo. En este sentido, las regulaciones ambientales destacan la importancia de las competencias e instrumentos jurídicos autonómicos para limitar el uso de la fracturación hidráulica, incluyendo la normativa básica estatal de protección ambiental aplicable a esta técnica.

La aplicación de fracturación hidráulica y estimulación matricial no solo mejoran la productividad y rentabilidad del campo petrolero, sino que también contribuyen a la seguridad operativa al minimizar los riesgos asociados con la producción de petróleo. Al mejorar la eficiencia del proceso, se reduce la necesidad de intervenciones costosas y riesgosas en el pozo, lo que a su vez disminuye el riesgo de accidentes y daños ambientales. Además, la optimización del flujo del crudo mediante estas técnicas es un aspecto clave en garantizar que el flujo se mantenga dentro de parámetros óptimos, reduciendo la necesidad de intervención manual y mejorando la eficiencia general del sistema. Finalmente, la implementación de estas técnicas no solo mejora la productividad del pozo, sino que también reduce los costos operativos a largo plazo, logrando una reducción en costos. Al maximizar la producción y prolongar la vida útil del pozo, se evitan costos asociados con la perforación de nuevos pozos y la intervención en pozos existentes. Además, la eficiencia operativa mejorada reduce los costos de mantenimiento y reparación del equipo. En resumen, la implementación de fracturación hidráulica y estimulación matricial en el pozo Fanny 18B-190 emergen como herramientas fundamentales para mantener la producción sostenida y

garantizar la viabilidad a largo plazo del campo maduro en desarrollo, contribuyendo así a un enfoque más eficiente en la extracción de hidrocarburos.

1.3 Alcance

Con el estudio de este proyecto se espera obtener un aumento significativo en la tasa de producción del pozo Fanny 18B-190, lo que se traducirá en una mayor eficiencia operativa y una optimización en la recuperación de crudo pesado. La implementación de técnicas de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial permitirá mejorar la permeabilidad del reservorio y reducir el daño en la formación, facilitando así el flujo del petróleo hacia el pozo.

Se estima que la producción incrementará en un 90.5% sobre los niveles actuales, pasando de los 210 BFPD a aproximadamente 400 BFPD. Este aumento en la producción es resultado directo de la mejora en la conductividad del yacimiento y la reducción del factor de daño, gracias a las técnicas de estimulación aplicadas.

Estos resultados no solo mejorarán significativamente la productividad del pozo, sino que también servirán como modelo para aplicar estas técnicas en otros pozos con características similares dentro del bloque, contribuyendo así a un enfoque más eficiente en la extracción de hidrocarburos. Se estima que la recuperación total de crudo aumentará significativamente al final del proyecto, lo que mejorará la rentabilidad del campo.

1.4 Objetivo general y Específicos

Analizar las técnicas de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial para mejorar la producción del pozo Fanny 18B-190, con el fin de reducir la viscosidad del crudo pesado y aumentar el índice de productividad del reservorio, mejorando así la eficiencia operativa y garantizando una recuperación más efectiva del crudo.

Recopilar información sobre la aplicación de técnicas de fracturamiento hidráulico en el pozo Fanny 18B-190 para analizar los problemas relacionados con la permeabilidad del reservorio y su impacto en la producción de crudo pesado.

Investigar los puntos críticos donde se presenta alta viscosidad del crudo en el pozo para identificar las áreas donde la implementación de técnicas de estimulación (matricial) puede mejorar el flujo del crudo.

Analizar el impacto de las técnicas de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en la optimización del flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, evaluando el incremento en la producción y la eficiencia del proceso.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

Generalidades del campo

Ubicación del Campo

El Bloque 62 Tarapoa se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Cuyabeno, en las parroquias Aguas Negras y Tarapoa. Tiene un área de 362 km², está localizado en la parte oriental de la cuenca Oriente y se encuentra limitado en el Norte por los Campos Cuyabeno y Sansahuari, en el Sur por el Bloque 15, en el Este por la Reserva Cuyabeno y limita por el Oeste con el Campo Shushufindi. Situando al pozo Fanny 190 en la parte central del bloque 62 Tarapoa, aproximadamente a unos 20 kilómetros al suroeste de la población de Tarapoa, que es el principal centro de operaciones del bloque.

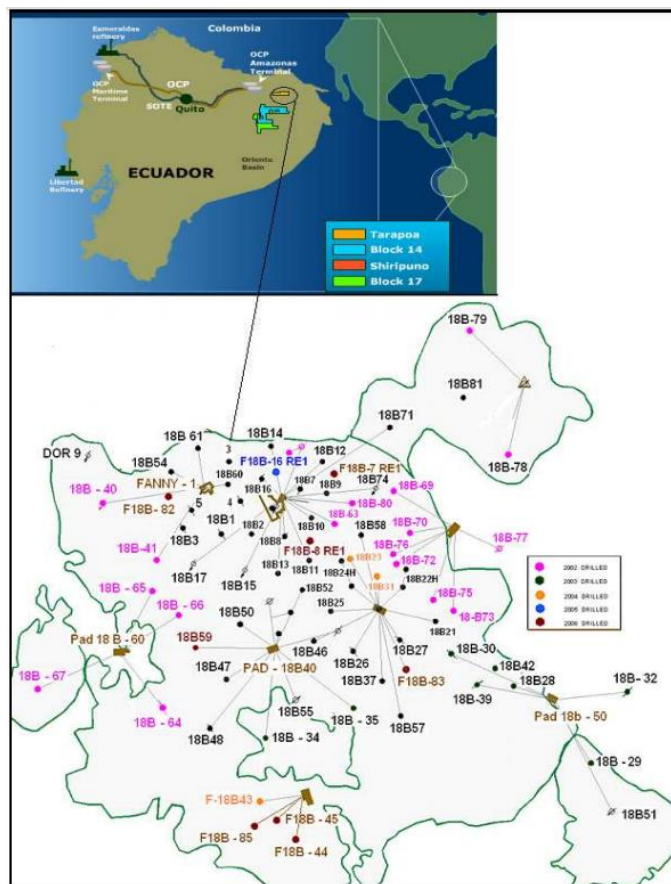


Figura 2 Ubicación del bloque Tarapoa y del Campo Fanny

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Limited

Geología Estructural

Estructuralmente, el Campo Fanny pertenece al periodo Cretácico. Este proceso se ubica en la Cuenca Oriente, donde el campo bordea el Corredor Sacha Shushufindi. El Campo Fanny se encuentra dentro del Bloque 62 Tarapoa, en la provincia de Sucumbíos, Ecuador, y está limitado por importantes estructuras geológicas que influyen en su potencial productivo. El pozo Fanny 18B-190, ubicado en el Campo Fanny, produce desde la arenisca M1, un estrato geológico reconocido por su significativo potencial productivo en la región. La arenisca M1 presenta características de permeabilidad y porosidad que permiten el flujo de fluidos, aunque puede ser limitada en algunas áreas.

	FORMATION	MEMBER	LITHOLOGY	SOURCE RESERVOIRS
CRETACEOUS	TENA	BASAL	RED BEDS	
		M-1 SAND	QUARTZ STS	R
	NAPO		DN. GREY AND MICRITIC	
		M-2 SAND	QUARTZ GLAUC STS	R
			MICRITIC	
		UPPER	QUARTZ GLAUC STS	R
		MIDDLE	AND	R
		LOWER	DN. GREY	R
			SHALE/MICRITIC	
		T SAND	QUARTZ GLAUC STS	R
			SHALE/MICRITIC	
	HOLLIN		QUARTZ GLAUC STS	R
	PRE-		STL STS	

Figura 3 Columna estratigráfica del campo Fanny

Fuente: Ingeniería en Geología Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Reservorios

La columna estratigráfica del Campo Fanny 18B incluye varias formaciones productoras. Los principales reservorios se desarrollan en la formación Napo, específicamente en los yacimientos M1 y U Inferior. El yacimiento M1 se encuentra en una etapa de alto corte de agua con una producción diaria significativa de petróleo, mientras que el yacimiento U Inferior también produce petróleo, aunque con un corte de agua menor. Ambos han sido objeto de perforaciones horizontales, direccionales y verticales para maximizar la extracción de petróleo.

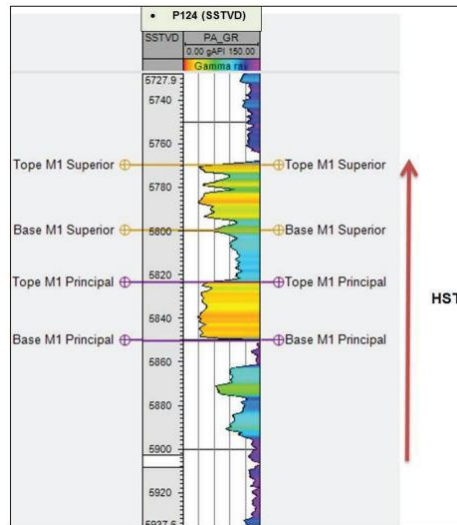


Figura 4 Registro representativo de la secuencia M-1

Objetivos de fracturación hidráulica

Aumentar la Accesibilidad: Incrementar el acceso a recursos de petróleo y gas atrapados en formaciones rocosas de baja permeabilidad, lo que permite explotar reservas previamente inaccesibles. Esto puede aumentar la producción en un 20-40% en algunos campos (Jacome, 2016).

Mejorar la Eficiencia: Utilizar técnicas avanzadas para aumentar la superficie de contacto entre el pozo y el reservorio, lo que facilita el flujo de hidrocarburos hacia la superficie.

Optimizar Costos: Aunque inicialmente puede ser costosa, la fracturación hidráulica puede ser rentable a largo plazo al permitir la extracción de recursos que de otro modo serían inaccesibles.

