

Pregrado

Carrera: TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

Asignatura: SEMINARIO FIN DE CARRERA

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema:

**OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL
RESERVORIO ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS
DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52 DEL ÁREA LIBERTADOR,
BLOQUE 57 EN EL AÑO 2025**

Autores:

González Haro Edith Anahí

Ramos Luna Marcelo Vinicio

Ángel Fernando Villavicencio Zavala

Tutor: Ing. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ LAZO

Fecha: marzo 2025



Autor: Edith Anahí González Haro

Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí –Ecuador

Correo electrónico: edithanahi.gonzalez@ister.edu.ec



Autor: Marcelo Vinicio Ramos Luna

Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí –Ecuador

Correo electrónico: marcelo.ramos@ister.edu.ec



Autor: Angel Fernando Villavicencio Zavala

Título a obtener: Tecnología Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí –Ecuador

Correo electrónico: angel.villavicencio@ister.edu.ec



Dirigido por: Luis Alfredo Álvarez Lazo

Título: Coordinador

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.

© Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUI –ECUADOR

González Haro Edith Anahí

Ramos Luna Marcelo Vinicio

Villavicencio Zavala Ángela Fernando

***OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO ARENISCA
U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52 DEL ÁREA
LIBERTADOR, BLOQUE 57 EN EL AÑO 2025***

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.1

Sangolquí, 15 de marzo 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, Marcelo Vinicio Ramos Luna declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52 DEL ÁREA LIBERTADOR, BLOQUE 57 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,



(Marcelo Vinicio Ramos Luna)

C.I.:1715290092

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.1

Sangolquí, 15 de marzo 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, Edith Anahi González Haro declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52 DEL ÁREA LIBERTADOR, BLOQUE 57 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,



(Edith Anahi González Haro)

C.I.:1753004132

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.1

Sangolquí, 15 de marzo 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, Angel Fernando Villavicencio Zavala declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52 DEL ÁREA LIBERTADOR, BLOQUE 57 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,



(Ángel Fernando Villavicencio Zavala)

C.I.:1714921671

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA: TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

**AUTOR /ES: EDITH ANAHÍ GONZÁLEZ HARO - MARCELO VINICIO
RAMOS LUNA - ÁNGEL FERNANDO VILLAVICENCIO ZAVALA.**

TUTOR: LUIS ALFREDO ALVAREZ LAZO

CONTACTO ESTUDIANTE: 099415612 – 0996259398 - 0958873023

**CORRE ELECTRONICO: marcelo_ramos79@hotmail.com -
edithgonza2002@gmail.com – villaza78@hotmail.com**

**TEMA: OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO
ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN
MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52
DEL ÁREA LIBERTADOR, BLOQUE 57 EN EL AÑO 2025.**

OPCIÓN DE TITULACIÓN: UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El propósito de este estudio es evaluar y mejorar la producción del pozo Secoya 52 a través de la implementación de métodos de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico. Para lograrlo, se llevará a cabo un estudio exhaustivo que abarca la descripción geológica y petrofísica de los reservorios, la detección de los factores clave que restringen la producción, y la creación de tácticas de intervención técnica ajustadas a las condiciones particulares del área Libertador, en el reservorio arenisca U Superior, que constituye un recurso clave para la industria del petróleo en Ecuador.

La puesta en marcha de esta investigación no solo aspira a optimizar la extracción de hidrocarburos en este pozo, sino también a favorecer la elaboración de directrices técnicas aplicables a otros depósitos con propiedades petrofísicas parecidas en la cuenca Oriente, fomentando la sostenibilidad operativa y económica del sector de hidrocarburos.

PALABRAS CLAVE: Caudal, Producción, Presión, Índice de Productividad, Permeabilidad, Porosidad, Fractura, Estimulación.

ABSTRACT:

The purpose of this study is to evaluate and improve production from the Secoya 52 well by implementing matrix stimulation and hydraulic fracturing methods. To achieve this, a comprehensive study will be conducted, encompassing the geological and petrophysical description of the reservoirs, the identification of key factors limiting production, and the development of technical intervention strategies tailored to the specific conditions of the Libertador area, in the Upper U sandstone reservoir, which constitutes a key resource for the Ecuadorian oil industry.

The implementation of this research not only seeks to optimize hydrocarbon extraction from this well but also to facilitate the development of technical guidelines applicable to other reservoirs with similar petrophysical properties in the Oriente Basin, thus promoting the operational and economic sustainability of the hydrocarbon sector.

KEY WORDS: Flow, Production, Pressure, Productivity Index, Permeability, Porosity, Fracture, Stimulation.



Firma del Estudiante (AUTOR)

Marcelo Vinicio Ramos Luna

C.I.: 715290092



Firma del Estudiante (AUTOR)

Edith Anahí González Haro

C.I.: 1753004132



Firma del Estudiante (AUTOR)

Ángel Fernando Villavicencio Zavala

C.I.: 1714921671

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 15 de marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo Marcelo Vinicio Ramos Luna, con C.I.1715290092 alumno de la Carrera TECNOLÓGIA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

Marcelo Vinicio Ramos Luna

C.I.: 1715290092

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 15 de marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo, Edith Anahí González Haro con C.I.1753004132 alumno de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

Edith Anahí González Haro

C.I.:1753004132

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 15 de marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo, Ángel Fernando Villavicencio Zavala con C.I. 1714921671 alumno de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

Ángel Fernando Villavicencio Zavala

C.I.: 1714921671

**OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO
ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN
MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52
DEL ÁREA LIBERTADOR, BLOQUE 57 EN EL AÑO 2025**

Dedicatoria

Dedico este logro, primero que todo, a Dios, por ser mi guía y fortaleza en cada paso de este camino. A mi padre Wilson, y a mi madre Vilma, por su amor incondicional, sus sacrificios y por enseñarme que con esfuerzo y dedicación no hay sueño que no se pueda alcanzar. Ustedes son mi mayor inspiración y este triunfo es también suyo.

A mis amados hermanos Santiago, Richart, Ingrid y mi pequeño Adriel a quien dedico este logro como un homenaje a sus pasos y los que seguirán. Sé que hoy están orgullosos de este triunfo. A mi amado Mauricio, por ser mi refugio de amor y por llenar mi vida de enseñanzas que han sido mi motor para seguir adelante.

A mis amigos, mentores y seres queridos, dedico este logro como una muestra de gratitud por su compañía, sus consejos y su confianza en mí. Cada uno de ustedes ha sido parte esencial de este camino, brindándome apoyo en los momentos más difíciles y celebrando conmigo cada pequeño avance.

Finalmente, dedico este triunfo a todos aquellos que, con su ejemplo, me han enseñado que los sueños se construyen con perseverancia, fe y mucho amor. Este logro es un reflejo de las lecciones que cada uno de ustedes me ha dado.

Edith Anahí González Haro

Esta tesis va dedicada para una persona muy especial en mi vida, mi tío Carlos Amador aunque ya no esté a nuestro lado y se fue en un momento inesperado, te quiero decir que nunca te olvidaré, fuiste como un padre para mí me formaste como un hombre de bien con valores y humildad, gracias por enseñarme a ser un buen padre hijo y hermano así como tú lo fuiste, tus consejos tu guía fueron pilares para mi futuro y ser quien soy, te estaré agradecido por siempre y te extrañaré mucho tío querido ,siempre estarás en nuestros corazones gracias por todo y descansa en paz.

Marcelo Vinicio Ramos Luna



A mi familia, por su amor incondicional, apoyo constante y sacrificios, quienes siempre han creído en mí y me han inspirado a seguir adelante. Este Proyecto de Titulación es un reflejo de su esfuerzo y dedicación, sin los cuales no habría llegado hasta aquí.

A mis amigos y compañeros, quienes me han acompañado durante todo este proceso, brindándome su apoyo, consejo y motivación cuando más lo necesite.

Finalmente, a todos aquellos que de alguna manera contribuyeron a mi crecimiento personal y académico. Esta obra está dedicada a ustedes, con gratitud y aprecio.

Angel Fernando Villavicencio Zavala

**OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL RESERVORIO
ARENISCA U SUPERIOR, APLICANDO TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN
MATRICIAL Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, DEL POZO SECOYA 52
DEL ÁREA LIBERTADOR, BLOQUE 57 EN EL AÑO 2025**

Agradecimiento

Agradezco en primer lugar a Dios, quien es, fue y será mi mayor fortaleza, lo cual quiero expresar mi más sincera gratitud por haberme formado académicamente a mis instituciones, como no acordarme de donde comenzó todo esto en mi querida Unidad Educativa “San Jerónimo” que en ella encontré a los mejores Docentes mi Licen Cristina García, Miguel Columba, Alex Males que fueron mis guías para sobresalir, como no agradecer también al Tecnológico Universitario Rumiñahui donde he podido desarrollarme educativamente, encontrando un espacio de crecimiento y aprendizaje que ha sido fundamental en mi formación. Gracias por brindarme las herramientas y el conocimiento que hoy son parte de mis logros.

De igual manera, agradezco a la empresa SERTECPET por abrirme sus puertas para desarrollarme de manera profesional.

Como no a mis compañeros Marcelo y Ángel que desde el inicio de la carrera me han apoyado y echado la mano en todo momento.

Edith Anahí González Haro

En primer lugar, agradecer a Dios por darme salud y vida para poder cumplir una meta más, a mi madre por todo su amor y apoyo incondicional y a pesar de la distancia siempre está pendiente con sus consejos, a mis hijos Isaac, Camila, Nicolás, que son el motor y la fuerza que me impulso a salir adelante, a mis hermanos por todo su apoyo su ánimo y su cariño en todo este proceso, el empuje de todo esto mi familia.

A mis amigos de trabajo que a pesar de las situaciones duras que me vieron pasar me ayudaron y apoyaron con consejos, agradecer por su paciencia su ayuda con su experiencia y conocimientos para poder superarme en el ámbito profesional.

A mis docentes del Instituto que demostraron su profesionalismo y nos apoyaron con sus conocimientos día a día para poder cumplir esta meta.

Marcelo Vinicio Ramos Luna

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que, de alguna manera, han contribuido a la realización de este trabajo.

Primero, agradezco a Dios por guiarme y respaldarme siempre, permitiéndonos alcanzar el éxito a pesar de las dificultades.

A mi tutor de titulación de tesis, Ing. Luis Álvarez, por su orientación, paciencia y valiosos consejos a largo de este proceso. Su apoyo fundamental para alcanzar este logro.

A mi familia, por su amor, sacrificio y confianza incondicional en mí. Siempre han sido una fuente constante de motivación y aliento, impulsándome a dar lo mejor de mí en cada etapa de mi vida académica.

Finalmente, a todos aquellos que, aunque no mencionados individualmente, de alguna forma han aportado a este proceso con su apoyo moral, emocional y profesional, sin cada uno de ustedes, este proyecto no habría sido posible, especialmente a los técnicos de la Gerencia de Activo Edén Yuturi y Gerencia de Activo Lago-Libertador, Ep Petroecuador.

Angel Fernando Villavicencio Zavala

RESUMEN

El propósito de este estudio es evaluar y mejorar la producción del pozo Secoya 52 a través de la implementación de métodos de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico. Para lograrlo, se llevará a cabo un estudio exhaustivo que abarca la descripción geológica y petrofísica de los reservorios, la detección de los factores clave que restringen la producción, y la creación de tácticas de intervención técnica ajustadas a las condiciones particulares del área Libertador, en el reservorio arenisca U Superior, que constituye un recurso clave para la industria del petróleo en Ecuador.

El reservorio arenisca U Superior en el Área Libertador, Bloque 57, constituyen un recurso clave para la industria del petróleo en Ecuador. No obstante, las propiedades petrofísicas de estos depósitos, tales como su reducida permeabilidad y moderada porosidad, restringen la capacidad de flujo natural de hidrocarburos, complicando la consecución de ritmos de producción económicamente sostenibles.

En este escenario, para mejorar la producción en pozos esenciales, como el Secoya 52 (SCY-52), es necesario aplicar métodos sofisticados de estimulación de formaciones, dentro de las técnicas más alentadoras se encuentran la estimulación matricial, concebida para eliminar daños a la formación y potenciar la conectividad del sistema poroso, y el fracturamiento hidráulico, que tiene como objetivo aumentar la permeabilidad a través de la generación de canales de flujo inducidos en la roca.

La puesta en marcha de esta investigación no solo aspira a optimizar la extracción de hidrocarburos en este pozo, sino también a favorecer la elaboración de directrices técnicas aplicables a otros depósitos con propiedades petrofísicas parecidas en la cuenca Oriente, fomentando la sostenibilidad operativa y económica del sector de hidrocarburos

ABSTRACT

The purpose of this study is to evaluate and improve production from the Secoya 52 well through the implementation of matrix stimulation and hydraulic fracturing methods. To achieve this, a comprehensive study will be conducted, encompassing the geological and petrophysical description of the reservoirs, the identification of key factors limiting production, and the development of technical intervention tactics tailored to the specific conditions of the Libertador area, in the Upper U sandstone reservoir, which constitutes a key resource for the Ecuadorian petroleum industry.

The Upper U sandstone reservoir in the Libertador Area, Block 57, constitutes a key resource for the Ecuadorian petroleum industry. However, the petrophysical properties of these deposits, such as their low permeability and moderate porosity, restrict the natural flow capacity of hydrocarbons, complicating the achievement of economically sustainable production rates.

In this scenario, to improve production in essential wells, such as Secoya 52 (SCY-52), it is necessary to apply sophisticated formation stimulation methods. Among the most encouraging techniques are matrix stimulation, designed to eliminate damage to the formation and enhance the connectivity of the porous system, and hydraulic fracturing, which aims to increase permeability through the generation of induced flow channels in the rock.