Métodos

La Fracturación hidráulica se clasifica en:

Fracturación Hidráulica Convencional: Implica la inyección de agua a alta presión mezclada con arena y productos químicos para crear microfracturas en la roca (Alcares, 2020).

Fracturación Hidráulica de Alto Volumen: Requiere grandes cantidades de agua y materiales propantes para maximizar la producción.

Ventajas de la fracturación Hidráulica

Mayor Acceso a Recursos: Permite explotar reservas de petróleo y gas que no son accesibles mediante métodos convencionales.

Aumento de la Producción: Incrementa significativamente la producción de hidrocarburos en formaciones de baja permeabilidad.

Impacto Económico Positivo: Puede mejorar el equilibrio comercial de un país al aumentar la producción de hidrocarburos.

Desventajas de la Fracturación Hidráulica

Impacto Ambiental Potencial: Puede causar contaminación del agua y del suelo si no se maneja adecuadamente.

Complejidad Operativa: Requiere equipos especializados y conocimientos técnicos avanzados para su implementación segura.

Detalles de la Fracturación Hidráulica

La fracturación hidráulica es una técnica de estimulación de pozos que aumenta la extracción de gas y petróleo de formaciones rocosas de baja permeabilidad (Kryztyna, 2018). El proceso implica la perforación de un pozo vertical seguido de una perforación horizontal, a través de la cual se inyecta una mezcla de agua, arena y productos químicos a alta presión (hasta 9,150 psi) para crear fracturas en la roca. El agua constituye alrededor del 90% del fluido inyectado, mientras que la arena y los productos químicos representan alrededor del 9.5% y 0.5-0.8%, respectivamente.

La fractura de una roca se realiza de manera perpendicularmente al mínimo esfuerzo y en su mayoría de pozos, la fractura es vertical (ilustración 4).

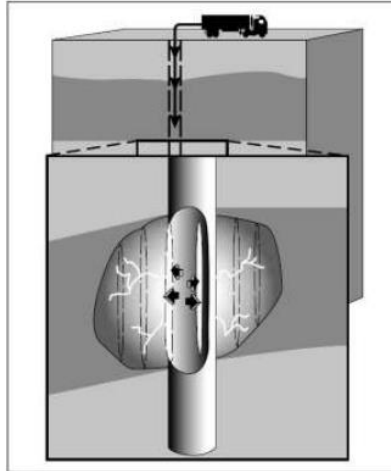


Figura 5 Presión interna fracturando un pozo vertical

Fuente: (Economides & Nolte, 2000)

Principios de funcionamiento

Aumento de Permeabilidad

La inyección de agua y arena a alta presión genera microfracturas en la roca, lo que aumenta significativamente la permeabilidad del reservorio y facilita el flujo de hidrocarburos hacia el pozo (Gonzales, 2019).

Mantenimiento de Fracturas

El agente propante, generalmente arena, se queda alojado en las fracturas, manteniéndolas abiertas y permitiendo que los hidrocarburos continúen fluyendo hacia el pozo, eso se lo puede determinar en la Figura 5.

Presión y Flujo

La alta presión utilizada durante la fracturación hidráulica ayuda a empujar los hidrocarburos hacia el pozo de producción, aumentando la eficiencia de la extracción.

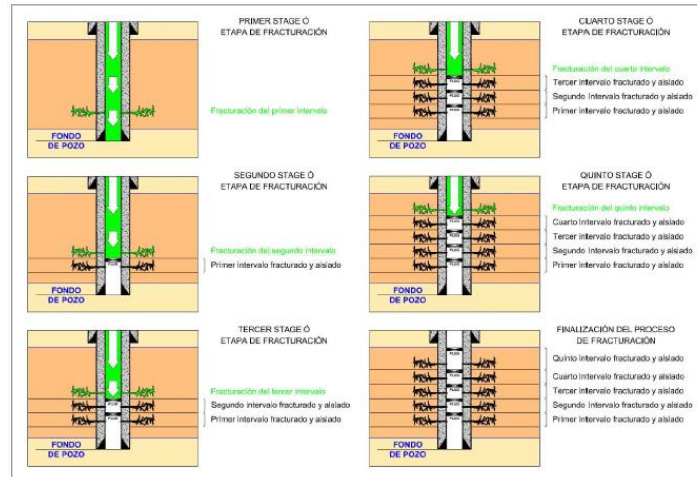


Figura 6 (Multietapas)Fracturación hidráulica

Fuente: García- Portero, J. 2012.

Equipos Utilizados en la Fracturación Hidráulica

La fracturación hidráulica requiere una variedad de equipos especializados diseñados para manejar la generación, inyección y producción de fluidos a alta presión. Algunos de los equipos clave incluyen:

Árboles de Fractura (Frac Stack)

Utilizados para controlar el flujo de fluidos y presión durante la operación de fracturación (FERNANDA, 2014).

Cabezales de Fractura (Frac Head)

Diseñados para conectar y desconectar los equipos de fracturación del pozo.

Filtros de Sólidos (Plug Catcher)

Ayudan a capturar cualquier sólido que pueda obstruir el pozo durante la operación.

Válvulas para Fractura

Pueden ser manuales o hidráulicas, y se utilizan para controlar el flujo de fluidos.

Mánifolds de Ensayo y Flow Back

Permiten la conexión y desconexión de los equipos durante las fases de ensayo y retorno de fluidos

Camisas de Fractura (Frac Sleeve)

Utilizadas para aislar zonas específicas del pozo durante la fracturación.

Chokes Manuales o Hidráulicos

Controlan la presión y el flujo de fluidos durante la operación.

Fases del Proceso de Fracturación Hidráulica**Preparación**

Se perfora un pozo vertical u horizontal y se entuba y cementa para asegurar su integridad estructural.

Inyección

Se inyecta una mezcla de agua, arena y productos químicos a alta presión (hasta 15,000 psi) para crear microfracturas en la roca.

Fase de Espera

Se permite que las fracturas se estabilicen y que el fluido inyectado se retire parcialmente.

Fase de Producción

Los hidrocarburos fluyen hacia el pozo a través de las microfracturas creadas, y se extraen hacia la superficie. La ilustración 6 indica una fracturación hidráulica.

Sistemas de Monitoreo**Instrumentación**

Se utilizan sensores y sistemas de control para monitorear la presión, temperatura y caudal de fluidos en tiempo real.

Software de Gestión de Datos

Ayuda a analizar y optimizar el proceso de fracturación basándose en los datos recopilados.

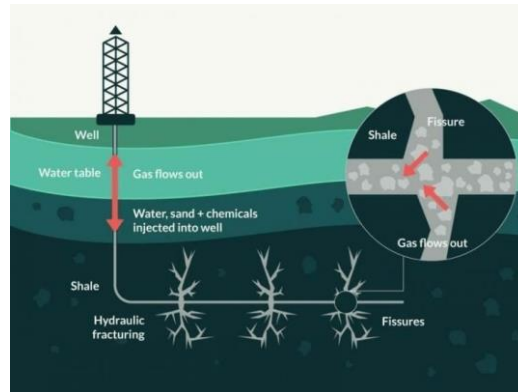


Figura 7 *Fracturación Hidráulica*

Modelamiento de la fracturación hidráulica

Es un proceso que incrementa la extracción de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos a alta presión en formaciones de baja permeabilidad, como las lutitas. Comienza con la perforación de un pozo vertical que se extiende horizontalmente, seguido de la inyección de una mezcla de agua, arena y aditivos químicos para crear y mantener fracturas en la roca, facilitando así el flujo de petróleo y gas hacia el pozo. Este método puede realizar múltiples etapas de fracturación y permite recuperar entre el 15% y el 80% del fluido inyectado (Erazo, 2014).

A continuación, se desarrolla una simulación de la técnica de fracturación hidráulica con el ingreso de los datos obtenidos en el área de estudio. Como se puede observar en la ilustración 8, la simulación se basa en datos del reservorio, incluyendo parámetros claves como la profundidad del yacimiento, la permeabilidad y la presión inicial del reservorio.

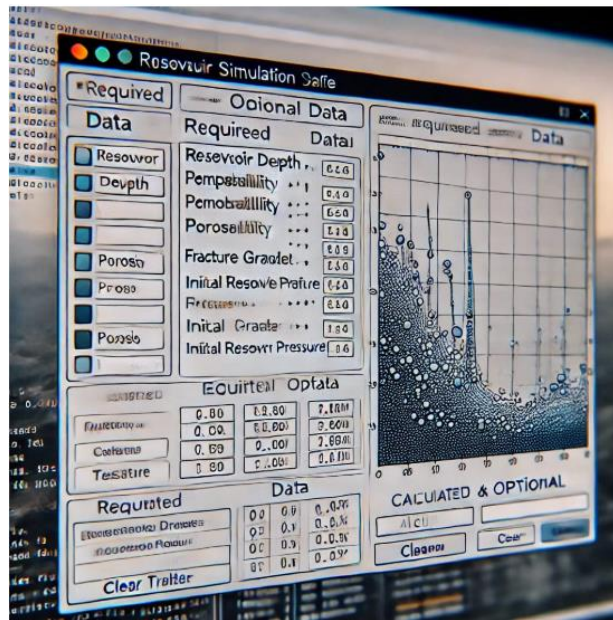


Figura 8 Datos del reservorio simulación Fracturación Hidráulica

Mientras que la ilustración 9 nos permite evidenciar la cantidad de hidrocarburos recuperados en función de un tiempo determinado.