The launch of this research not only seeks to optimize hydrocarbon extraction from this well, but also to promote the development of technical guidelines applicable to other reservoirs with similar petrophysical properties in the Oriente Basin, promoting the operational and economic sustainability of the hydrocarbon sector.

RESUMEN.....	16
ABSTRACT.....	17
CAPITULO I.....	23
INTRODUCCIÓN	23
1.1. Planteamiento del Problema	23
1.2. Justificación	31
1.3. Alcance	35
1.4. Objetivos General y Específicos.....	37
CAPITULO II.....	38
2.1. Generalidades del Campo.....	38
2.1.1 Historia del Campo.....	38
2.1.3 Estructura Geológica	39
2.1.4 Modelo Geológico	40
2.1.5 Características litológicas de los reservorios	42
2.1.6 Ambientes sedimentarios de los reservorios	44
2.1.7 Características de los crudos	45
2.1.8 Producción Área Libertador	45
2.2. Completación y Sistemas de Levantamiento artificial TIPO	47
2.2.1 Diagramas de Completación pozos SCY-52/TAPC-10	48
2.3. Técnicas de Optimización de Incremento de Producción	49
2.3.1 Propuesta 1: Estimulación Matricial	49
2.3.2 Propuesta 2: Fracturamiento Hidráulico	52
CAPITULO III.....	56
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN.....	56
3.1. Información Pozo.....	56
3.1.1 Ubicación.....	56
3.1.2. Historial de Producción	57
3.1.3. Análisis Estructural/Estratigráfico	57
3.1.4. Parámetros Petrofísicos.....	58
3.1.5. Descripción Litológica.	59

3.2.	Revisión histórica	59
3.4.1	Información del pozo	62
3.4.2.	Datos Técnicos de entrada	63
3.4.3.	Datos PVT	63
3.4.4.	Análisis Técnico Pressure Build Up	64
3.4.5.	Datos de Casing (copiar formato editable Edith G)	64
3.4.6.	Esquema del Pozo SCY-52	65
3.4.7.	Diagrama de Completación del Pozo SCY-52	66
3.5.	Propuestas de Optimización de Producción	67
3.5.1	Diagnostico	67
3.5.2	Evaluación de parámetros	67
3.5.3.	Diagnóstico del Tipo de Daño en la Formación	67
3.5.4.	PROPUESTA 1: ESTIMULACIÓN MATRICIAL	68
3.5.4.1.	Selección del Tipo de Estimulación Matricial	68
3.5.4.2.	Objetivos del Tratamiento	68
3.5.4.3.	Equipos, Procedimiento y Operaciones	68
3.5.4.4.	Operaciones	72
3.5.4.5.	Procedimiento estimulación Matricial	73
3.5.4.6	Cálculos Técnicos y Formulas	74
3.5.5.	PROPUESTA 2: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	82
3.5.5.1.	Selección del Tipo de Fracturamiento	83
3.5.5.2.	Objetivos del Tratamiento	83
3.5.5.3.	Equipos, Procedimiento y Operaciones	83
3.5.5.4.	Equipos de fondo	85
3.5.5.5.	P&ID	85
3.5.5.6.	Operaciones	86
3.5.5.7.	Procedimiento Fracturamiento Hidráulico	87
3.5.5.8.	Cálculos Técnicos y Formulas	87
CAPITULO IV		98
4.1.	PRUEBAS, RESULTADOS DISCUSIÓN	98
4.1.1	Resultados Estimulación Matricial	98
4.1.2	Resultados Fracturamiento Hidráulico	99
4.1.2.1.	Material apuntalante	99
4.1.2.2.	Tipo de malla	99
4.1.2.3.	Geometría de la Fractura	101
4.1.2.4.	Evaluación de Resultados Post-Fracturamiento	101

4.1.2.5.	Discusión y Análisis de Resultados Antes y Post-fracturamiento.....	102
4.1.3	Curva IPR (Inflow Performance Relationship).....	104
CAPITULO V.....		106
5.1.	Conclusiones y Recomendaciones	106
CAPITULO VI.....		108
6.1	Bibliografía	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Análisis Causas y Consecuencias al Planteamiento del Problema....	23
Figura 2	Ambiente Esquemático de depositación	24
Figura 3	Disminución de la presión natural del yacimiento	26
Figura 4	Bomba Electrosumergible	27
Figura 5	Esquema Conificación de agua.....	29
Figura 6	Representación del daño de formación.....	30
Figura 7	Resumen Ley de Hidrocarburos	33
Figura 8	Normas Api	34
Figura 9	Mapa de ubicación Área Libertador	39
Figura 10	Área Libertador: sección sísmica indicando la estructura Secoya y el pozo Secoya 1	40
Figura 11		41
Figura 12	Área Libertador: Columna Tipo, Bloque 57, Área Libertador	43
Figura 13	Modelo Esquemático del ambiente de depositación del bloque 57, Área Libertador	44
Figura 14	Funcionamiento básico BES.....	47
Figura 15	Diagrama de Completación pozo SCY-52D, Área Libertador	48
Figura 16	Tipos de Estimulación.....	49
Figura 17	Esquema de Estimulación Matricial.....	50
Figura 18	Tipos de aditivos	51
Figura 19	Partes principales Unidad de Cioled Tubing	52
Figura 20	Proceso esquemático de la Fracturación Hidráulica.....	54
Figura 21	Componentes Principales Unidad Fracturación Hidráulica	55

Figura 22	Mapa Estructural arenisca US, pozos SCY-52.....	56
Figura 23	Historial de producción, pozos SCY-52	57
Figura 24	Correlación Estructural arenisca US, pozos SCY-52	57
Figura 25	Correlación Estratigráfica arenisca US, pozos SCY-52	58
Figura 26	Parámetros Petrofísicos “US”, pozos SCY-52.....	58
Figura 27	Descripción Litológica arenisca US, pozos SCY-52	59
Figura 28.	Figura 28 Parámetros BES / SEC-052 antes y después inyección pozo SCY-52	60
Figura 29	Arranque BES / SCY-052 y parámetros luego WO #3	61
Figura 30	Historial de producción y parámetros BES/SEC	62
Figura 31	Sensores de fondo en pozo SECOYA-052	64
Figura 32	Representación Esquema del pozo SCY-52.....	65
Figura 33	Diagrama de Completación del pozo SCY-52	66
Figura 34	BHA #1 del pozo SCY-52.....	69
Figura 35	BHA #2 del pozo SCY-52.....	69
Figura 36	Tubería de Coiled Tubing	69
Figura 37	Equipos de superficie pozo SCY-52.....	70
Figura 38	Esquema de conexión de alta presión SCY-52	70
Figura 39	Esquema de P&ID Pozo SCY-52.....	71
Figura 40	Diagrama de P&ID Fracturamiento Hidráulico, Pozo SCY-52	85
Figura 41	Evaluación de la producción Post EM.....	98
Figura 42	Tamaño de las arenas	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Regulación ARCERNNR	32
Tabla 2	Normas Iso.	34
Tabla 3	Ficha de Ubicación del Área Libertador.	38
Tabla 4	Acumulado de Producción diaria Área Libertador	45
Tabla 5	Producción acumulada Área Libertador	46
Tabla 6	Detalle del material Apuntalante	53
Tabla 7	Resumen de funcionamiento, ventajas y desafíos	55
Tabla 8	Resumen Cuadro echometer	61

Tabla 9 Datos Información Pozo SCY-52.....	62
Tabla 10 Datos Técnicos de Entrada Pozo SCY-52.....	63
Tabla 11 Datos PVT Pozo SCY-52.....	63
Tabla 12 Datos de Casing.....	64
Tabla 13 Medición Tubería de Coiled Tubing	70
Tabla 14 Pruebas de Presión Pozo SCY-52	71
Tabla 15 Características de Acidificación.....	74
Tabla 16 Valores Promedios M. Young-C. Poisson.....	88
Tabla 17 Densidades promedias de rocas y fluidos	88
Tabla 18 Detalle parámetros estándares, pozo SCY-52.....	89
Tabla 19 Resultados obtenidos Estimulación Matricial	98
Tabla 20 Rango de presiones de confinamiento (Material Apuntalante).....	99
Tabla 21 características del apuntalante 20/40	100
Tabla 22 Datos Geometría Fractura.....	101
Tabla 23 Parámetros calculados del Fracturamiento Hidráulico	101
Tabla 24 Comparación resultados, datos analíticos pozo SCY-52	102

LISTA DE GRÁFICOS

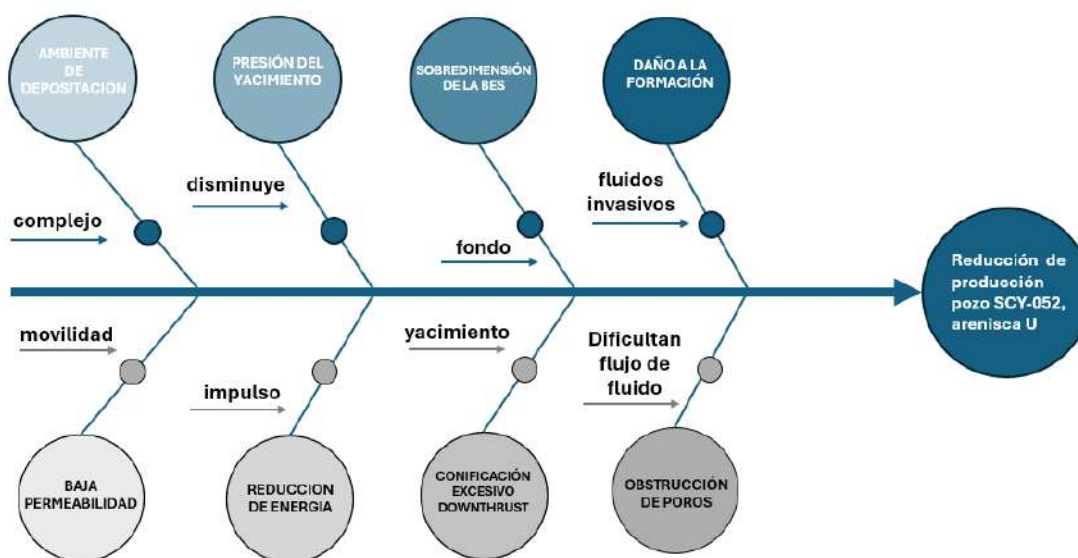
Gráfico 1 Comparación Resultados 2D, pozo SCY-52.....	102
Gráfico 2 Curva IPR Estimulación Matricial	104
Gráfico 3 Curva IPR (Fracturamiento Hidráulico).....	105

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

La reducción de la producción de crudo en los reservorios de la arenisca T y U superior en el Área Libertador que tiene una baja porosidad y permeabilidad se puede ver mejorada aplicando técnicas utilizadas en la industria petrolera como son la estimulación matricial la cual puede ayudar a reducir el daño de formación causado por los fluidos invasivos así como el fracturamiento hidráulico mediante el método propelente y/o apuntalante por medio del cual esperamos mantener abiertas las fracturas para facilitar el flujo del hidrocarburo a superficie reduciendo la baja productividad del Área Libertador.

Figura 1
Análisis Causas y Consecuencias al Planteamiento del Problema



Nota: Adaptado de “Del diagrama de Ishikawa ” por (Kaoru Ishikawa., 1943)

1.1.1 Causa: Ambiente de depositación complejo

Los ambientes de depositación complejos son característicos de formaciones sedimentarias con una variabilidad significativa en la textura y composición mineralógica de las rocas. En el caso de los reservorios U y T Superior, esta complejidad geológica se traduce en la presencia de estratos de arenisca intercalados con arcillas y lutitas, que generan heterogeneidad en las propiedades petrofísicas.

Durante el proceso de sedimentación, las condiciones de depósito (como la energía del agua, el transporte y la sedimentación de partículas) pueden dar lugar a capas alternadas de arenas limpias, arcillas y lutitas. Estas capas tienen diferentes propiedades de porosidad y permeabilidad. Mientras que las areniscas pueden actuar como zonas de

almacenamiento y flujo, las arcillas y lutitas funcionan como barreras o sellos, reduciendo la conectividad entre los poros.

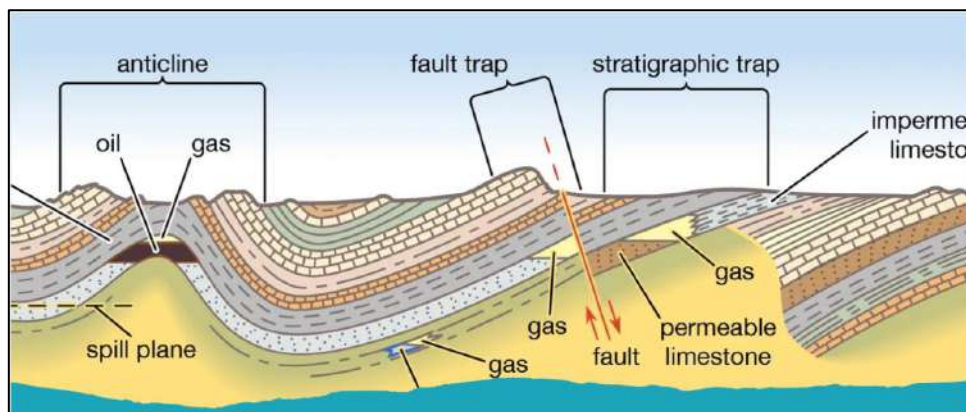
Las areniscas en este tipo de ambiente tienden a tener una baja porosidad efectiva y una baja permeabilidad. La porosidad, que representa el espacio disponible para el almacenamiento de fluidos, puede estar limitada por la compactación de los sedimentos o por la cementación mineral secundaria, donde los minerales rellenan los poros existentes. Por otro lado, la permeabilidad, que determina la capacidad de flujo, es afectada por la discontinuidad entre los poros debido a la presencia de arcillas que actúan como barreras físicas.