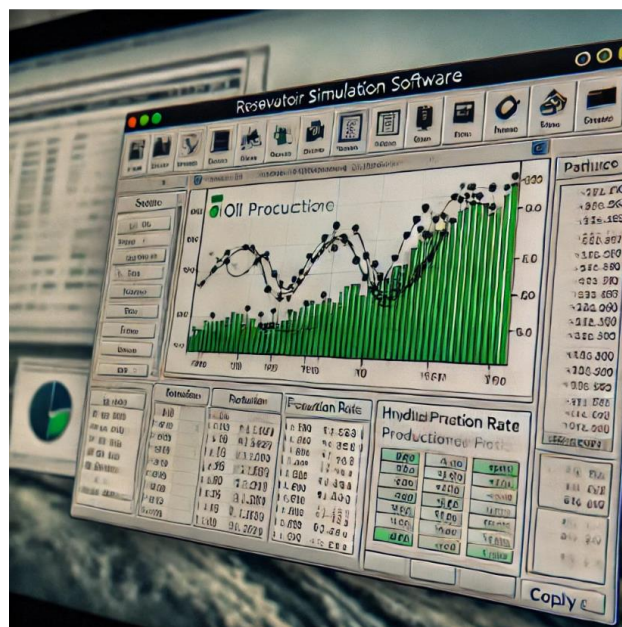


Figura 9 Resultados obtenidos de la Fracturación hidráulica

Sistema de la Estimulación Matricial

La estimulación matricial es una técnica de estimulación de pozos utilizada para mejorar la productividad del pozo mediante la eliminación o reducción del daño en la formación cerca del pozo (skin). A diferencia del fracturamiento hidráulico, la estimulación matricial no fractura la formación rocosa, sino que se enfoca en limpiar los canales de flujo existentes (ARELLANO, 2016).

Principio de aplicación

La estimulación matricial opera mediante la inyección de fluidos reactivos (generalmente ácidos) a presiones por debajo de la presión de fractura de la formación. Estos fluidos disuelven o desplazan los materiales que obstruyen los poros y gargantas capilares, restaurando así la permeabilidad original de la formación.

Componentes del Sistema

El sistema de estimulación matricial se refiere al conjunto de fluidos, aditivos, equipos y procedimientos utilizados para llevar a cabo el tratamiento. Los componentes clave incluyen:

- Fluidos de Estimulación: Principalmente ácidos (HCl, HF, mezclas) diseñados para disolver tipos específicos de daño (HERRERA, 2010).
- Aditivos: Incluyen inhibidores de corrosión, surfactantes, secuestrantes de hierro y agentes de control de hinchamiento de arcillas, para optimizar la efectividad del tratamiento y proteger la formación y el equipo.
- Equipo de Bombeo: Unidades de bombeo de alta presión y alta capacidad para inyectar los fluidos de tratamiento en el pozo.
- Equipo de Control y Monitoreo: Sistemas para medir y controlar la presión, el caudal y la temperatura durante la inyección, así como para monitorear la respuesta del pozo.
- Tubería de Producción o Tubería de Estimulación (Coiled Tubing): Utilizada para inyectar los fluidos de tratamiento directamente en la zona objetivo.

Tipos

La estimulación matricial se puede clasificar según el tipo de fluido utilizado y el tipo de daño que se pretende remediar:

- **Acidificación con HCl:** Se utiliza para disolver carbonatos (caliza, dolomita) en la figura 10 se puede observar un comportamiento de bombeo con HCl.
- **Acidificación con HF (Ácido Fluorhídrico):** Se utiliza para disolver silicatos (areniscas arcillosas) y otros materiales insolubles en HCl. A menudo se mezcla con HCl para una limpieza más completa (FRANCISCO, 2011).
- **Estimulación con Solventes:** Se utiliza para disolver depósitos orgánicos (parafinas, asfáltenos).
- **Estimulación con Tensioactivos:** Se utiliza para alterar la tensión superficial y facilitar la remoción de bloqueos de agua o emulsiones.

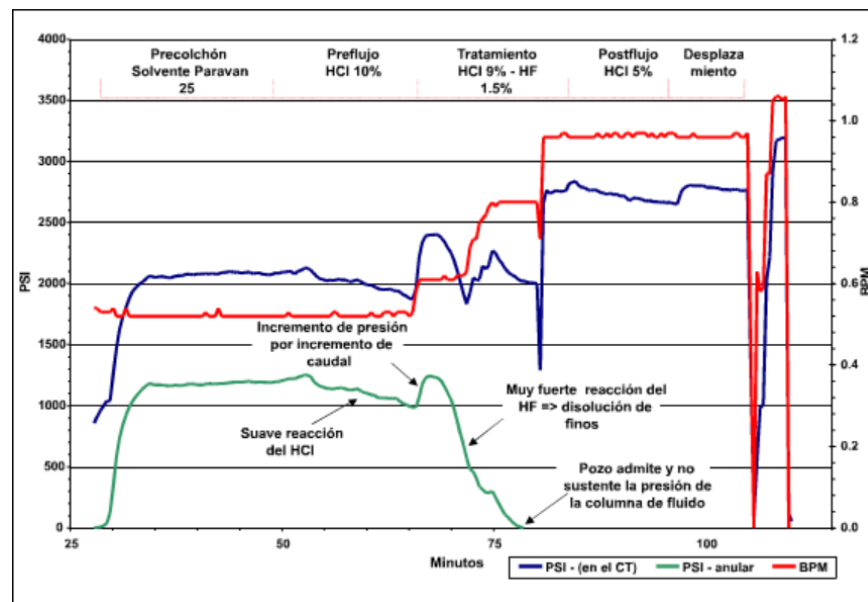


Figura 10 Comportamiento de bombeo con HCl – HF a una formación de roca arenisca

Equipos utilizados en la estimulación matricial

- **Unidades de Bombeo:** Bombas de alta presión capaces de inyectar fluidos a las tasas y presiones requeridas.
- **Tanques de Almacenamiento:** Para almacenar y mezclar los fluidos de tratamiento y los aditivos.
- **Tubería de estimulación:** Permite la inyección selectiva de fluidos en zonas específicas del pozo, la figura 12 permite ver al equipo realizar una estimulación mediante tubería flexible.
- **Empacadores:** Utilizados para aislar la zona de tratamiento y asegurar que los fluidos se dirijan al intervalo deseado.
- **Medidores de Presión y Caudal:** Para monitorear y controlar las condiciones durante la inyección.
- **Equipo de Seguridad:** Incluye válvulas de seguridad, sistemas de contención de derrames y equipo de protección personal.



Figura 11 Estimulación con tubería flexible

Fuente: Halliburton

Etapas del proceso

1. **Diagnóstico:** Se evalúa el pozo para identificar el tipo y la ubicación del daño en la formación. Esto puede incluir pruebas de presión, análisis de núcleos y registros de producción.
2. **Diseño del Tratamiento:** Se selecciona el fluido de tratamiento y los aditivos apropiados, y se determina el volumen, la tasa de inyección y la presión máxima permitida.
3. **Preparación del Pozo:** Se acondiciona el pozo mediante la limpieza de la tubería y la colocación de empacadores para aislar la zona de tratamiento.
4. **Inyección:** Se inyecta el fluido de tratamiento a una presión inferior a la presión de fractura, permitiendo que penetre en los poros y disuelva el daño.
5. **Remojo:** Se permite que el fluido de tratamiento permanezca en contacto con la formación durante un período de tiempo para maximizar la disolución del daño.
6. **Retorno de Fluidos:** Se extraen los fluidos de tratamiento y los productos de reacción del pozo.
7. **Evaluación:** Se evalúa la respuesta del pozo mediante pruebas de presión y registros de producción para determinar la efectividad del tratamiento (Sosa, 2019).

Ventajas y Desventajas**Ventajas:**

- Puede restaurar la permeabilidad cerca del pozo sin crear nuevas fracturas.
- Es menos costosa y riesgosa que el fracturamiento hidráulico.
- Puede ser aplicada en una amplia variedad de formaciones y tipos de daño.

Desventajas:

- La efectividad está limitada a la zona cercana al pozo.

- Requiere un diagnóstico preciso del tipo de daño para seleccionar el tratamiento adecuado.
- Puede causar corrosión del equipo y daño a la formación si no se controla adecuadamente.

Modelo del Sistema de Estimulación Matricial

La estimulación matricial es una técnica de estimulación de pozos diseñada para mejorar la productividad mediante la eliminación del daño en la formación cerca del pozo, sin fracturar la roca. Este proceso comienza con una evaluación exhaustiva del pozo y las características del yacimiento, analizando variables críticas como permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, litología y el tipo y la extensión del daño en la formación (Miranda, EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL CAMPO EL, 2011).

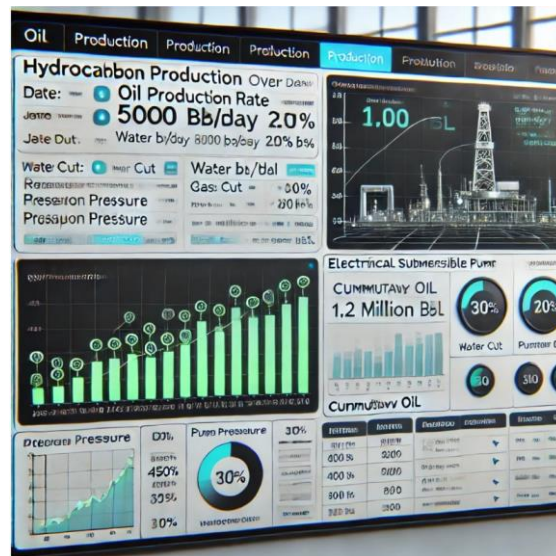


Figura 12 Producción de hidrocarburos Estimulación matricial

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACION

Al considerar la implementación de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial en el campo petrolero Fanny 18B-190, se establece una investigación de tipo aplicada, ya que busca resolver problemáticas específicas relacionadas con la optimización de la producción. Este enfoque evalúa la factibilidad y efectividad tanto del fracturamiento hidráulico como de la estimulación matricial para mejorar las propiedades petrofísicas del reservorio y aumentar significativamente la recuperación de hidrocarburos.