La complejidad mineralógica, la mezcla de minerales como cuarzo, feldespatos, arcillas y carbonatos también puede generar incompatibilidades químicas con los fluidos inyectados o presentes en el reservorio. Por ejemplo, ciertas arcillas pueden hincharse o dispersarse al entrar en contacto con agua, bloqueando los poros y reduciendo aún más la permeabilidad.

Los reservorios U y T Superior, al estar categorizados como de baja porosidad y permeabilidad, se comportan como reservorios no convencionales. En estos, la acumulación de hidrocarburos es significativa, pero la falta de conectividad efectiva entre los poros dificulta su recuperación mediante métodos convencionales de producción.

Figura
Ambiente Esquemático de depositación

2



Nota: Adaptado de “Accumulation in reservoir beds in petroleum in Origin of hydrocarbons” por (Britannica., 2025).

1.1.2 Consecuencia: El fluido no tiene movilidad por baja permeabilidad

La baja permeabilidad resultante del ambiente de depositación complejo afecta directamente la movilidad de los fluidos en el reservorio, lo que genera una serie de implicaciones técnicas y económicas:

La falta de continuidad entre los poros restringe el movimiento de los fluidos, lo que significa que incluso cuando hay acumulaciones significativas de hidrocarburos, estos no pueden desplazarse hacia los pozos productores de manera eficiente. Esto resulta en una baja tasa de producción y un factor de recuperación limitado.

Los pozos perforados en estos reservorios enfrentan tasas de producción iniciales más bajas que las esperadas, incluso bajo métodos convencionales de levantamiento artificial. En muchos casos, el flujo inicial se agota rápidamente, requiriendo intervenciones tempranas para mantener niveles mínimos de producción.

Para movilizar los hidrocarburos atrapados en los poros, es necesario aplicar técnicas avanzadas como estimulación matricial, fracturamiento hidráulico o inyección de fluidos químicos. Estas intervenciones requieren una inversión significativa en términos de diseño, materiales y ejecución, incrementando los costos operativos por barril producido.

La baja permeabilidad y la limitada conectividad de los poros pueden conducir a un bajo factor de recuperación a largo plazo, es decir, la cantidad de petróleo extraído en comparación con el volumen total disponible en el reservorio. Sin una intervención adecuada, gran parte de los hidrocarburos recuperables quedarán atrapados en el yacimiento.

La complejidad del ambiente de depositación también puede aumentar la probabilidad de problemas durante la producción. Por ejemplo, los fluidos inyectados para estimular la producción pueden reaccionar con la mineralogía del reservorio, generando precipitados o hinchazón de arcillas que agravan aún más la baja permeabilidad.

Relación causa-consecuencia

El ambiente de depositación complejo y la baja permeabilidad del reservorio están intrínsecamente relacionados. Mientras que las características geológicas del primero determinan las propiedades petrofísicas de la roca, estas propiedades limitadas conducen a la falta de movilidad de los fluidos. Sin una intervención adecuada, esta combinación no solo reduce la eficiencia operativa, sino que también disminuye la rentabilidad y el tiempo de vida útil de los pozos en estos reservorios.

Para mitigar estas consecuencias, es necesario adoptar enfoques técnicos avanzados, como el diseño de estrategias de estimulación personalizadas y la utilización de tecnologías de modelado para predecir la respuesta del reservorio a diferentes intervenciones.

1.1.3 Causa: Disminución de la presión natural del yacimiento

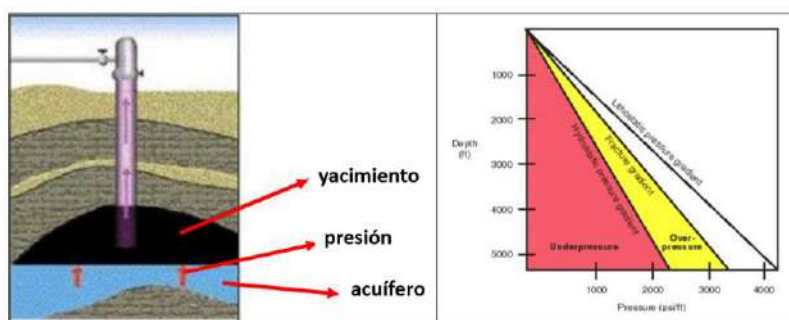
La presión natural de un yacimiento es el principal motor que impulsa los hidrocarburos desde la roca reservorio hacia los pozos productores. En los primeros años de producción, esta presión suele ser suficiente para mantener tasas de flujo aceptables. Sin embargo, en reservorios de baja permeabilidad como los U y T Superior, esta presión disminuye rápidamente debido a varios factores:

En yacimientos de baja permeabilidad, los fluidos presentes en los poros no se mueven fácilmente hacia las zonas de drenaje del pozo. Esto significa que, una vez que comienza la producción, no hay un reemplazo inmediato del fluido extraído con fluidos adyacentes o agua del acuífero, si es que este existe. Esta falta de recarga provoca una caída sostenida en la presión.

La limitada conectividad entre los poros, característica de las areniscas de baja permeabilidad, reduce la capacidad del yacimiento para redistribuir la presión de manera uniforme. Esto crea áreas donde la presión declina rápidamente, dificultando la extracción de hidrocarburos en volúmenes significativos.

Cuando no se implementan métodos para reinyectar fluidos o gases en el yacimiento, como la inyección de agua, gas o polímeros, el reservorio depende únicamente de su energía inicial. En el caso de los reservorios U y T Superior, esta energía es insuficiente para sostener la producción a largo plazo, especialmente bajo las condiciones actuales de explotación.

Figura 3
Disminución de la presión natural del yacimiento



Nota: Adaptado de “Yacimientos II, mecanismo de producción”

1.1.4 Consecuencia: Pérdida de energía para el impulso del petróleo al pozo

La pérdida de presión en el yacimiento tiene consecuencias directas en la capacidad de los hidrocarburos para desplazarse hacia el pozo productor. Sin una energía suficiente, el flujo natural del crudo disminuye drásticamente, afectando la producción de varias maneras:

A medida que la presión del reservorio cae por debajo del umbral crítico, la fuerza que impulsa el crudo hacia el pozo deja de ser suficiente. Esto se traduce en una disminución progresiva de las tasas de flujo, haciendo necesario implementar métodos de levantamiento artificial, como bombas mecánicas o eléctricas, para extraer el petróleo.

La presión de fondo fluyente, (PWF): que es la presión requerida para que el fluido alcance la superficie, se vuelve superior a la presión que el yacimiento puede ejercer, creando una situación donde el flujo se detiene o se vuelve intermitente.

La pérdida de presión puede llevar a que una gran parte de los hidrocarburos recuperables quede atrapada en el yacimiento. En los reservorios U y T Superior, con su baja permeabilidad, esto significa que una fracción significativa del petróleo queda en la roca, incluso si teóricamente está presente en grandes cantidades.

Para contrarrestar esta pérdida de energía, se deben implementar técnicas de recuperación mejorada, como inyección de fluidos o estimulación hidráulica, que incrementan significativamente los costos de operación. Además, el tiempo de vida útil de los pozos puede reducirse, afectando la viabilidad económica de los proyectos.

1.1.5 Causa: Sobredimensión en el fondo de la Bomba Electrosomergible (BES)

Las Bombas Electrosomergibles (BES) son sistemas de levantamiento artificial ampliamente utilizado para mejorar la producción de hidrocarburos en pozos que no fluyen naturalmente o para maximizar la producción en pozos con capacidad de flujo limitada. Sin embargo, el diseño y dimensionamiento incorrecto de estas bombas puede generar graves problemas operativos y de producción.

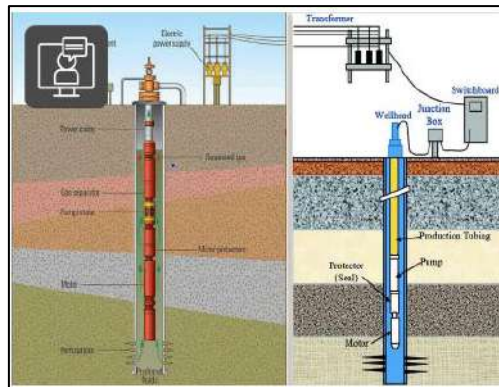
Una BES está compuesta por etapas de impulsores y difusores que bombean fluidos desde el fondo del pozo hacia la superficie. Cuando una BES está sobredimensionada (es decir, diseñada para manejar volúmenes de producción mucho mayores que los reales), su capacidad excede las características operativas del pozo y del reservorio. Esto ocurre principalmente debido a:

- Un diseño basado en estimaciones poco precisas de la productividad del pozo o el reservorio.
- Desconocimiento de las propiedades del fluido (composición de petróleo, agua y gas).
- Cambios en las condiciones del yacimiento que no se reflejan en la actualización del diseño de la BES.

La colocación de la BES en una profundidad incorrecta puede agravar los problemas. Si la bomba se instala demasiado cerca de la zona productora, genera una succión excesiva en las inmediaciones del pozo, afectando la dinámica de flujo del fluido en el reservorio y creando gradientes de presión desiguales.

Una bomba sobredimensionada extrae fluidos a un ritmo más rápido de lo que el reservorio puede reponer naturalmente. En reservorios de baja permeabilidad como las areniscas U y T Superior, donde el flujo hacia el pozo es ya limitado, este desbalance provoca un vacío temporal alrededor de la bomba, afectando negativamente las propiedades de flujo.

*Figura 4
Bomba Electrosomergible*



Nota: Adaptado de “Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible – ESP”

1.1.6 Consecuencia: Downthrust y Conificación del pozo

La sobredimensión de la BES y la extracción acelerada de fluidos generan efectos adversos significativos en el pozo, incluyendo downthrust y conificación de agua o gas, que afectan la eficiencia y la vida útil del pozo.

El downthrust ocurre cuando las fuerzas hidráulicas en la bomba superan los límites de diseño debido a un caudal excesivo o desequilibrado. Esto tiene varias implicaciones tales como la sobrecarga mecánica, las etapas de la BES están diseñadas para operar dentro de un rango de caudales específicos. Cuando el flujo extraído excede este rango, las fuerzas hacia abajo (downthrust) aumentan significativamente, lo que causa desgaste acelerado en los impulsores, difusores y ejes de la bomba.

El downthrust provoca vibraciones excesivas, que pueden dañar componentes internos de la BES, reducir su vida útil y generar costos operativos adicionales debido al reemplazo frecuente de equipos. Una BES operando fuera de su rango óptimo no solo se desgasta más rápido, sino que también reduce su eficiencia hidráulica, lo que afecta la producción general del pozo.

En cuanto a la conificación del pozo específicamente la conificación de agua o gas es un fenómeno común cuando se extraen fluidos a una velocidad mayor a la que el reservorio puede manejar de manera equilibrada. Este problema se manifiesta en dos formas principales:

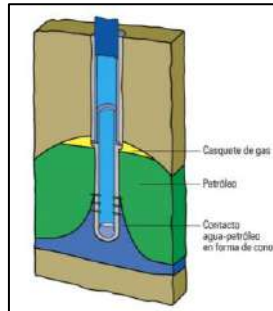
La Conificación de agua:

Ocurre cuando el gradiente de presión en el fondo del pozo, generado por la succión de la BES, es tan elevado que los fluidos subterráneos (agua de contacto o agua presente en el acuífero subyacente) son atraídos hacia el pozo de manera preferencial. El agua, al tener menor viscosidad que el petróleo, se mueve más fácilmente hacia la bomba, formando un cono ascendente de agua en la base del pozo, entre los efectos encontramos:

Incremento en la relación agua/petróleo (Water Cut), disminuyendo la cantidad de crudo producido.

Contaminación de las instalaciones de superficie con altos volúmenes de agua, lo que aumenta los costos de separación y disposición.
Reducción de la energía del yacimiento, afectando la recuperación final de hidrocarburos.

Figura 5
Esquema Conificación de agua



Nota: Adaptado de “Glossary SLB” 2015

La Conificación de gas:

Similar al agua, el gas asociado en el reservorio es atraído hacia el pozo debido al gradiente de presión generado por la bomba. En este caso, el gas forma un cono descendente que invade la zona productora superior del pozo, entre los efectos encontramos.

Aumento en la relación gas-petróleo (Gas Oil Ratio - GOR), lo que puede llevar a una desestabilización de la BES (ya que las bombas no son eficientes para manejar grandes cantidades de gas).

Pérdida de eficiencia de bombeo debido al fenómeno de "gas lock" (bloqueo por gas), que interrumpe el flujo continuo y puede causar fallos mecánicos en la BES.

1.1.7 Causa: Daño de formación por fluidos invasivos

El daño de formación ocurre cuando la capacidad del reservorio para producir hidrocarburos se ve afectada por agentes externos introducidos durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o incluso producción. Este fenómeno es común en reservorios como las areniscas T y U Superior, que ya presentan porosidad y permeabilidad limitadas, lo que agrava las consecuencias del daño.

Durante las operaciones de perforación, los fluidos de perforación son esenciales para enfriar y lubricar la barrena, controlar la presión del pozo y transportar los recortes hacia la superficie. Sin embargo, estos fluidos pueden infiltrarse en la formación porosa y obstruir los poros con sólidos como bentonita, polímeros y materiales coloidales presentes en el lodo.

En las etapas de completación y reparación, fluidos como ácidos, agentes de fracturamiento o incluso agua inyectada pueden alterar las propiedades del reservorio si

no están debidamente diseñados o si su compatibilidad química con la formación no se evalúa previamente.