Diseño de investigación

El presente estudio se caracteriza por ser un diseño experimental con un enfoque sistemático y controlado, orientado a investigar las relaciones causa-efecto entre variables técnicas clave. En el contexto del fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial, este enfoque se aplica manipulando parámetros como concentración del apuntalante, presión y caudal durante el tratamiento. El diseño experimental es apropiado porque permite establecer relaciones causales claras entre los parámetros operativos tanto para el fracturamiento hidráulico como para la estimulación matricial, proporcionando un marco objetivo y cuantitativo para analizar su efectividad como métodos complementarios o alternativos para mejorar la recuperación mejorada de hidrocarburos.

Selección de muestra

El Bloque 62 Tarapoa, ubicado en la provincia de Sucumbíos, será el universo del presente estudio. El pozo Fanny 18B-190, situado en la parte central del bloque Tarapoa, será la muestra seleccionada para la implementación de dos métodos de recuperación de hidrocarburos de manera objetiva y cuantitativa.

Recolección de datos

La recolección de datos para evaluar la efectividad del fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial en el campo petrolero es crucial para optimizar estos procesos. Se basa en la recopilación exhaustiva de información sobre litología, propiedades mecánicas, petrofísicas, análisis geomecánica, historiales de producción y reacondicionamiento e información geológica completa. Además, se recopilará información específica sobre parámetros operativos como concentraciones óptimas del apuntalante y presión/caudal durante tratamientos para el fracturamiento hidráulico.

Métodos

Para la investigación comparativa entre el fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial, se utilizará un enfoque metodológico combinado que incluye métodos experimentales, cuantitativos y de modelado. Se empleará software especializado para simular el comportamiento de cada técnica en modelos del reservorio, lo que permitirá obtener resultados completos y confiables sobre su efectividad en el campo Fanny 18B-190. Este método integrado facilitará una evaluación detallada de las ventajas y desventajas técnicas y económicas de ambas técnicas, proporcionando una base sólida para decisiones informadas sobre su implementación.

Análisis de datos

Para evaluar la efectividad, se realizará un análisis de datos metódico y sistemático. Este análisis asegurará que los resultados sean válidos y útiles para tomar decisiones informadas sobre métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos. Se utilizarán gráficos para comparar el volumen total de petróleo recuperado, calculando la tasa de producción en un tiempo determinado para cada técnica empleada. Además, se analizarán variables como presión inicial, declinación histórica y propiedades petrofísicas del reservorio para evaluar objetivamente las ventajas técnicas y económicas tanto del fracturamiento hidráulico como de la estimulación matricial.

Caracterización del pozo Fanny 18B-190

Registros eléctricos

Los registros eléctricos del pozo Fanny 18B-190 revelan las características petrofísicas de la arenisca M1, que se encuentra a una profundidad aproximada de 12,000 pies. Esta formación presenta una porosidad del 10% y un espesor equivalente a unos 50 pies. La permeabilidad es significativa, alrededor de los 200 mili darcys (mD), lo que sugiere un potencial productivo considerable para hidrocarburos en esta zona.

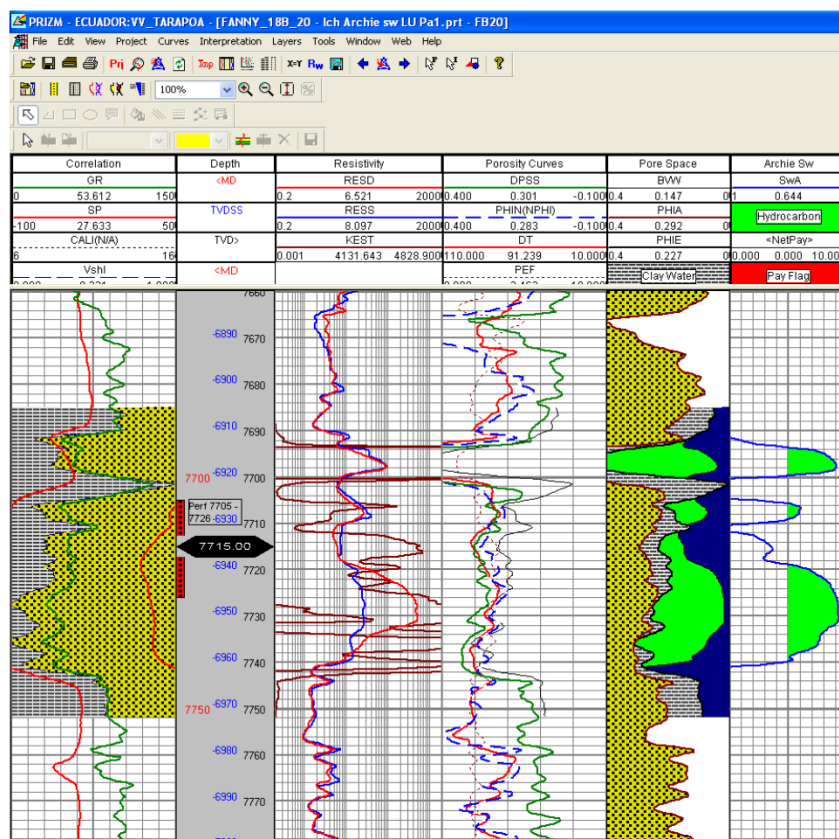


Figura 13 Registro Eléctrico del pozo Fanny 18B. Análisis petrofísico del yacimiento M1 con el software Geographix

Fuente: Ingeniería en Geología Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Historial de producción

El historial de producción del pozo Fanny 18B-190 muestra una tasa inicial de 281 BFPD, que ha disminuido a aproximadamente 210 BFPD. El porcentaje de agua y sedimentos (BSW) es del 35%. La producción actual refleja una variación significativa desde su inicio, así como se menciona en la ilustración 16.

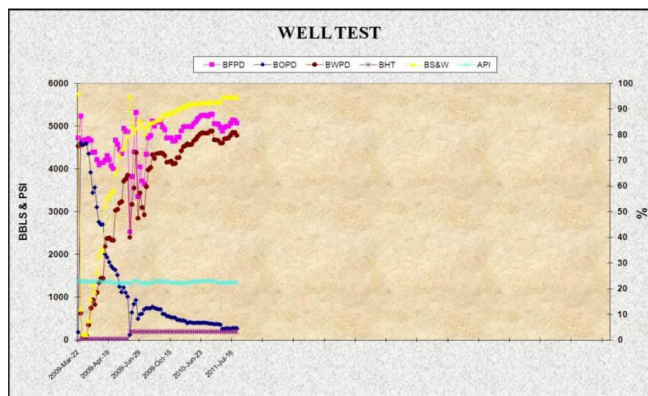


Figura 14 Historial de producción del Pozo Fanny 18B

Fuente: Ingeniería de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.

PVT

El análisis técnico del pozo se evidencia en la tabla 1 donde se destaca una producción actual de aproximadamente 210 BFPD, con un porcentaje de agua y sedimentos alrededor del 35%. El crudo tiene una gravedad API de aproximadamente 12° y una viscosidad alta, típica para crudos pesados (~100 cP a temperatura ambiente). La formación arenisca M1 opera a una profundidad aproximada de 12 mil pies, donde se estima que la temperatura podría estar en el rango superior a los 150°F (65°C) debido al gradiente geotérmico regional. La composición probablemente incluye cadenas largas de carbono, reflejando el tipo pesado del petróleo presente.

Análisis de cálculos para el fracturamiento hidráulico en el Pozo Fanny 18B - 190

Factor de Daño (Skin Factor)

La relación básica es: $S = \frac{k \cdot h}{144.2 \cdot q \cdot \beta \cdot \mu}$

Donde:

Permeabilidad k= 200 Md

Profundidad= 500 ft

Caudal = 210 BOPD

Presion estatica= 2500 psi

Factor volumetrico= 1.2 RB/STB

Viscosidad del petróleo = 30 Cp

$$S = \left((P_{ws} - P_{wf}) \cdot kh(141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot Bo) \right) - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0.75$$

$$S = \left((2500 - 500) \cdot 400 \cdot 500(141.2 \cdot 300 \cdot 10 \cdot 1.2) \right) - \ln \left(\frac{1000}{0.328} \right) + 0.75$$

$$S = (2000 \cdot 200000/508320) - 8.02 + 0.75 \quad S = 786.88 - 8.02 + 0.75$$

$$S = -5$$

Evaluar datos de presión, viscosidad

La presión de fractura (Pf), esencial para el fracturamiento hidráulico, es la presión mínima para fracturar la roca. Se estima con fórmulas que consideran el esfuerzo y resistencia de la roca, o simplificada con la profundidad ($Pf = 0.8 \times \text{Profundidad}$). En Fanny 18B-190, se estima una Pf de 9,600 psi a 12,000 pies. Conocer la Pf optimiza tratamientos, selecciona fluidos y propantes, monitorea el proceso y evalúa el potencial del yacimiento.

Presión de Fractura (Pf)

Fórmula: $Pf = \vartheta + T$

Donde:

ϑ es el esfuerzo vertical total (psi).

T es la resistencia a la tracción de la roca (psi).

Para Fanny 18B-190: $Pf = 0.8 \times 12,000 = 9,600 \text{ psi}$

El cálculo de la viscosidad con propano (μ_{mix}) demuestra que añadir un 10% de propano al crudo pesado del pozo, reduce su viscosidad de 100 cP a aproximadamente 303.25 cP. Esta reducción es crucial porque facilita el flujo del petróleo a través de la formación y hacia el pozo, mejorando la eficiencia de la extracción y optimizando la producción, lo que resulta en un aumento del volumen de hidrocarburos recuperados.