La precipitación de minerales como carbonatos de calcio o sulfuros metálicos ocurre cuando hay cambios en las condiciones de presión, temperatura o química del agua en el reservorio. Estos depósitos sólidos bloquean los espacios porosos, reduciendo drásticamente la permeabilidad.

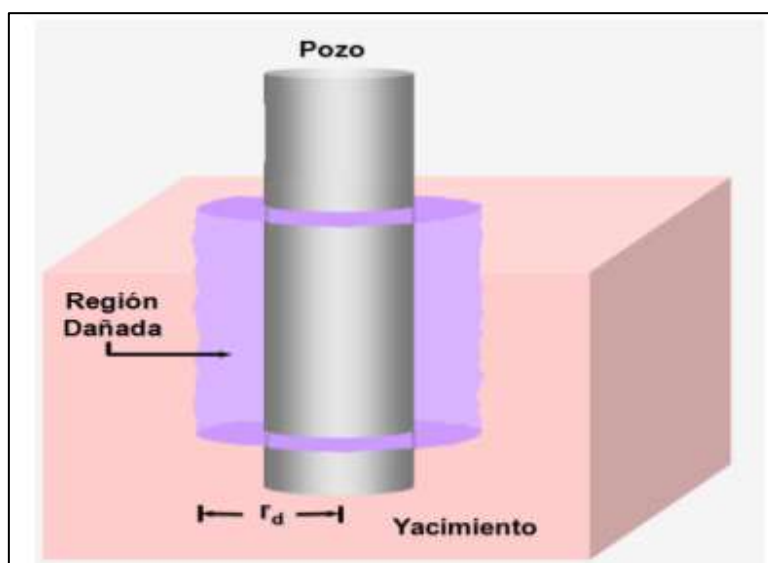
Parafinas y asfáltenos estos compuestos orgánicos, presentes en el petróleo, pueden precipitar y formar depósitos sólidos en los poros de la roca. La presencia de agua o gases en el crudo, combinada con bajas temperaturas, puede acelerar este proceso. Emulsiones la mezcla de agua y petróleo en presencia de agentes surfactantes puede formar emulsiones que son difíciles de remover, bloqueando los conductos porosos en la formación.

Las partículas de arcilla, limos y arenas finas pueden ser movilizadas dentro del reservorio debido a las operaciones de producción o inyección de fluidos. Estas partículas migran hacia las inmediaciones del pozo, donde se acumulan y bloquean los poros, además, ciertos tipos de arcillas (como la esmectita o la lutita) pueden hincharse en presencia de agua, cerrando aún más los canales porosos.

Reservorios sometidos a altas presiones y temperaturas experimentan reacciones químicas que no se observan en condiciones normales. Por ejemplo, la solubilización y posterior precipitación de minerales, o la descomposición térmica de componentes del petróleo, pueden contribuir al daño de formación.

Estas condiciones también pueden desestabilizar la matriz de la roca, facilitando el colapso de los poros o la formación de canales de flujo no deseados.

Figura 6
Representación del daño de formación



Nota: Adaptado de “Análisis del Factor de Daño de Formación..., ESPOL”

1.1.8 Consecuencia: Obstrucción de poros que limitan el flujo de petróleo al pozo

El daño de formación por fluidos invasivos tiene consecuencias directas y significativas para la productividad del reservorio, especialmente en formaciones sensibles como las areniscas T y U Superior.

Cuando los fluidos invasivos ingresan al reservorio, transportan sólidos o generan precipitados que se depositan en los poros de la roca. Esto reduce el tamaño efectivo de los canales porosos, limitando la capacidad de flujo del petróleo hacia el pozo.

En casos severos, los poros pueden quedar completamente bloqueados, lo que resulta en una pérdida parcial o total de permeabilidad en las inmediaciones del pozo.

La reducción de la permeabilidad, incluso en pequeñas magnitudes, tiene un impacto desproporcionado en la productividad del pozo. Por ejemplo, en reservorios de baja permeabilidad como los T y U Superior, donde los valores iniciales ya son bajos, cualquier disminución adicional puede hacer que el flujo de hidrocarburos sea económicamente inviable.

Además, la reducción de permeabilidad obliga a aumentar las presiones de fondo fluyente (PWF) para mantener tasas de producción razonables, incrementando los costos operativos y el desgaste del equipo.

Las emulsiones formadas por la interacción de fluidos invasivos con el petróleo del reservorio bloquean el flujo de hidrocarburos, ya que estas mezclas aumentan la viscosidad del fluido e impiden el desplazamiento eficiente hacia el pozo en estas arenas como la U y la T.

La combinación de obstrucción de poros, reducción de permeabilidad y formación de emulsiones lleva a una disminución notable en la productividad del reservorio. Los hidrocarburos quedan atrapados en la formación, reduciendo el factor de recuperación y limitando el volumen total de petróleo extraíble.

En el contexto del área Libertador, esto implica una disminución de la producción acumulada en los pozos Secoya 52 y Tapi D-10, afectando la rentabilidad del proyecto y la vida útil del campo.

1.2. Justificación

1.2.1 Hipótesis

La reducción de la producción de crudo en los reservorios de la arenisca T y U en el Área Libertador que tiene una baja porosidad y permeabilidad se puede ver mejorada aplicando técnicas utilizadas en la industria petrolera como son la estimulación matricial la cual puede ayudar a reducir el daño de formación causado por los fluidos invasivos así como el fracturamiento Hidráulico mediante el método propelente y apuntalante por medio del cual esperamos mantener abiertas las fracturas para facilitar el flujo del hidrocarburo a superficie reduciendo la baja productividad del Área Libertador.

Aplicar estos métodos de tecnología planteados en este proyecto de titulación es de mucha ayuda para que la producción de crudo se vea aumentando en el Área Libertador en función de las propiedades de los yacimientos Arenisca T y U superior ya que estimulando la formación mejoramos la porosidad y permeabilidad, recuperando o incrementando la productividad en esta arena y por ende la del campo inyectando sistemas ácidos y no ácidos removiendo los depósitos de fluidos invasivos así como el fracturamiento con el método propelente y o apuntalante que mantienen las fracturas abiertas dando una mejor afluencia hidrocarburos al pozo.

Nuestra solución del problema aporta el cumplimiento de normas internacionales ISO, API, resoluciones, leyes y reglamentos ambientales, esto incluye el manejo adecuado de materiales peligrosos, certificaciones de equipo y procedimientos estandarizados para garantizar la seguridad del personal, la integridad del pozo y la protección del entorno.

En el marco de todo esto, la ley de hidrocarburos promueve unas prácticas adecuadas considerando la gestión de calidad, la seguridad y salud laboral, la protección del medio ambiente y la diferencia con responsabilidad. El acatamiento de las normas es esencial para asegurar la seguridad y salvaguardar el medio ambiente, fomentando de esta manera prácticas comerciales responsables en el sector petrolero. La estimulación matricial en un depósito petrolero conlleva la aplicación de ácidos u otros compuestos químicos para incrementar la permeabilidad de la formación, y está regida por diversas regulaciones, normativas, resoluciones y leyes, dependiendo del país y la región.

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) de Ecuador establece normas, regulaciones y requisitos específicos para garantizar que las operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial se realicen de manera segura, eficiente y ambientalmente responsable. Estas disposiciones incluyen aspectos técnicos, operativos y ambientales, además de obligaciones legales que las operadoras deben cumplir para llevar a cabo dichas actividades en el territorio ecuatoriano.

Tabla 1
Regulación ARCERNNR

La ARCERNNR		
Juega un papel fundamental en la supervisión, control y regulación de las actividades de producción de hidrocarburos en Ecuador, buscando un balance entre la explotación eficiente de recursos y la protección del medio ambiente y la salud pública.		
1	Cumplimiento normativo y regulatorio:	Las empresas deben seguir las leyes, regulaciones y normativas aplicables a la producción de hidrocarburos.
2	Normas de seguridad industrial:	Las operaciones deben cumplir con estándares de seguridad para proteger a los trabajadores y la infraestructura.
3	Responsabilidad ambiental:	Se deben seguir prácticas para mitigar el impacto ambiental de la extracción de hidrocarburos.
4	Control de la producción:	Las empresas deben reportar de manera precisa la producción y cumplir con los contratos de explotación

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

A continuación, se especifican los estándares y normas que aplicarían para la realizar los procedimientos legales:

a). La Ley de Hidrocarburos del Ecuador, promulgada bajo el Decreto Supremo N.º 2967 el 15 de noviembre de 1978, establece las disposiciones legales para la exploración, explotación, transporte, almacenamiento, comercialización y demás actividades relacionadas con los hidrocarburos en el territorio ecuatoriano.

Figura 7
Resumen Ley de Hidrocarburos



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

b). **Las normas API**, Estas reglas definen los criterios de calidad que los productos industriales deben satisfacer, garantizando su eficacia y que sean seguros para todos.

Figura 8
Normas Api



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

c). **Las normas ISO**, Son fundamentales para garantizar que las actividades de fracturamiento hidráulico y estimulación de pozos para que sean realizadas bajo altos estándares técnicos, de seguridad y sostenibilidad ambiental. Las que aplican en este caso de estimulación de pozos son las siguientes:

Tabla 2
Normas Iso.

1	• ISO 14001 (Gestión ambiental):	Garantiza que la fracturación minimice los impactos ambientales, incluyendo la protección de fuentes hídricas y la gestión de residuos generados por los fluidos de fractura.
2	• ISO 45001 (Seguridad y salud en el trabajo):	Asegura que los trabajadores involucrados en la operación cuenten con un entorno laboral seguro, procedimientos de emergencia, y protección frente a riesgos asociados a químicos y equipos de alta presión.
3	• ISO 13503 (Tecnología para fracturación):	Especifica para fluidos de fractura, propulsores y técnicas de perforación. Establece estándares para medir la conductividad, compatibilidad química y transporte de apuntalantes.

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

1.3. Alcance

1.3.1 Identificación del Problema

Para obtener un alcance y resultados óptimos evitando la problemática de la baja producción del petróleo que en este caso se realizara la implementación de limpieza con la técnica de estimulación matricial específicamente en el yacimiento productor U superior del Área Libertador, Bloque 57 para el mejoramiento y restauración del reservorio.

Teniendo en cuenta la optimización de la producción en pozos clave, como el Secoya-52 y el Tapi D-10, requiere la implementación de técnicas avanzadas de estimulación de formaciones. Entre las metodologías más prometedoras destacan la **estimulación matricial**, diseñada para eliminar daños a la formación y mejorar la conectividad del sistema poroso, y el **fracturamiento hidráulico**, que busca incrementar la permeabilidad y porosidad efectiva mediante la creación de canales de flujo inducidos en la roca.

Estimulación Matricial

El proceso de estimulación matricial implica la inyección de fluidos, como ácidos o productos químicos, en la roca madre del reservorio.

Estos fluidos tienen la finalidad de disolver o alterar las características de la roca de manera que se incremente su capacidad para permitir que los hidrocarburos fluyan más libremente hacia el pozo; al que se va a realizar una evaluación pre y post tratamiento para ver el mejoramiento del yacimiento.

La Estimulación ácida: En este proceso, se inyectan soluciones ácidas (como ácido clorhídrico) en la formación para disolver las capas de roca que pueden estar bloqueando el flujo de petróleo. Este tipo de estimulación es especialmente efectivo en formaciones de carbonato (caliza o dolomita), donde los ácidos pueden disolver las sales y los minerales que reducen la permeabilidad.

Con esto obtendremos:

- Mejora de la productividad: Aumenta la tasa de producción de petróleo y gas, reducción de la caída de presión: Aumenta el flujo de hidrocarburos, reduciendo la caída de presión en el pozo.
- Costo efectivo: Generalmente es menos costoso que otros métodos como la fracturación hidráulica, ya que no requiere grandes volúmenes de fluido ni equipos costosos.
- La estimulación matricial es una técnica clave en la optimización de la producción de pozos petroleros maduros o en aquellos que tienen una baja permeabilidad natural.

Con los cual la estimulación ácida puede aumentar la producción de petróleo de un pozo entre un 10% y un 50% de manera promedio, aunque este rango puede variar

significativamente. En algunos casos, se han registrado aumentos de producción más altos, llegando hasta un 100% o incluso más, pero estos son casos excepcionales.

Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico se refiere a la aplicación de un líquido combinado con arena y aditivos de altas presiones, lo que facilita la creación de un camino de flujo continuo entre el yacimiento y el pozo, generando nuevos canales de flujo en la roca, optimizando de esta manera la permeabilidad/porosidad secundaria y reduciendo el daño en la formación

Con lo que se propone una mejor solución y evitar el problema de reducción de la producción del crudo con la implementación de fracturamiento hidráulico mediante el método de propelente y/o apuntalante para la optimización de producción de las areniscas T y U superior que permitan mejorar las propiedades petrofísicas, así con este método se busca recuperar hasta un 60% manteniendo abierto las fracturas, cuando estas empiezan a cerrarse, creando conductos permeables y facilitando el flujo

de fluidos hidrocarburos hacia la superficie. Lo ideal es bombear un agente que sea fuerte y resistente, con lo cual se crean empaques más conductivos y que sea resistente a la corrosión, ya que puede haber presencia de H₂S o CO₂ en el fluido de producción.

1.4. Objetivos General y Específicos

1.4.1 Objetivo General

Optimizar la producción en el Área Libertador, Bloque 57, arenisca T y U superior que ha tenido una reducción paulatina y significativa en estos últimos años, mediante la implementación de técnicas de estimulación a la formación mejorando así su porosidad y permeabilidad para lograr un incremento productivo de petróleo en el área mencionada.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Identificar los pozos candidatos del Área Libertador, Bloque 57 en función de los parámetros de estudio con baja porosidad y permeabilidad (reservorios arenisca T y U superior).
2. Caracterizar los pozos del Área Libertador de a los parámetros de análisis que puede ser: baja productividad, problemas mecánicos, alta producción de gas, migración de finos al yacimiento, entre otros.
3. Determinar la mejor técnica (estimulación matricial y/o fracturamiento hidráulico) para evitar la reducción de producción de petróleo.
4. Proponer trabajos de reacondicionamiento que permitan incrementar la producción en los reservorios arenisca T y U superior del Área Libertador, Bloque 57.

2.1. Generalidades del Campo

2.1.1 Historia del Campo

En 1980, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perforó las estructuras Secoya, Shuara y Shushuqui, con los pozos Secoya I entre enero y febrero, Shuara 1 entre febrero y marzo, y Shushuqui I entre octubre y noviembre. Las primeras interpretaciones sísmicas, mostraban a las tres estructuras antes nombradas como independientes, sin embargo, interpretaciones posteriores, sustentadas en la información aportada por los pozos perforados, así como nuevos datos de velocidades, permitieron elaborar un nuevo modelo estructural que integraba en un solo campo a las estructuras Secoya, Shuara, Shushuqui y Pacayacu.

Los campos Secoya, Shuara, Shushuqui y Pacayacu empezaron su producción en 1982. En agosto de 1992, alcanzaron su máxima producción promedio con 56651 BPPD, a partir del cual comenzó a declinar. Actualmente tiene una producción de 17734 BPPD.

El campo Secoya fue descubierto con la perforación del pozo Secoya 1, el mismo que alcanza una profundidad total de 9510 ft, con una producción de 6121 BPPD y grado API entre 29-33°

El campo Tapi-Tetete antes considerados independientes, fue descubierto en julio de 1980 con la perforación del pozo Tetete 1, el mismo que alcanzó los 9400' de profundidad, y dio 1645 BPPD de los reservorios T. Este campo arranca su producción en abril de 1984 y alcanzó su máximo histórico en septiembre de 1994 con cerca de 7500 BPPD promedio.

2.1.2 Ubicación Geográfica

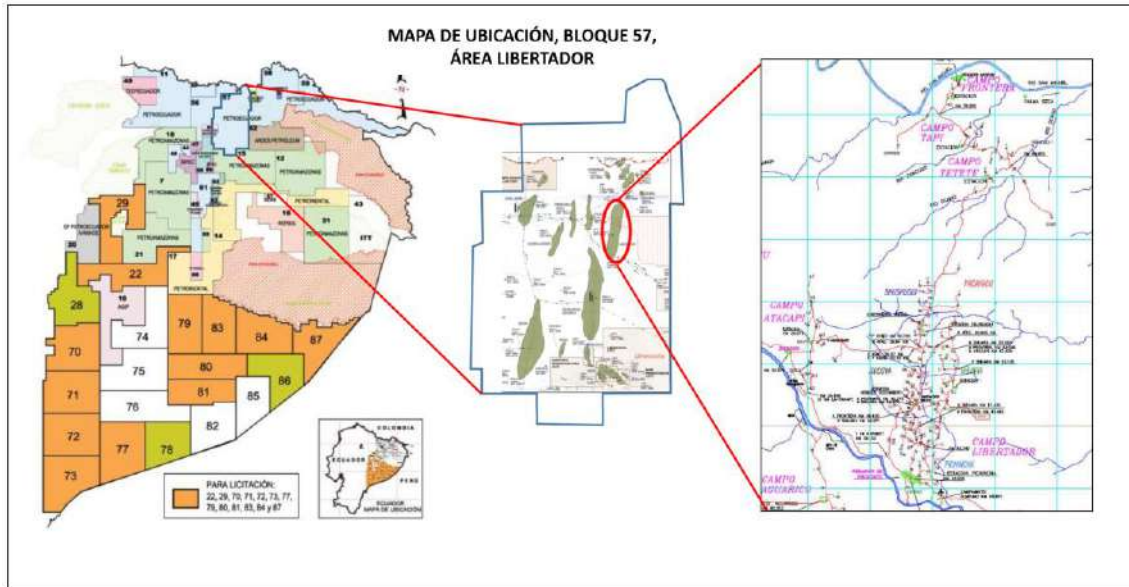
La estructura del Área Libertador está localizada en la Provincia de Sucumbíos al norte de la Cuenca Oriente con una extensión de 96.663 acre (391.2 km²), entre las coordenadas geográficas de latitud desde 00° 04' Sur hasta 00° 06' y longitud 76° 33' 00" hasta 76° 39' 45" oeste.

Tabla 3
Ficha de Ubicación del Área Libertador.

ÁREA	LIBERTADOR
BLOQUE	57
UBICACIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA	PROVINCIA SUCUMBÍOS PARROQUIA PACAYACU

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

Figura 9
Mapa de ubicación Área Libertador



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

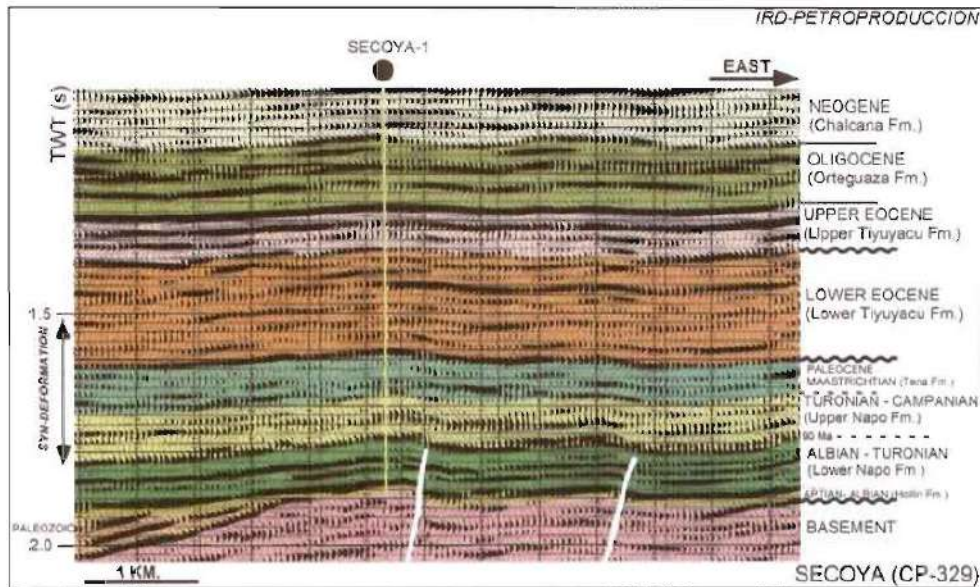
2.1.3 Estructura Geológica

La estructura del área Libertador tiene forma de cajón, con 4 subestructuras alineadas en dos ejes N-S: en el eje oriental se alinean las estructuras Pacayacu y Shuara, y en el occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, fusionándose hacia el sur conformando el periclinal Pichincha-Carabobo.

EL Área Libertador tiene una longitud de alrededor de 21 km y un ancho de 6-6,5 km. Su cierre estructural máximo es de 240' y corresponde al Alto Secoya; el Alto Shushuqui tiene 180'. Shuara 200' y Pacayacu 140'. El flanco oriental está limitado por una falla transpresional dextral acompañada de varias fallas transversales de orientación NOSE, que afectan las estructuras del campo.

Las estructuras del Área Libertador se formaron en dos etapas: en el Turoniano Terminal-Maastichtiano, con una reactivación posterior en el Eoceno Temprano, lo que se evidencia por deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Medio-Superior-Tena y Tiyuyacu Inferior.

Figura 10
Área Libertador: sección sísmica indicando la estructura Secoya y el pozo Secoya 1

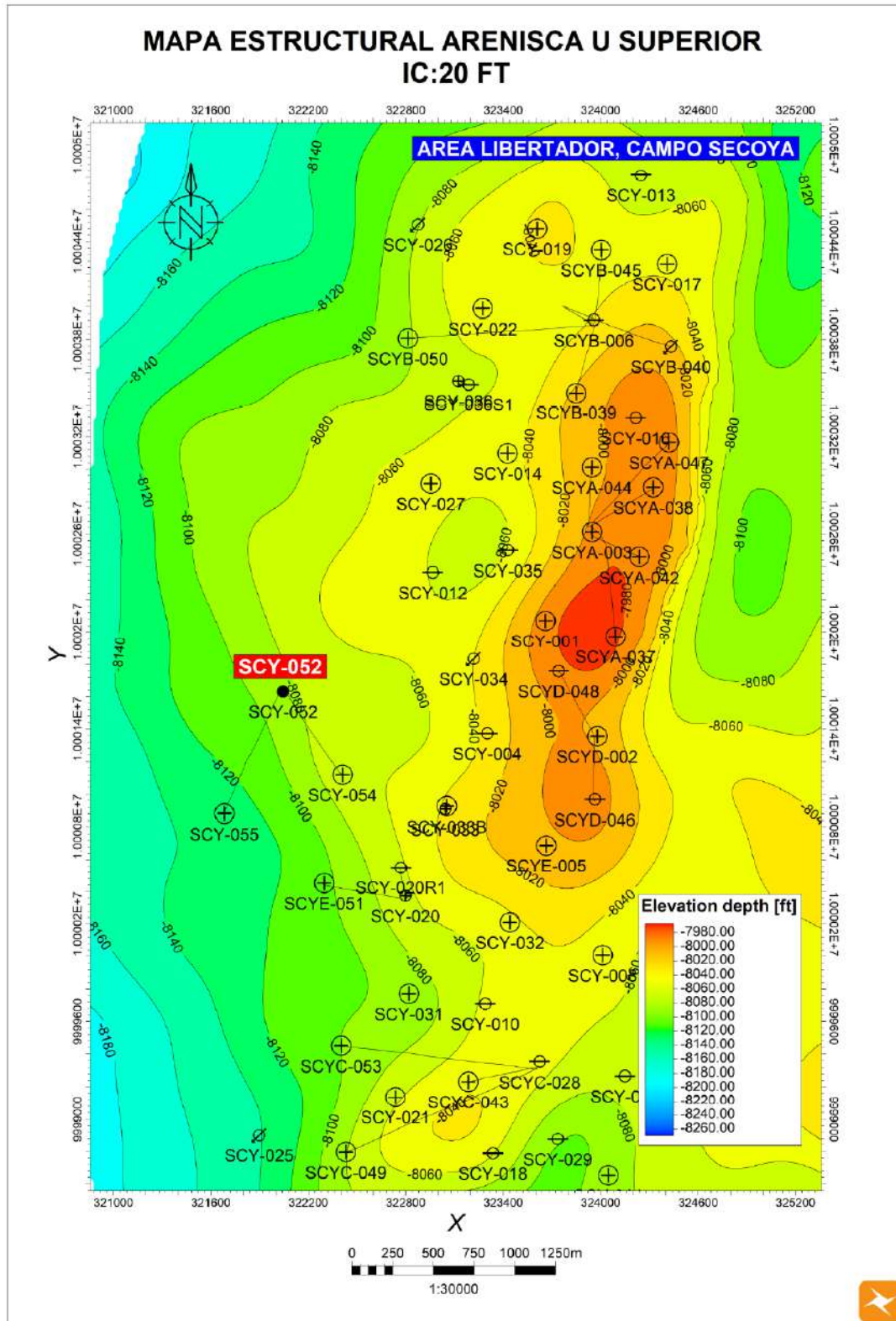


Nota: Adaptado de “Cuenca Oriente del Ecuador” 2020 por “MR/PB”

2.1.4 Modelo Geológico

Conforme al modelamiento estadístico del Área Libertador (Geoconsult, 2008) se identificaron dos fallas principales de rumbo NE que limitan al oriente los campos Shushuqui-Secoya y Shuara-Pichincha-Pacayacu, los cuales se definieron como falla Shushuqui-Secoya y falla Shuara, respectivamente. La falla Shushuqui-Secoya es una falla inversa, que tiene una extensión aproximada de 10km y dirección paralela al eje de la estructura, salto de falla de 80 ft. Que afecta la zona de interés desde la discordancia precretacia hasta la Caliza A y de ser evidente a la altura del pozo Secoya-17 para reaparecer a la altura del pozo Shushuqui-1. Por otro lado, la falla Shuara es inversa y tiene una extensión aproximada de 12 km, en dirección paralela del eje de la estructura, un salto de falla de 80 ft y afecta a la zona de interés del campo desde la discordancia pre cretácica hasta la Caliza A. Presenta un trazo discontinuo hasta el pozo Shuara-9 donde deja de ser evidente, y luego nuevamente aparece a la altura del pozo Pacayacu-3.

Figura 11
Área Libertador: Mapa estructural. Ubicación estructura Secoya



Nota: Adaptado de “Ep Petroecuador, Área de Geociencias Gerencia Libertador” 2025

2.1.5 Características litológicas de los reservorios

Los yacimientos productores del Área Libertador son Arenisca T, U (superior, media e inferior).

Arenisca “T” Inferior: Se presenta como una arenisca cuarzosa en secuencias métricas de grano decreciente, grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas (Labogeo, 1995). Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo “T” inferior.

Arenisca “T” Superior: Labogeo (1995), la define como areniscas cuarzo-glauconitas depositados en bancos métricos de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones, con abundante presencia de cemento calcáreo.