Viscosidad con propano

Fórmula: $\mu_{mix} = \mu_{petroleo} \times e^{-b \cdot C_{propano}}$

Suposiciones:

Viscosidad original del petróleo ($\mu_{petróleo}$): 100 cP

Factor de mezcla específico del propano y el petróleo (b): 0.05 (Este valor debe obtenerse de pruebas de laboratorio)

Concentración de propano ($C_{propano}$): 20%

Calculo

$$\mu_{mix} = 100 \text{ cP} \cdot e^{-0.05 \cdot 10} = 100 \text{ cP} \cdot e^{-0.05} = 100 \text{ cP} \cdot 0.6065 = 60.65 \text{ cP}$$

Volumen total del fluido fracturante (Vf)

La estimación del volumen total de fluido fracturante (Vf) en el pozo Fanny 18B-190, calculado en 267 barriles para un área de fractura de 1,500 pies², es crucial para planificar la logística y los costos asociados al tratamiento de fracturamiento hidráulico. Este valor permite dimensionar adecuadamente los equipos de bombeo, almacenamiento y transporte de fluidos, así como optimizar la concentración de propante y aditivos químicos, asegurando una correcta creación y sostenimiento de la fractura para maximizar la productividad del pozo. Tomando en cuenta los parámetros de la tabla 2.

Fórmula: $Vf = Af \cdot h$

Suposiciones:

Área de la fractura (Af): 30 pies² (Este valor se estima mediante software de simulación)

Espesor de la formación (h): 50 pies

Cálculo:

$$Vf = 30 \text{ pies}^2 \cdot 50 \text{ pies} = 1,500 \text{ pies}^3$$

Conversión:

$$1,500 \text{ pies}^3 \times 7.48 \text{ gal pies}^3 = 11,220 \text{ gal} = 267 \text{ bls}$$

Se utiliza una bomba tríplex de 10000 a 15000 psi para inyectar los 267 bls al pozo.

Concentración de Propante Necesaria (Cprop)

El cálculo de la concentración de propante (Cprop) en el pozo Fanny 18B-190, aunque arroja un valor bajo de 0.089 lbs/gal con los parámetros iniciales (Mprop de 1,000 lbs y Vf de 11,220 gal), es un primer paso valioso para optimizar el diseño del tratamiento de fracturamiento hidráulico. Este cálculo inicial permite identificar la necesidad de ajustar la masa de propante o el volumen de fluido fracturante para alcanzar una concentración más eficiente, que asegure el soporte adecuado de las fracturas y maximice la producción de hidrocarburos en la arenisca M1.

$$\text{Fórmula: } C_{prop} = \frac{M_{prop}}{V_f}$$

Suposiciones:

Masa total de propante (Mprop): 1,000 lbs

Volumen total de fluido fracturante (Vf): 11,220 galones (del cálculo anterior)

Cálculo:

$$C_{prop} = \frac{1,000 \text{ lbs}}{11,220 \text{ gal}} = 0.089 \text{ lbs gal}$$

Tasa de inyección requerida (Q)

La estimación de la tasa de inyección requerida (Q) en el pozo Fanny, resultando en 112.2gal/min para una velocidad de fluido de 0.5 pies/min y un área de fractura de 30pies², proporciona una valiosa referencia para diseñar el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Aunque este valor pueda ser alto en la práctica, sirve como objetivo para dimensionar adecuadamente los equipos de bombeo y asegurar que la tasa de inyección sea suficiente para superar la presión de fractura, propagar la fractura y distribuir uniformemente el propante, elementos esenciales para maximizar la conductividad y la productividad del pozo.

$$\text{Fórmula: } Q = v \cdot A$$

Suposiciones:

Velocidad del fluido en la fractura (v): 0.5 pies/min

Área de la fractura (A): 30 pies²

Cálculo:

$$Q = 0.5 \text{ pies min} * 30 \text{ pies}^2 = 15 \text{ pies}^3 \text{ min}$$

Conversión:

$$15 \text{ pies}^3 \text{ min} * 7.48 \text{ gal pies}^3 = 112.2 \text{ gal min}$$

Perdida de presión por fricción ($\Delta P_{friccion}$)

El cálculo de la pérdida de presión por fricción ($\Delta P_{friccion}$) en el pozo, estimado en 1,200 psi para una longitud de tubería de 12,000 pies, es crucial para diseñar un sistema de bombeo eficiente y optimizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Esta estimación permite compensar la presión adicional necesaria para superar la resistencia al flujo dentro de la tubería, asegurando que la presión de fractura deseada se alcance en la formación y, por ende, maximizando la efectividad del tratamiento.

$$\text{Formula: } P_{friccion} = \frac{\text{longitud de la tubería}}{1000 \text{ pies}} * 100 \text{ psi}$$

Suposiciones:

La longitud de la tubería se estima en 12,000 pies

Cálculo:

$$\Delta P_{friccion} = \frac{12,000 \text{ pies}}{1,000 \text{ pies}} * 100 \text{ psi} = 1,200 \text{ psi}$$

Presión requerida (P_s)

Este valor permite seleccionar el equipo de bombeo adecuado y garantizar que la presión ejercida sea suficiente para inducir y mantener las fracturas en la formación, optimizando así la conductividad del reservorio y la producción de hidrocarburos.

$$\text{Formula: } P_{superficie} = P_{fractura} + P_{friccion}$$

Suposiciones:

P.Superficie: Presión en superficie necesaria para la inyección (psi)

P.fractura: Presión de fractura de la formación (9,600 psi)

$\Delta P_{friccion}$: Pérdida de presión por fricción en la tubería (1,200 psi)

Calculo:

$$P_{superficie} = P_{fractura} + P_{friccion}$$

$$P_{superficie} = 9,600\text{psi} + 1,200\text{ psi} = 10,800\text{psi}$$

Selección de la arena de fractura

Sand conc., ppg	Diameter ratio, dim.	Minimum perforation diameter, in.							
		6/12 mesh**	8/16 mesh**	12/20 mesh**	16/30 mesh**	20/40 mesh**	30/50 mesh**	40/70 mesh**	70/140 mesh**
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.5	2.25	0.30	0.21	0.15	0.11	0.07	0.05	0.04	0.02
1.0	2.90	0.38	0.27	0.19	0.14	0.10	0.07	0.05	0.02
2.0	3.85	0.51	0.36	0.25	0.18	0.13	0.09	0.06	0.03
3.0	4.65	0.61	0.44	0.31	0.22	0.15	0.11	0.08	0.04
4.0	5.20	0.69	0.49	0.34	0.24	0.17	0.12	0.09	0.04
5.0	5.45	0.72	0.51	0.36	0.26	0.18	0.13	0.09	0.05
6.0	5.65	0.75	0.53	0.37	0.28	0.19	0.13	0.09	0.05
7.0	5.75	0.76	0.54	0.38	0.27	0.19	0.13	0.09	0.05
8.0	5.85	0.77	0.55	0.39	0.27	0.19	0.14	0.10	0.05
9.0	5.90	0.78	0.55	0.39	0.28	0.20	0.14	0.10	0.05
10.0	5.95	0.79	0.56	0.39	0.28	0.20	0.14	0.10	0.05
30.0	6.00	0.79	0.56	0.40	0.28	0.20	0.14	0.10	0.05

* API primary mesh designation for sand
 ** API alternate mesh designation for sand
 6/12 mesh—Maximum grain dia. = 0.1320 in.
 8/16 mesh—Maximum grain dia. = 0.0937 in.
 12/20 mesh—Maximum grain dia. = 0.0661 in.
 16/30 mesh—Maximum grain dia. = 0.0469 in.
 20/40 mesh—Maximum grain dia. = 0.0331 in.

Figura 15 Diámetros de arena de fractura

Malla 20/40: Este tamaño tiene un diámetro de 0.42 mm a 0.85 mm y es comúnmente utilizado en una variedad de formaciones debido a su versatilidad.

$$\text{Formula: } A = \pi \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

$$A = \pi \left(\frac{0.2\text{cm}}{2}\right)^2$$

$$A = 0.05\text{ cm}^2$$

Longitud de la muestra de roca (0.2 cm).

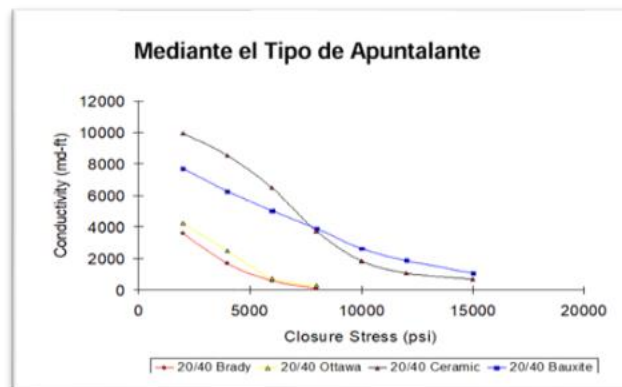


Figura 16 Maximización de la conductividad

Porosidad:

$$\text{Formula: } \phi_D = \frac{P_{ma} - P_b}{P_{ma} - P_f}$$

Suposiciones:

Densidad de la matriz $P_{ma} = 2.68 \text{ g/cm}^3$

Densidad del filtrado $P_f = 1 \text{ g/cm}^3$

Densidad total, lectura del registro $P_b = 2.512 \text{ g/cm}^3$

Cálculo de la porosidad (210 BFPD)

$$\phi = \frac{2.68 - 2.512}{2.68 - 1} * 100 = 10\%$$

Cálculo de la porosidad (400 BFPD)

$$\text{Formula: } \phi_D = \frac{P_{ma} - P_b}{P_{ma} - P_f}$$

Suposiciones:

Densidad de la matriz $P_{ma} = 2.68 \text{ g/cm}^3$

Densidad del filtrado $P_f = 1 \text{ g/cm}^3$

Densidad total, lectura del registro $P_b = 2.504 \text{ g/cm}^3$

$$\phi = \frac{2.68 - 2.504}{2.68 - 1} * 100 = 10.5\%$$

Permeabilidad:

$$\text{Formula: } k = \frac{q * u * L}{A * \Delta P}$$

Donde:

k = Permeabilidad (darcy, D)

q = Caudal del fluido 210 ($386.57 \text{ cm}^3/\text{s}$)

μ = Viscosidad del fluido (100 cP)

L = Longitud de la muestra de roca (0.2cm)

A = Área transversal de la muestra (0.05 cm²)

ΔP = Diferencial de presión (773140 atm)

Calculo:

$$k = \frac{386.57 * 100 * 0.2}{0.05 * 773140}$$

$$k = \frac{7731.4}{38657} = 0.2 D * 1000$$

$$\mathbf{k = 200 mD}$$

Nueva permeabilidad con los 400 BFPD

Dado que la producción inicial es de 210 BFPD con una permeabilidad de 200 mD, y queremos aumentar la producción a 400 BFPD, podemos plantear la proporción:

Formula: $\frac{q_2}{q_1} = \frac{k_2}{k_1}$

$$\frac{400}{210} = \frac{k_2}{200}$$

$$k_2 = \frac{400}{210} * 200$$

$$\mathbf{k_2 = 381 mD}$$

Monitoreo Continuo Post-Tratamiento

Índice de productividad (IP)

El cálculo del índice de productividad (IP), arrojo un valor de 0.4 BFPD/psi tras el tratamiento, sugiere una mejora significativa en la capacidad del pozo para producir petróleo, reflejando el éxito potencial del tratamiento de estimulación. Este incremento en el IP indica que las intervenciones realizadas han logrado reducir la resistencia al flujo en el yacimiento y/o en el pozo, facilitando la extracción de hidrocarburos y, por ende, optimizando la producción del pozo.

Fórmula: $IP = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$

Suposiciones:

Tasa de producción de petróleo después del tratamiento (Qo): 400 BFPD (Se espera un incremento después del tratamiento)

Presión estática del yacimiento (Pr): 2,500 psi

Presión de fondo fluyente (Pwf): 1,350 psi

Cálculo:

$$IP = \frac{400 \text{ BFPD}}{2,500 \text{ psi} - 1,350 \text{ psi}} = \frac{400 \text{ BFPD}}{1,150 \text{ psi}} = 0.348 \text{ BFPD psi}$$

Resultado: El índice de productividad es de 0.348 BFPD/psi.

Estimación del aumento de producción basado en el índice de productividad (IP)

Si tienes un valor estimado para el IP *después* de la intervención (en este caso Fracturamiento Hidráulico), se puede utilizar la siguiente fórmula para estimar la nueva tasa de producción (Q_nuevo):

$$\text{Fórmula: } Q_{\text{nuevo}} = IP_{\text{nuevo}} * (Pr - Pwf_{\text{nuevo}})$$

Suposición:

Q_nuevo: Tasa de producción esperada después de la intervención (BFPD)

IP_nuevo: Índice de productividad estimado después de la intervención (0.348 BFPD/psi)

Pr: Presión estática del yacimiento (2,500 psi)

Pwf_nuevo: Presión de fondo fluyente esperada después de la intervención (1,350 psi)

Calculo:

$$Q_{\text{nuevo}} = 0.348 \text{ BFPD/psi} * (2,500 \text{ psi} - 1,350 \text{ psi})$$

$$Q = 400 \text{ BFPD}$$

Aumento de producción seria de:

$$AUMENTO = Qo \text{ nuevo} - Qo \text{ actual}$$

$$AUMENTO = 400 \text{ BFPD} - 210 \text{ BFPD}$$

$$AUMENTO = 230 \text{ BFPD}$$

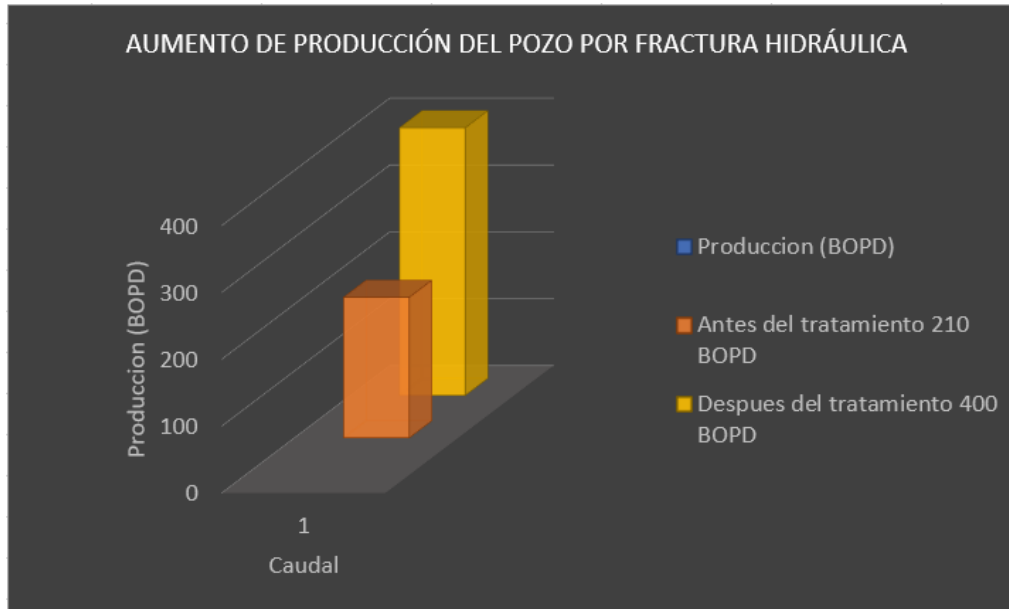


Figura 17 Resultados del aumento de producción al aplicar la fracturación hidráulica

Fuente: Xavier Morales y Tito Yanangomez

Análisis de cálculos para la estimulación matricial en el Pozo Fanny 18B – 190

Análisis de daño Skin Factor

La relación básica es: $S = \frac{k \cdot h}{144.2 \cdot q \cdot \beta \cdot \mu}$

Donde:

Permeabilidad k= 200 Md

Profundidad= 500 ft

Caudal = 210 BOPD

Presion estatica= 2500 psi

Factor volumetrico= 1.2 RB/STB

Viscosidad del petróleo = 30 Cp

$$S = \left((P_{ws} - P_{wf}) \cdot kh(141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot Bo) \right) - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0.75$$

$$S = \left((2500 - 500) \cdot 400 \cdot 500(141.2 \cdot 300 \cdot 10 \cdot 1.2) \right) - \ln \left(\frac{1000}{0.328} \right) + 0.75$$

$$S = (2000 \cdot 200000/508320) - 8.02 + 0.75 \quad S = 786.88 - 8.02 + 0.75$$

$$S = -5$$

Para calcular los **BOPD** (barriles de petróleo por día), necesitas usar la tasa de producción neta de petróleo.

Formula:

$$BOPD = BFPD * (1 - WC)$$

Donde:

BFPD: Barriles de fluido producido por día (210 BFPD).

WC: Porcentaje de corte de agua 43% (0.43).

Calculo

$$BOPD = 210 * (1 - 0.43)$$

$$BOPD = 120$$

BWPD (Barrels of Water Per Day) Indica la cantidad de agua producida o inyectada, importante para el balance hídrico en el proceso.

Formula:

$$BWPD = \frac{V_{agua}}{t}$$

Donde:

V agua es el volumen total de agua producida en barriles.

t es el tiempo en días durante el cual se ha producido ese volumen de agua.

Calculo

$$BWPD = \frac{450 B}{5 dias}$$

$$BWPD = 90$$

Fórmula General del Caudal de Gas

Para calcular el caudal volumétrico (Q) en función de la velocidad (v) y el área de la sección transversal (S):

Formula: $Q = V * S$

Donde:

Q: Caudal volumétrico (m^3/s o m^3/h).

v: Velocidad del gas (8 m/s).

S: Área de la sección transversal ($2 m^2$)

Calculo:

$$Q = 8 \frac{m}{s} * 2m^2 = 16 m^3/s$$

La relación gas-petróleo (GOR) se define como la cantidad de gas que se produce en relación con el volumen de petróleo.

Formula: $GOR = \frac{V_g}{V_o}$

Donde:

Vg es el volumen de gas producido 266 bls.

Vo es el volumen de petróleo producido 2 bls

Calculo:

$$GOR = \frac{266 \text{ barriles}}{2 \text{ barriles}}$$

$$GOR = 133 \text{ barriles}$$

Salinidad

Formula: $Salinidad = 1.80655 * (CL)$

Donde:

Salinidad se expresa en g/L.

[Cl⁻] es la concentración de cloruros 9,128.5 g/L

Calculo:

$$\text{Salinidad} = 1.80655 * (CL)$$

$$\text{Salinidad} = 1.80655 * (9128.5)$$

$$\text{Salinidad} = 16491 \frac{g}{l}$$

Cálculo de la Presión de Inyección

Para calcular la presión de inyección necesaria, utilizaremos la fórmula mencionada anteriormente.

Suposiciones:

Presión del tratamiento en el fondo del pozo (Pt): 2000 psi.

Caída de presión por fricción (ΔP_f): 500 psi.

Caída de presión a través de las perforaciones (ΔP_p): 100 psi.

Presión hidrostática (Ph): 1000 psi.

Cálculo de la Presión de Inyección:

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p - P_h$$

$$P_s = 2000 + 500 + 100 - 1000$$

$$P_s = 1600 \text{ psi}$$

Consideraciones:

Presión de Descarga de la Bomba

La presión de descarga de la bomba debe ser igual o ligeramente superior a la presión de inyección en superficie (P_s) para asegurar que el ácido pueda ser inyectado en el pozo. Por lo tanto, seleccionaremos una bomba con una presión de descarga de al menos 1600 psi.