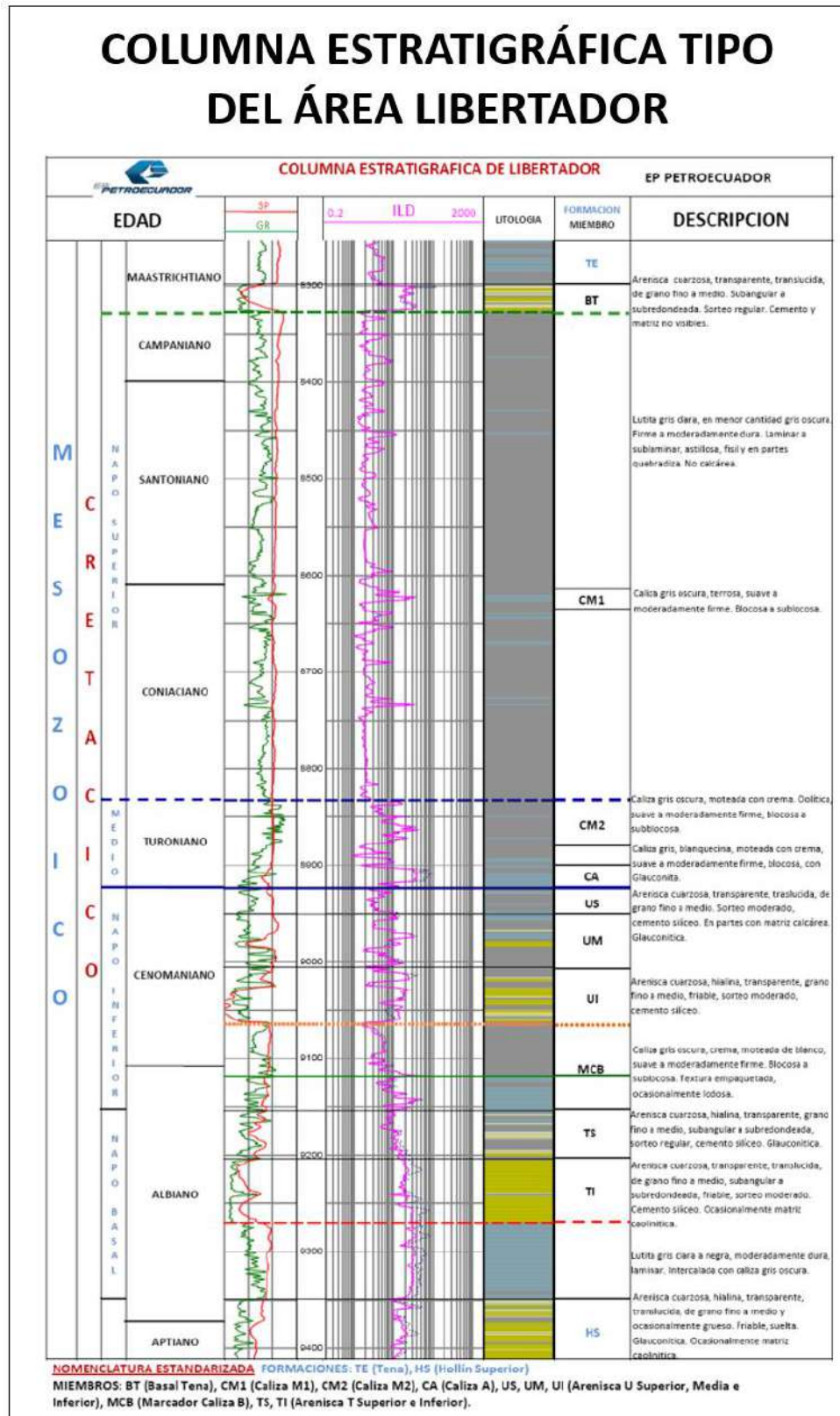
Arenisca “U” Inferior: Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea, de grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base. (Labogeo 1995).

Arenisca “U” Media: Arenisca de poco espesor, cuarzosa con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base, con delgadas intercalaciones lutáceas, hacia el tope de la formación la encontramos con bioturbación.

Arenisca “U” Superior: Labogeo (1995), en dos pozos del Área Libertador se describe como areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones con intercalaciones de lutita.

Las arcillas presentes en la arenisca s se describen a continuación por reservorios y en orden de importancia: Arenisca T: (caolinita, illita, clorita y esmectita); Arenisca “U” Inf.: (caolinita, esmectita, clorita e illita); Arenisca “U” Sup.: caolinita, esmectita, illita t clorta).

Figura 12
Área Libertador: Columna Tipo, Bloque 57, Área Libertador



Nota: Adaptado de “*Ep Petroecuador, Área de Geociencias Gerencia Libertador*” 2025

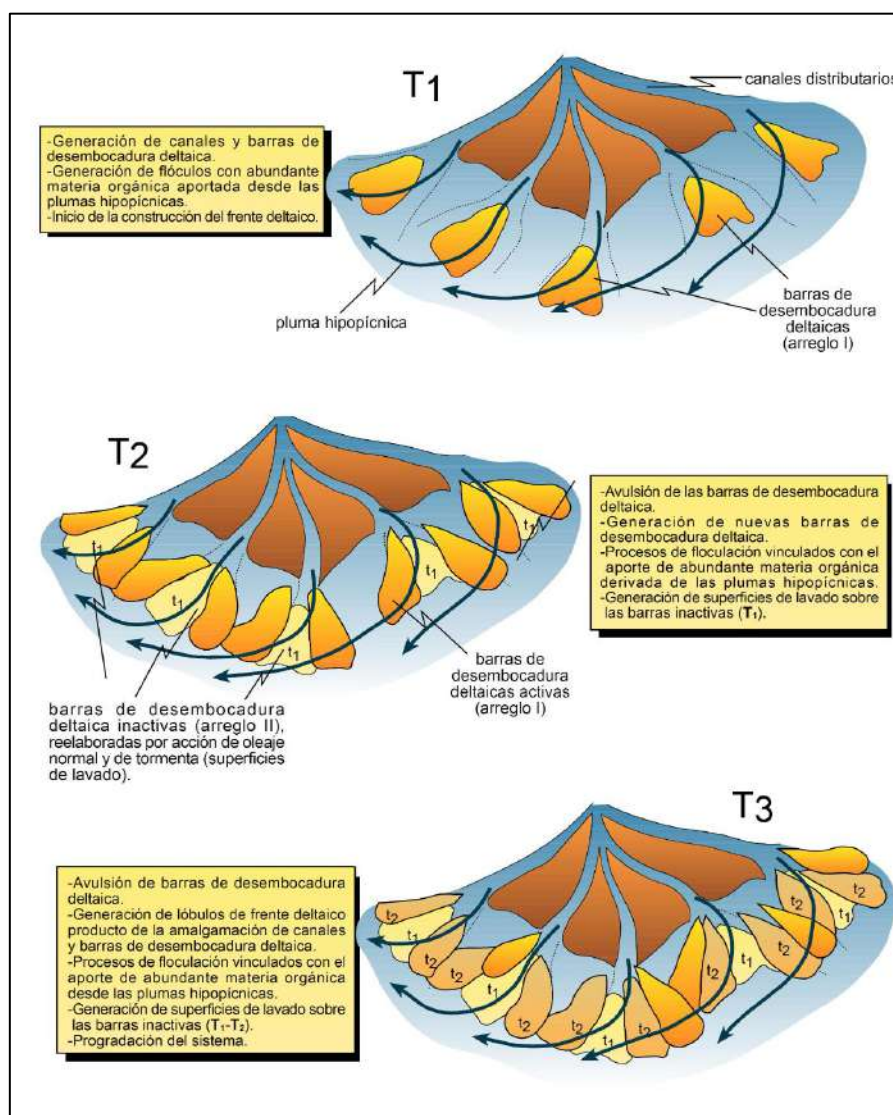
2.1.6 Ambientes sedimentarios de los reservorios

En la formación Napo se encuentran los yacimientos de hidrocarburos del Bloque 57, específicamente para el Área Libertador, los yacimientos U y T superior, formaron canales y barras de delta con la presencia de subambientes de barra de desembocadura, rellenos de canal, es decir que se definen como un ambiente deltaico con influencia mareal y presencia de subambientes de canales y barras. *

* Fuente: La cueca Oriente: geología y petróleo, Quito, 2016.

Figura 13

Modelo Esquemático del ambiente de depositación del bloque 57, Área Libertador



Nota: Adaptado de “*Sedimentología e icnología de un delta fluvio-dominado, Formación Lajas (Jurásico Medio), cuenca Neuquina, Argentina*” 2019

2.1.7 Características de los crudos

La producción de este campo proviene de los reservorios "U", "T" y marginalmente de Tena Basal. El crudo tiene en promedio 30° API.

El contenido de azufre es bajo y varía entre 0,49 y 0,97 % P en cuatro muestras de crudo de "T" y para el crudo del reservorio "U" entre 0,82 y 0,88 % (2 muestras de Secoya), 1,0 I % (1 muestra de Shuara), 0,89 - 1,33 % (2 muestras de Shushuqui) y 1,17 %P (Pacayacu).

Al punto de burbuja, las viscosidades del crudo son de 1,520cp para "T" y 1,253cp para "U".

La relación pristano/fitano de los crudos "T" varía entre 0,95 y 1,24, mientras que la de los crudos "U" entre 0,82 y 1,05, lo que indica que los crudos del reservorio "T" tienen un mayor aporte de materia orgánica terrestre que los crudos "U".

2.1.8 Producción Área Libertador

El Área Libertador comenzó a producir en julio de 1982, y en agosto de 1992 el campo alcanzó su máximo pico de producción promedio diaria con 56651 BPPD, a partir del cual comenzó a declinar. Actualmente, tiene una producción diaria promedio de alrededor de 9175.15 mil barriles de petróleo por día.

Tabla 4
Acumulado de Producción diaria Área Libertador

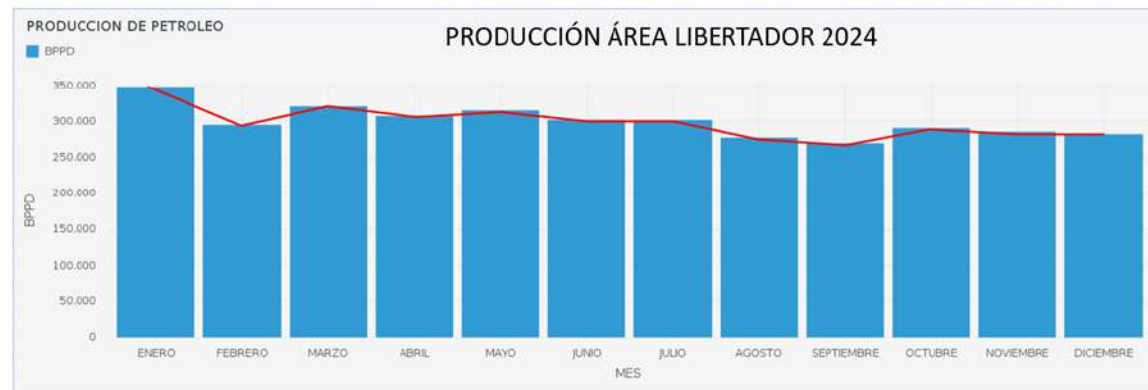
BLOQUE: LIB	
CAMPO	OIL
ARAZA	100,037
ATACAPI	691,26
FRONTERA	76,07
PACAYACU	139,27
PICHINCHA	202,176
SECOYA	5.467,947
SHUARA	497,54
SHUSHUQUI	753,54
TAPI	859,33
TETETE	387,98
LIB - Total	9.175,15

Nota: Adaptado de "Ep Petroecuador Área de Producción Gerencia Libertador" 2025

**UNIVERSITARIO
RUMIÑAHUI**
PRODUCCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR 2024

Tabla 5
Producción acumulada Área Libertador





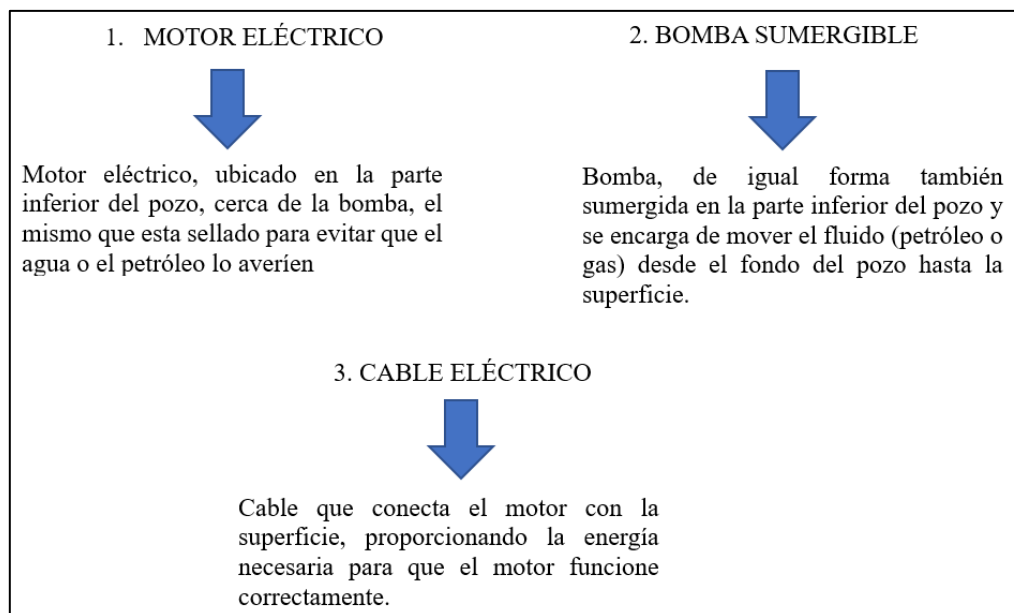
Nota: Adaptado de “Ep Petroecuador Área de Producción Gerencia Libertador” 2025

2.2. Completación y Sistemas de Levantamiento artificial TIPO

En el Área Libertador, Bloque 57, específicamente para los pozos Secoya 52D y Tapi C-10 producen con un sistema de levantamiento artificial, tipo BES simple que consiste en un método principalmente empleado en la industria del petróleo y gas para la extracción de petróleo y gas en pozos que carecen de la presión necesaria para elevar el fluido de manera autónoma. Este sistema emplea una bomba eléctrica sumergible (BES) que se ubica en el interior del pozo y se enlaza a un motor eléctrico para su propulsión.