Caudal de la Bomba

El caudal de la bomba debe ser suficiente para inyectar el volumen total de fluido (V. Total) en un tiempo razonable. Para este cálculo, asumiremos un tiempo de inyección de 2

horas 55 min. Para inyectar esa cantidad de fluido se utilizará una bomba de 1500 HP, marca (BJB).

Caudal Requerido (en galones por minuto):

$$Q \text{ (GPM)} = \frac{V_{total}(\text{galones})}{Tiempo(\text{minutos})}$$

$$Q \text{ (GPM)} = \frac{3500 \text{ galones}}{175 \text{ min}}$$

$$Q \text{ (GPM)} = 20 \text{ GPM}$$

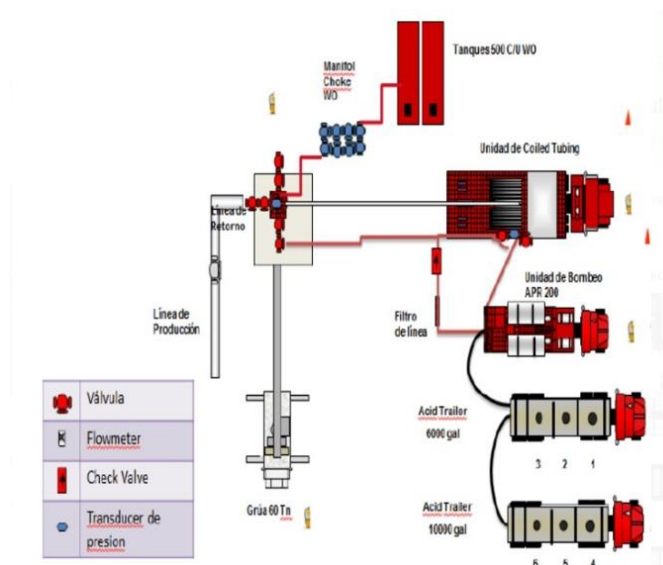


Figura 18 Diagrama de equipos de estimulación matricial

Cálculo del Volumen de Fluido a Utilizar

Según la información disponible, se recomienda un volumen de fluido entre **20 y 50 galones por pie** de intervalo perforado. También se menciona que el ácido puede invadir entre **2 a 3 pies** alrededor del hoyo.

Suposiciones para el Cálculo

Longitud del intervalo abierto (L): EL intervalo a tratar es de 100 pies.

Volumen recomendado por pie: Usaremos un promedio de 35 gal/pie para el cálculo.

Cálculo del volumen total:

$$V_{total} = L * Volumen\ por\ pie$$

$$V_{total} = 100\ pie * 35 \frac{gal}{pie} = 3500\ gal$$

$$3500\ galones = 83.3\ barriles$$

Cálculo de la Concentración de Ácido y Surfactante

Para una solución al 10%:

Cantidad de HCl:

$$Cantidad\ de\ HCL = V_{total} * \frac{10}{100}$$

$$Cantidad\ de\ HCL = 3500\ gal * 0.10 = 350\ gal$$

Cálculo del Surfactante

Utilizaremos un surfactante al 1%:

Cantidad de surfactante:

$$Cantidad\ de\ surfactante = V_{total} * \frac{1}{100}$$

$$Cantidad\ de\ surfactante = 3500\ gal * 0.01 = 35\ gal$$

Caudal Requerido:

Para convertir BFPD a un caudal volumétrico en barriles por hora (BPH):

$$Q = \frac{P}{24}$$

Donde:

P es la producción en BFPD

Cálculo del Caudal Inicial y Final:

Caudal inicial:

$$Q = \frac{P}{24}$$

$$Q = \frac{210}{24}$$

$$Q = 8.75 \text{ BPH}$$

Caudal final:

$$Q = \frac{388}{24}$$

$$Q = 16.17 \text{ BPH}$$

Permeabilidad

$$\text{Formula: } k = \frac{q * u * L}{A * \Delta P}$$

Donde:

k = Permeabilidad (darcy, D)

q = Caudal del fluido 210 (386.57 cm³/s)

μ = Viscosidad del fluido (100 cP)

L = Longitud de la muestra de roca (0.2 cm)

A = Área transversal de la muestra (0.05 cm²)

ΔP = Diferencial de presión (773140 atm)

Calculo:

$$k = \frac{386.57 * 100 * 0.2}{0.05 * 773140}$$

$$k = \frac{7731.4}{38657} = 0.2 \text{ D} * 1000$$

$$k = 200 \text{ mD}$$

Nueva permeabilidad con los 388 BFPD

Dado que la producción inicial es de 210 BFPD con una permeabilidad de 200 mD, y queremos aumentar la producción a 388 BFPD, podemos plantear la proporción:

Formula: $\frac{q_2}{q_1} = \frac{k_2}{k_1}$

$$\frac{388}{210} = \frac{k_2}{200}$$

$$k_2 = \frac{388}{210} * 200$$

$$k_2 = 369.5 \text{ mD}$$

Porcentaje de aumento de la permeabilidad

$$\text{Porcentaje de aumento} = \frac{\text{Valor final} - \text{Valor inicial}}{\text{Valor inicial}} * 100$$

$$\text{Porcentaje de aumento} = \frac{369.5 - 200}{200} * 100$$

$$\text{Porcentaje de aumento} = 84,75\%$$

Índice de productividad (IP)

El tratamiento de estimulación matricial resultó en un aumento de la productividad del pozo, como lo indica un índice de productividad (IP) de 0.339 BFPD/psi. Este incremento sugiere que la estimulación fue efectiva en reducir la resistencia al flujo dentro del yacimiento y en el pozo, facilitando la extracción de hidrocarburos. Con una tasa de producción de petróleo de 388 BFPD, la estimulación matricial ha demostrado ser una intervención exitosa para optimizar la producción del pozo.

Fórmula: $IP = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$

Suposiciones:

Tasa de producción de petróleo después del tratamiento (Q_o): 388 BFPD (Se espera un incremento después del tratamiento)

Presión estática del yacimiento (P_r): 2,500 psi

Presión de fondo fluyente (Pwf): 1,380 psi

Cálculo:

$$IP = \frac{400 \text{ BFPD}}{2,500 \text{ psi} - 1,355 \text{ psi}} = \frac{400 \text{ BFPD}}{1,145 \text{ psi}} = 0.339 \text{ BFPD psi}$$

Resultado: El índice de productividad es de 0.339 BFPD/psi.

Estimación del aumento de producción basado en el índice de productividad (IP)

Si tienes un valor estimado para el IP *después* de la intervención (en este caso estimulación matricial), se puede utilizar la siguiente fórmula para estimar la nueva tasa de producción (Q_nuevo):

$$\text{Fórmula: } Q_{\text{nuevo}} = IP_{\text{nuevo}} * (Pr - Pwf_{\text{nuevo}})$$

Suposición:

Q_nuevo: Tasa de producción esperada después de la intervención (BFPD)

IP_nuevo: Índice de productividad estimado después de la intervención (0.348 BFPD/psi)

Pr: Presión estática del yacimiento (2,500 psi)

Pwf_nuevo: Presión de fondo fluyente esperada después de la intervención (1,355 psi)

Calculo:

$$Q_{\text{nuevo}} = 0.339 \text{ BFPD/psi} * (2,500\text{psi} - 1,355\text{psi})$$

$$Q = 388 \text{ BFPD}$$

Aumento de producción seria de:

$$AUMENTO = Qo_{\text{nuevo}} - Qo_{\text{actual}}$$

$$AUMENTO = 388 \text{ BFPD} - 210 \text{ BFPD}$$

$$AUMENTO = 178 \text{ BFPD}$$

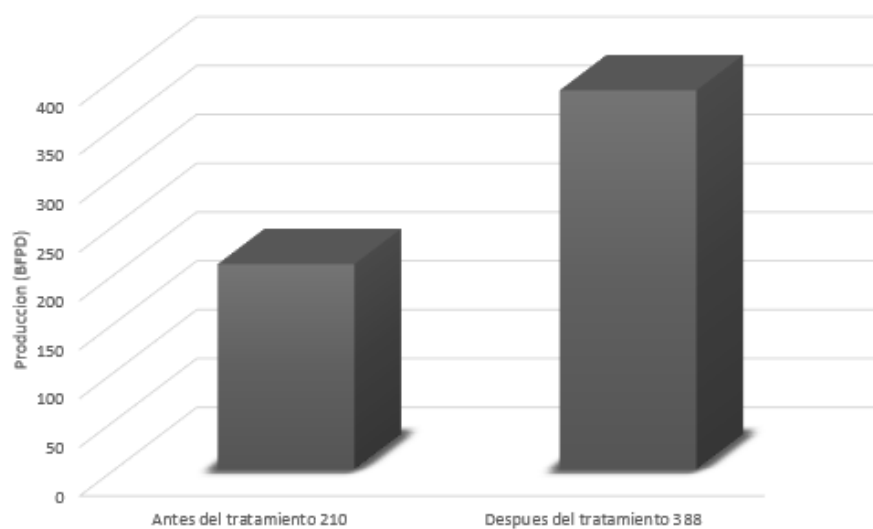


Figura 19 Resultados del aumento de producción al aplicar la Estimulación Matricial

Fuente: Xavier Morales y Tito Yanangomez

CAPITULO IV

PRUEBAS Y RESULTADOS

Evaluación de Resultados Post-Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico en el Pozo Fanny 18B-190: Análisis de Cambios Basados en Cálculos y Datos Operativos.

Factor de daño (Skin Factor, S)

- **Antes del tratamiento**, el factor de daño fue **-5**, lo que sugiere que el pozo tenía un rendimiento significativamente al esperado.
- **Después del tratamiento**, el factor de daño se redujo a **-8** (Lo que indica un rendimiento superior), el hecho de que haya aumentado en valor absoluto sugiere que hubo un incremento en la resistencia al flujo debido a un daño adicional o cambios en las condiciones del reservorio.