En otras palabras, este sistema funciona principalmente de la siguiente manera:

Figura 14
Funcionamiento básico BES



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

El sistema es sencillo o simple porque no incluye elementos extra o complejos, como compresores o dispositivos de superficie altamente diseñados. No obstante, continúa siendo un método bastante eficaz para la extracción de petróleo en áreas de baja presión.

Este tipo de sistema es habitual cuando se necesita una técnica eficaz para extraer petróleo o agua de pozos profundos o en situaciones de producción reducida, ofreciendo una alternativa económica y fiable.

A continuación, se presentan los dos tipos de diagramas de completación para los pozos Secoya 52D y Tapi C-10, objeto de estudio del tema de optimizar la producción de petróleo de los reservorios arenisca T y U superior, aplicando técnicas de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico, de los pozos Secoya 52 y Tapi D-10 del área Libertador, Bloque 57 en el año 2025.

Nota: Adaptado de “Ep Petroecuador, Área de Operaciones Gerencia Libertador”

2025

2.3. Técnicas de Optimización de Incremento de Producción

Teniendo en cuenta cada una de las soluciones que en este caso realizaremos dos propuestas que su finalidad es tener una mejor optimización del yacimiento desarrollando soluciones para obtener los resultados y dar una solución definitiva a la problemática presentada para una mejora estupenda

Figura 16
Tipos de Estimulación



Nota: Adaptado de “Proyecto Final Mecánica de Fluidos” Portafolio Biteca, 2018

2.3.1 Propuesta 1: Estimulación Matricial

El proceso de estimulación matricial implica la inyección de fluidos, como ácidos o productos químicos, en la roca madre del reservorio.

Estos fluidos tienen la finalidad de disolver o alterar las características de la roca de manera que se incremente su capacidad para permitir que los hidrocarburos fluyan más libremente hacia el pozo; al que se va a realizar una evaluación pre y post tratamiento para ver el mejoramiento del yacimiento.

La Estimulación ácida: En este proceso, se inyectan soluciones ácidas (como ácido clorhídrico) en la formación para disolver las capas de roca que pueden estar bloqueando el flujo de petróleo. Este tipo de estimulación es especialmente efectivo en formaciones de carbonato (caliza o dolomita), donde los ácidos pueden disolver las sales y los minerales que reducen la permeabilidad.

Con esto obtendremos:

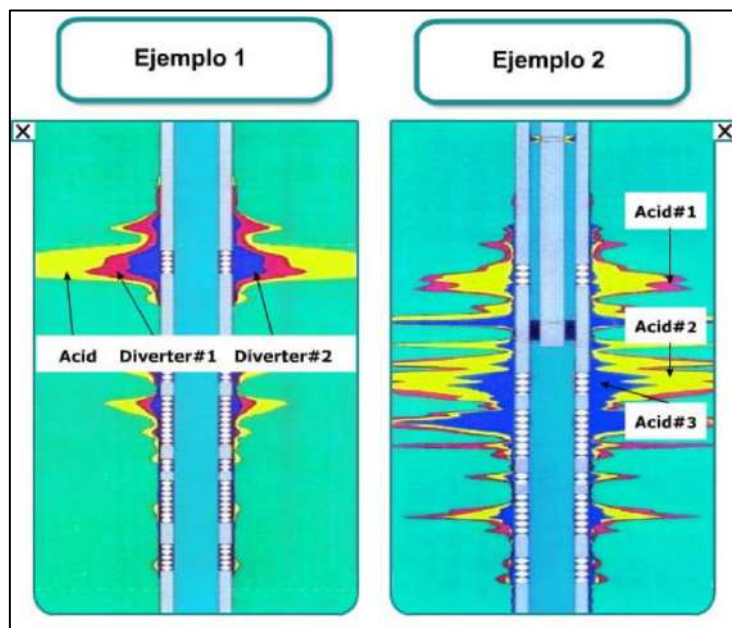
Mejora de la productividad: Aumenta la tasa de producción de petróleo y gas, reducción de la caída de presión: Aumenta el flujo de hidrocarburos, reduciendo la caída de presión en el pozo.

Costo efectivo: Generalmente es menos costoso que otros métodos como la fracturación hidráulica, ya que no requiere grandes volúmenes de fluido ni equipos costosos.

La estimulación matricial es una técnica clave en la optimización de la producción de pozos petroleros maduros o en aquellos que tienen una baja permeabilidad natural.

La estimulación ácida puede aumentar la producción de petróleo de un pozo entre un 10% y un 50% de manera promedio, aunque este rango puede variar significativamente. En algunos casos, se han registrado aumentos de producción más altos, llegando hasta un 100% o incluso más, pero estos son casos excepcionales.

Figura 17
Esquema de Estimulación Matricial



Nota: Adaptado de “Operaciones de Estimulación Matricial: Evaluación”, Marcelo Madrid, 2013

- **Cómo funciona.**
Se inyectan fluidos, como ácidos o solventes, a presiones inferiores a la presión de fractura, los fluidos reaccionan químicamente y disuelven los materiales que dañan la roca.
Se eliminan daños y obstrucciones.

- **Qué se utiliza.**
-

Ácidos inorgánicos, como el clorhídrico, fluorhídrico y acético.

Ácidos orgánicos, como el acético y el fórmico.

Aditivos, como inhibidores de corrosión y surfactantes.

- Para qué se utiliza.

Para remover el daño en la formación, antes de que el pozo produzca.

Para aumentar la permeabilidad natural del yacimiento de petróleo y gas.

Figura 18
Tipos de aditivos



Nota: Adaptado de “Proyecto Final Mecánica de Fluidos” Portafolio Biteca, 2018

Para la propuesta 1 se propone utilizar una Unidad de Colied Tubing para realizar la estimulación matricial, que se detalla a continuación.

Equipo de Unidad de Coiled Tubing

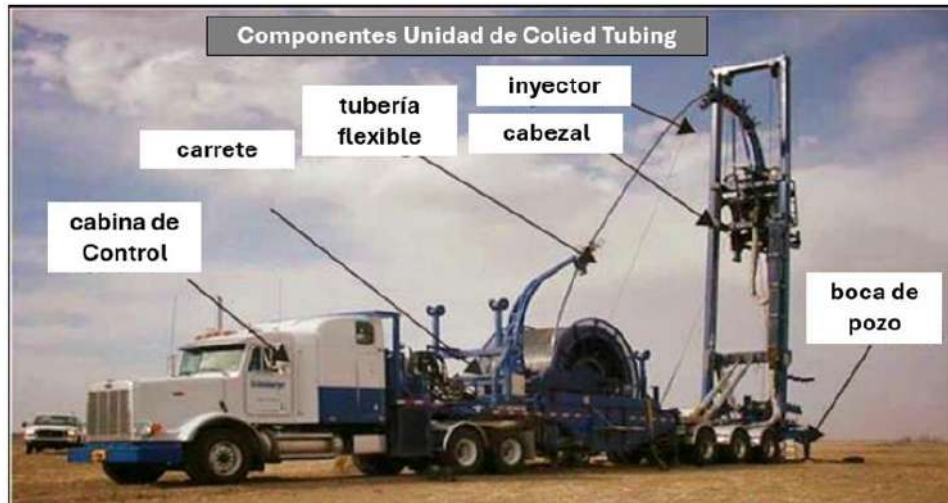
Unidad de Coiled Tubing, un método frecuentemente empleado en el sector del petróleo y gas, en particular en actividades de intervención en pozos. La tubería coiled se refiere a una tubería continua que se enrolla en bobinas y se emplea para realizar diferentes funciones sin la necesidad de desmontar las instalaciones o equipos del pozo, es una tubería flexible de acero que se enrolla en grandes bobinas, lo que simplifica su gestión en lugares de perforación y en pozos. Principalmente se emplea para llevar a cabo intervenciones que no requieren desmontar o interrumpir la producción de un pozo.

Partes principales

La unidad de tubería flexible es un sistema de servicio portátil, impulsado hidráulicamente, concebido para llevar a cabo y recuperar una cadena continua de tubería centrada en la tubería de producción más grande de identificación o las cadenas de

revestimiento. Los siguientes son los elementos fundamentales de la unidad de tubería flexible:

Figura 19
Partes principales Unidad de Coiled Tubing



Nota: Adaptado de “SPE National and International Level Coiled Tubing” 2025

Usos

- Limpieza de pozos
- Fracturamiento hidráulico
- Reparación y mantenimiento
- Recuperación de producción
- Instalación de equipos en pozos

Ventajas

- Operación Continua, intervenciones sin tener que detener la producción del pozo.
- Flexibilidad, tubería flexible puede adaptarse a cualquier trayectoria.
- Rapidez, intervenciones más rápidas comparadas con las técnicas tradicionales
- Menos invasivo, necesita menos maquinaria de perforación, lo que simplifica el acceso a pozos previamente perforados sin la necesidad de realizar nuevas perforaciones.

Este sistema es esencial en el sector del petróleo y gas, pues facilita la ejecución de labores de mantenimiento y optimización de pozos de forma más ágil y asequible.

2.3.2 Propuesta 2: Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico se refiere a la aplicación de un líquido combinado con arena y aditivos de altas presiones, lo que facilita la creación de un camino de flujo

continuo entre el yacimiento y el pozo, generando nuevos canales de flujo en la roca, optimizando de esta manera la permeabilidad/porosidad secundaria y reduciendo el daño en la formación

Con lo que se propone una mejor solución y evitar el problema de reducción de la producción del crudo con la implementación de fracturamiento hidráulico mediante el método de propelente y/o apuntalante para la optimización de producción de las areniscas T y U superior que permitan mejorar las propiedades petrofísicas, así con este método se busca recuperar hasta un 60% manteniendo abierto las fracturas, cuando estas empiezan a cerrarse, creando conductos permeables y facilitando el flujo de fluidos hidrocarburos hacia la superficie. Lo ideal es bombear un agente que sea fuerte y resistente, con lo cual se crean empaques más conductivos y que sea resistente a la corrosión, ya que puede haber presencia de H₂S o CO₂ en el fluido de producción.

*Tabla 6
Detalle del material Apuntalante*

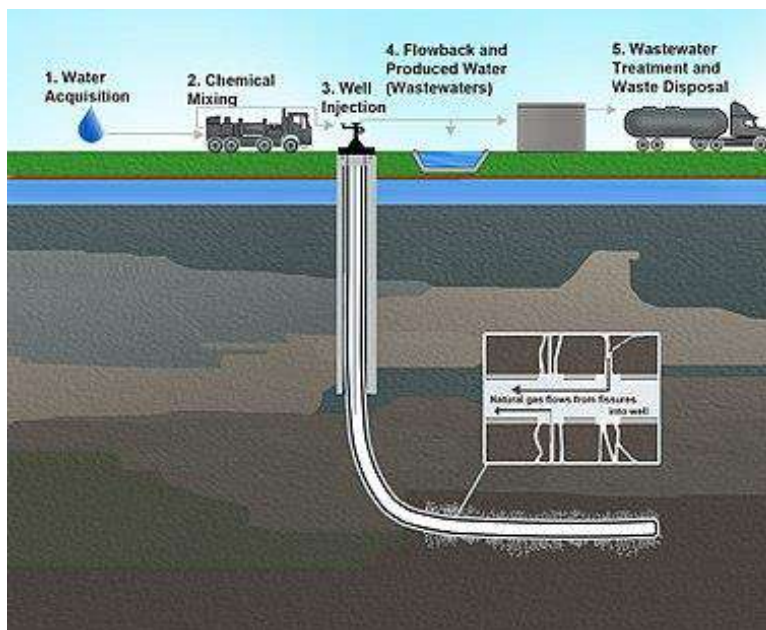
Material Apuntalante	Esfuerzo de Cierre Máximo
Arena	5000psi
Cerámicos	8000 – 10000psi
Bauxita	14000psi
Recubrimiento con resina puede aumentar el esfuerzo máximo en un 30%	

*Nota: Adaptado de “Fracturamiento Ácido vs Fracturamiento Apuntalante”, LinkedIn
2020*

De esta manera encontramos cómo funciona que se bombea fluido a alta presión a través de un pozo revestido con una carcasa de acero, el fluido pasa por perforaciones en la zona objetivo de la carcasa, la presión aumenta hasta alcanzar la presión de ruptura, que es cuando la formación se rompe, se forma una fractura y el fluido de fractura fluye a través de ella.

El fracturamiento hidráulico se utiliza principalmente en reservorios no convencionales.

Figura 20
Proceso esquemático de la Fracturación Hidráulica



Nota: Adaptado de “Hydraulic Fracturing-Related Activities” 2012

Para la propuesta 2 se propone utilizar una Unidad de Fractura para realizar el fracturamiento hidráulico, mismo que se detalla a continuación.

El procedimiento de fracturamiento hidráulico implica la administración de un líquido a alta presión en un pozo con el objetivo de fracturar la roca y liberar los hidrocarburos retenidos. Este procedimiento se emplea para optimizar la producción de un pozo, en particular en depósitos no tradicionales.