Impacto en el Drawdown

- **Reducción de Pwf:** La disminución de la presión de fondo fluyente (de 1500 psi a 1350 psi) después del tratamiento indica que se está extrayendo más fluido del reservorio por unidad de tiempo (aumento del caudal de producción de 210 BFPD a 400 BFPD). Esto es positivo porque sugiere que el tratamiento hidráulico ha mejorado la capacidad del pozo para producir.
- **Aumento en Caudal:** Un mayor caudal implica que se puede mantener un drawdown más alto sin comprometer la producción. Esto es beneficioso porque permite extraer más hidrocarburos antes de que se produzca un agotamiento significativo en la presión del reservorio.

Porosidad

- **Valor:** 10% (estimado a partir de registros eléctricos)
- **Cambio Esperado:** Un ligero incremento en la porosidad efectiva en la zona de la roca reservorio que está directamente alrededor de la fractura creada por el fracturamiento hidráulico. El fracturamiento no crea porosidad nueva en la roca. Sin embargo, al fracturar la formación y mantener estas fracturas abiertas con apuntalante, se mejora la conectividad entre los poros existentes. Esto incrementa la porosidad efectiva, que es la que contribuye al flujo de fluidos hacia el pozo. El incremento real en el valor numérico de la porosidad

(de **10%** a **10.5%**) sería relativamente pequeño, pero el impacto en la producción presento un aumento significativo.

Permeabilidad

- La permeabilidad debe cambiar porque es un parámetro directamente relacionado con la capacidad del reservorio para permitir el flujo de fluidos. Según la fórmula de permeabilidad, un aumento en el caudal de producción, como pasar de 210 BFPD a **400 BFPD**, requiere un incremento proporcional en la permeabilidad para mantener constantes otros parámetros como la viscosidad, la longitud, el área transversal y el diferencial de presión. Aplicando la proporción, se calcula que la nueva permeabilidad necesaria para sostener este aumento en la producción es de **381 mD**, lo que refleja que el fracturamiento hidráulico ha mejorado significativamente las propiedades del reservorio al aumentar las vías efectivas para el flujo.

Evaluación Técnica de los Resultados de la Estimulación Matricial en el Pozo Fanny 18B-190: Impacto en la Productividad y Parámetros Operativo.

Para explicar técnicamente cómo la estimulación matricial condujo a un aumento en la producción de 210 BFPD a 388 BFPD, se deben considerar los siguientes puntos, respaldados por los cálculos realizados y los resultados de investigaciones similares:

Selección de la Estimulación Matricial Ácida:

- La estimulación matricial ácida se eligió como técnica de reacondicionamiento para mejorar la productividad del yacimiento. Este tipo de estimulación implica la inyección de ácidos (como el **ácido clorhídrico**) para disolver los materiales que bloquean los poros y mejorar la permeabilidad cerca del pozo.

Diseño del Tratamiento:

- **Volumen de Fluido:** Se determinó un volumen de fluido de 3500 galones (aproximadamente 83.3 barriles) para tratar un intervalo de 100 pies. Este volumen se basa en recomendaciones de 20 a 50 galones por pie de intervalo perforado.
- **Concentración de Ácido:** Se seleccionó una solución de ácido clorhídrico al 10%, lo que resultó en 350 galones de ácido. La concentración y el tipo de ácido se eligen en función de las características de la formación y del tipo de daño a remover.
- **Aditivos:** Se incluyó un surfactante al 1% (35 galones) para reducir la tensión superficial y mejorar la penetración del ácido en la matriz de la roca.
- **Presión de Inyección:** Se calculó una presión de inyección de 1600 psi para asegurar que el ácido se inyecte a la formación sin fracturarla, manteniendo un régimen matricial.

Resultados Obtenidos:

- **Aumento de la Producción:** La producción aumentó de 210 BFPD a 388 BFPD, lo que representa un incremento del 84.76%. Este aumento subraya el éxito de la estimulación matricial en la mejora de la productividad del pozo.
- **Caudal:** El caudal se incrementó de 8.75 BPH a 16.17 BPH, mostrando una mejora sustancial en la capacidad del pozo para producir fluidos.
- **Permeabilidad:** La permeabilidad inicial del yacimiento, estimada en 200 mD, aumentó a 369.5 mD, lo que representa un incremento del 84.75%. Este aumento sustancial en la permeabilidad indica una reducción efectiva de las obstrucciones en los poros de la roca, lo cual facilita un mayor flujo de fluidos hacia el pozo.

CAPITULO V

Conclusiones

El facturamiento, hidráulico aplicado al pozo Fanny 18B-190 ha demostrado ser una técnica altamente efectiva para mejorar la productividad del yacimiento. La producción aumentó significativamente de 210 BFPD a 400 BFPD, lo que refleja una mejora sustancial en la capacidad del pozo para extraer hidrocarburos. La permeabilidad efectiva se incrementó a 381 mD, lo que indica un aumento en las vías de flujo hacia el pozo. Considerando estos resultados, se estima que la recuperación de la inversión en facturamiento hidráulico podría alcanzarse en aproximadamente 2 a 3 años, dependiendo de los precios actuales del petróleo y los costos operativos.

La estimulación matricial ácida aplicada al pozo Fanny 18B-190 ha mostrado un impacto positivo en la productividad del yacimiento, aumentando la producción de 210 BFPD a 388 BFPD. Esta técnica ha sido efectiva en remover bloqueos en los poros, mejorando la permeabilidad y facilitando el flujo de hidrocarburos. Dado que la estimulación matricial es una técnica menos costosa que el fracturamiento hidráulico, se estima que la recuperación de la inversión podría ocurrir en un plazo más corto, aproximadamente 1 a 2 años, dependiendo de los costos específicos del tratamiento y los precios del petróleo.

Recomendaciones

Considerando el éxito de los tratamientos de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial ácida en el pozo Fanny 18B-190, se recomienda continuar con intervenciones similares en otros pozos con características geológicas similares. Sin embargo, es crucial implementar medidas que minimicen el impacto ambiental y social, como el uso de tecnologías más eficientes en el uso del agua y la reducción de residuos químicos. Además, se debe realizar un análisis detallado de costos y beneficios para asegurar la rentabilidad de estas intervenciones, considerando también las regulaciones legales y políticas locales. En un escenario optimista, donde se prioriza la sostenibilidad y la eficiencia económica, se podría explorar la implementación de tecnologías más avanzadas que permitan mejorar la permeabilidad y la productividad sin aumentar significativamente los costos operativos ni el impacto ambiental. Esto incluye la evaluación de métodos de estimulación que minimizan el uso de ácidos y maximizan la recuperación de recursos.

Bibliografía

- Alcares, S. D. (04 de 03 de 2020). *FRACTURACIÓN HIDRÁULICA, UNA ALTERNATIVA NO*. Obtenido de Dialnet-FracturacionHidraulicaUnaAlternativa:
file:///C:/Users/user/Downloads/Dialnet-FracturacionHidraulicaUnaAlternativaNoConvencional-6426307.pdf
- ARELLANO, I. M. (26 de 10 de 2016). *TESIS: ESTIMULACION MATRICIAL*. Obtenido de 0191377.pdf:
<https://ru.dgb.unam.mx/jspui/bitstream/20.500.14330/TES01000191377/3/0191377.pdf>
- Erazo, W. J. (06 de 08 de 2014). *Eficiencia de los trabajo de fractura hidraulica*. Obtenido de CD-5711.pdf: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8153/4/CD-5711.pdf>
- FERNANDA, N. M. (08 de 09 de 2014). *SISTEMA DE TERMINACIÓN MULTIETAPAS* . Obtenido de FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO:
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4870/TESISFINAL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- FRANCISCO, R. C. (31 de 05 de 2011). *INCREMENTO DE PRODUCCION EN EL CAMPO AUCA, MEDIANTE ESTIMULACIONES MATRICIALES*. Obtenido de CD-3543 (1).pdf: file:///C:/Users/user/Downloads/CD-3543%20(1).pdf
- Gonzales, E. R. (05 de 09 de 2019). *LAS ARENAS EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA*. Obtenido de Arenas-en-la-fracturacion-hidraulica.pdf:
<https://ampmineral.com/wp-content/uploads/2019/10/Arenas-en-la-fracturacion-hidraulica.pdf>
- HERRERA, L. A. (04 de 05 de 2010). *Estimulacion de pozos petroleros* . Obtenido de Microsoft Word - TESIS SINODALES:
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15559/1/Estimulaci%C3%B3n%20de%20pozos%20petroleros%20mejoradores%20de%20la%20conductividad%20de%20arenas.pdf>

Jacome, M. (16 de 10 de 2016). *DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO* .

Obtenido de D-CD70181.pdf:

<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/36580/1/D-CD70181.pdf>

Kryztyna. (25 de 02 de 2018). *TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO*. Obtenido de tesis.pdf:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14074/tesis.pdf?sequence=3>

Miranda, I. L. (09 de 11 de 2011). *EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL*

CAMPO EL. Obtenido de TEG Eficacia Estimulaciones Matriciales Furrial.pdf:

<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/4265/1/TEG%20Eficacia%20Estimulaciones%20Matriciales%20Furrial.pdf>

Miranda, I. L. (09 de 11 de 2011). *EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL*

CAMPO EL. Obtenido de TEG Eficacia Estimulaciones Matriciales Furrial.pdf:

<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/4265/1/TEG%20Eficacia%20Estimulaciones%20Matriciales%20Furrial.pdf>

Sosa, I. Y. (22 de 01 de 2019). *Estimulación matricial ácida del pozo Seb-10*. Obtenido de

(Yadier Rodríguez Sosa).pdf:

<https://rein.umcc.cu/bitstream/handle/123456789/149/%28Yadier%20Rodr%C3%A9guez%20Sosa%29.pdf?sequence=1&isAllowed=y>