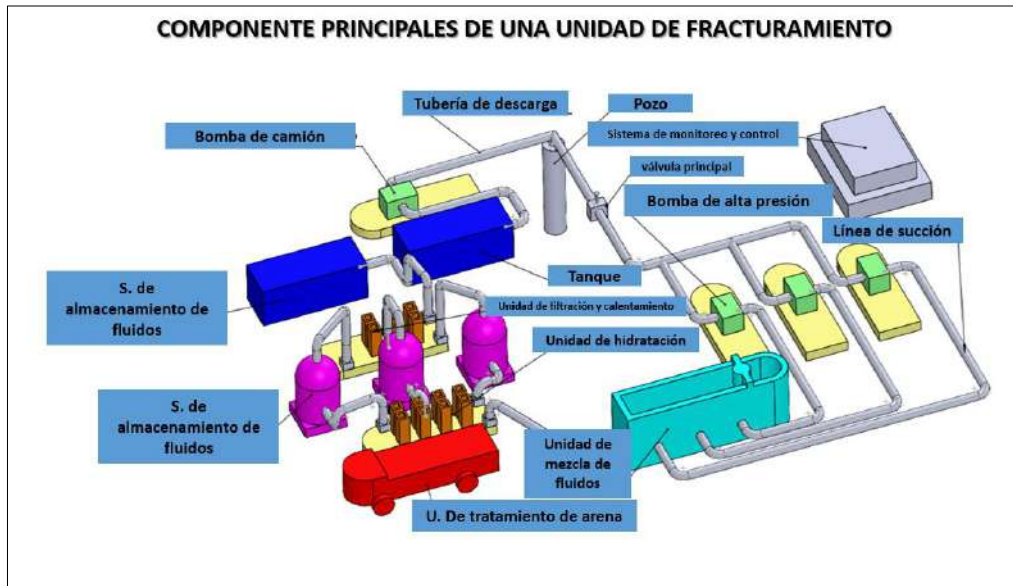
Qué es la unidad de fracturamiento hidráulico

La unidad de fracturamiento hidráulico es un grupo de dispositivos y sistemas que facilitan la realización del proceso de fracturación. Esta unidad debe contar con la capacidad de gestionar grandes cantidades de fluidos a alta presión, administrarlos de forma regulada y asegurar que las fracturas en la roca se ejecuten con exactitud.

Partes principales

El fracturamiento hidráulico es un método frecuentemente empleado en la industria del petróleo y gas para obtener recursos de formaciones subterráneas de acceso complicado, como las rocas apretadas, que impiden el flujo natural de hidrocarburos hacia la superficie.

Figura 21
Componentes Principales Unidad Fracturación Hidráulica



Nota: Adaptado de “Equipos de Fracturamiento Hidráulico” Marcelo Madrid, 2019

Tabla 7
Resumen de funcionamiento, ventajas y desafíos

Unidad de fracturamiento hidráulico		
FUNCIONAMIENTO BÁSICO	VENTAJAS	DESAFÍOS Y PREOCUPACIONES
Preparación, de la mezcla de fluido en las unidades (blender)	Mejora la producción de pozos	Impacto ambiental, en el uso intensivo de agua
Inyección de Fluido, fluidos de fracturamiento (agua, arena y aditivos), se inyecta en el pozo	Permite extraer petróleo y gas de formaciones no convencionales	Sismos inducidos, debido a la presión utilizada para fracturar las rocas
Fracturación, presión es suficiente para romper la roca y arena actúa como agente propante	Aumenta la eficiencia de la perforación y producción	
Recuperación de fluidos, parte de fluido inyectado junto los HC extraídos, regresa a la superficie		

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

La unidad de fracturación hidráulica es importante para la extracción de recursos de una formación geológica particular y también juega un papel importante en el desarrollo de recursos no convencionales como el gas y el petróleo de esquisto.

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

3.1. Información Pozo

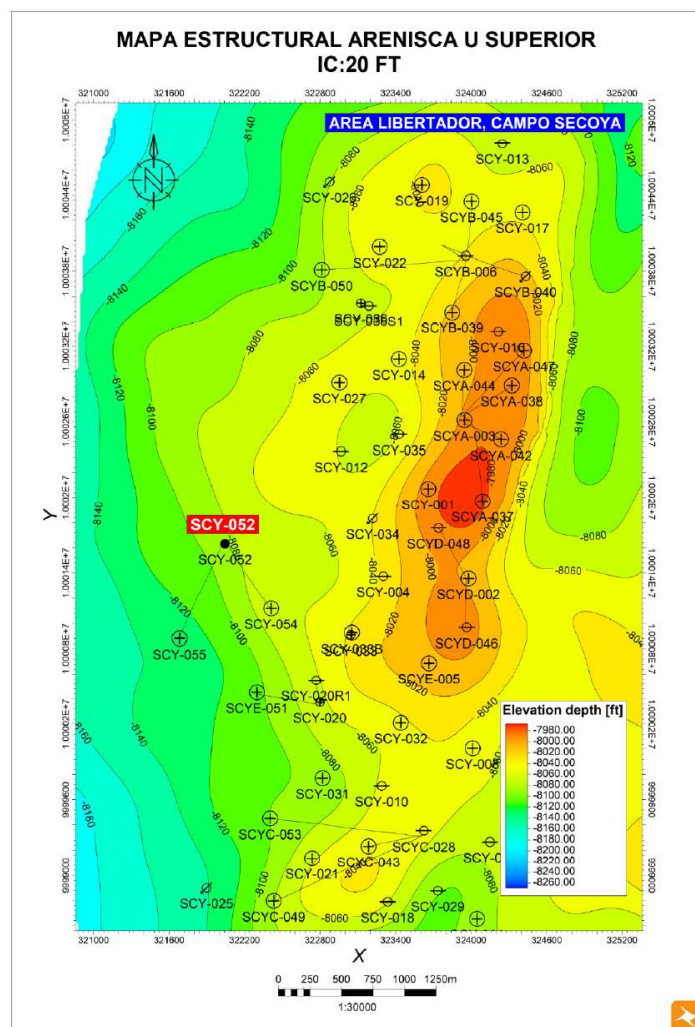
3.1.1 Ubicación

El pozo Secoya-52 (antes pozo REINYECTOR SCY-01RW) es un pozo vertical convertido a productor arena “US” el 13-feb-2022 durante el WO# 2 (CAPEX PSSA), cuyo objetivo del programa alterno fue evaluar con MTU y registrar con BU’P la arena “Us”. Finalmente, bajaron equipo BES E1000 para producir de la arena “US”.

El pozo SCY-52, se encuentra ubicado en el flanco oeste de la estructura Secoya, entre los pozos Secoya 55 y Secoya 54, con un espesor neto de pago de 12 ft y un Gross de 19 ft.

Figura 22

Mapa Estructural arenisca US, pozos SCY-52

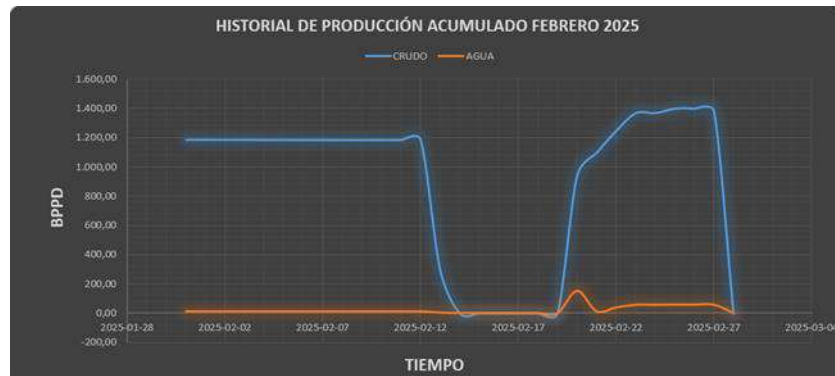


Nota: Adaptado de “Ep Petroecuador, Área de Geociencias Gerencia Libertador”

3.1.2. Historial de Producción

De acuerdo con el historial de producción, se observa una declinación esperada y característica para el reservorio US, iniciando con un potencial de 1100 BPPD (feb-2022) hasta declinar a 250 BPPD (feb-2025), considerando una PIP promedio estable de 280 psi.

Figura 23
Historial de producción, pozos SCY-52



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

A partir del inicio de la inyección del pozo SCY-055WIW (feb-2024), se observa una influencia en el pozo productor SCY-052 resultando en un incremental aproximado de 250 BPPD, obteniéndose así, un potencial promedio de 500 BPPD. En esta etapa se observa un leve incremento de la PIP hasta 300 psi, lo que permitió realizar optimizaciones y alcanzar este incremental de producción.

3.1.3. Análisis Estructural/Estratigráfico

Para el análisis estructural y estratigráfico del pozo SCY-52 se considera los pozos cercanos, que corresponde al pozo SCY-55 está más bajo que el pozo SCY-52 y más bajo que el pozo SCY-54 a los reservorios Arenisca US y TS

Figura 24
Correlación Estructural arenisca US, pozos SCY-52



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

La arenisca U como se visualiza en la correlación presenta variación en espesor del intervalo del yacimiento, así como en las facies presentes, en pozos como el SCY-55 la arenisca a la base está saturada de hidrocarburos según los registros litológicos y la petrofísica, sin embargo, presenta valores de resistividad altos, en los pozos aledaños se mantiene un buen espesor de arenisca saturada de hidrocarburo.

Para la correlación estratigráfica conforme a los pozos aledaños del pozo SCY-52 presentan areniscas homogéneas sin contacto agua petróleo y en partes laminación al tope y a la base del reservorio mejoran la relación de areniscas con lutitas.

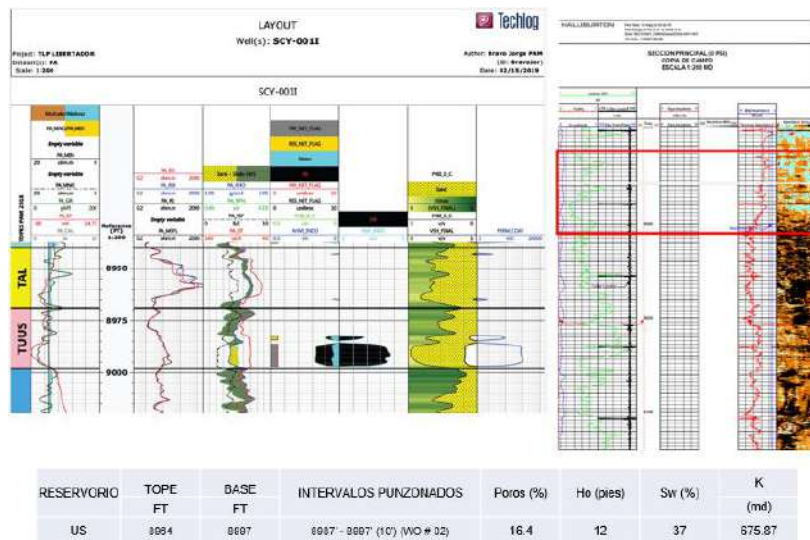
Figura 25
Correlación Estratigráfica arenisca US, pozos SCY-52



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.1.4. Parámetros Petrofísicos

Figura 26
Parámetros Petrofísicos “US”, pozos SCY-52

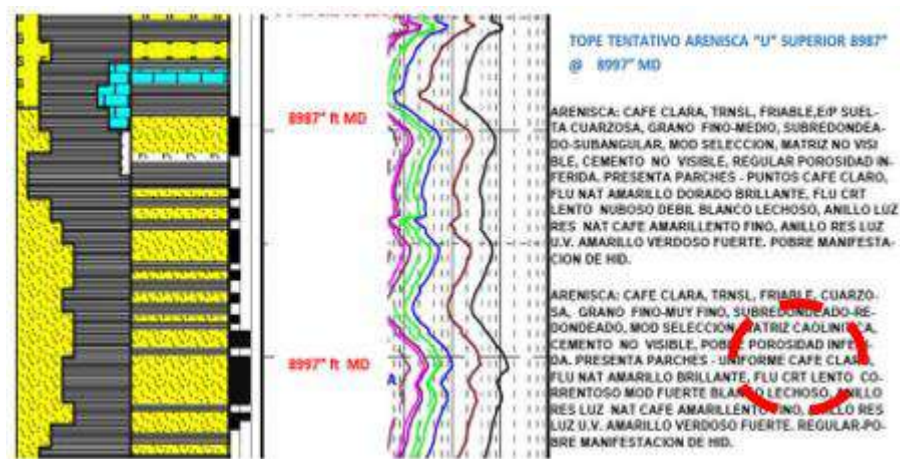


Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.1.5. Descripción Litológica.

En el pozo SCY-52, de acuerdo con el registro de control litológico (masterlog), en la formación US existe la presencia de matriz caolinita y se presenta como arenisca café clara, translúcida, friable en partes, suelta, de grano fino a medio, subredondeada, subangular, de moderada selección, matriz caolinita, cemento no visible, de pobre porosidad inferida.

Figura 27
Descripción Litológica arenisca US, pozos SCY-52



Nota: Adaptado de "Masterlog Pozo SCY-52" 2010

3.2. Revisión histórica

Este pozo SCY-52 fue completado el 07 de julio de 2009, como pozo inyector de agua a la arena Hollín inferior.

HISTORAL DEL POZO

El pozo SCY-52 (antes del pozo reinector SCY-01RW), pozo vertical que fue convertido a productor de la arena "Us" el 13-feb-2022 durante el WO# 2 (CAPEX PSSA), cuyo objetivo del programa alterno fue evaluar con MTU y registrar con BU'P la arena "Us". Luego decidieron, bajar equipo y Bomba Electrosumergible para producir de la arena "Us".

Con información del historial de producción, se puede observar una declinación esperada y característica para el reservorio Us, iniciando con un potencial de 1100 bppd (feb - 2022) hasta declinar a 250 BPPD (feb -2024), considerando una PIP promedio estable de 280 psi.

A partir del inicio de la inyección del pozo SEC -055WIW (feb -2024), se observa una influencia en el pozo productor SEC -0 52 resultando en un incremento aproximado de 250 BPPD, incrementando su promedio potencial de 500 BPPD. En este lapso se observa un leve incremento de la PIP hasta 300 psi, lo que permitió realizar optimizaciones y alcanzar este incremental de producción.

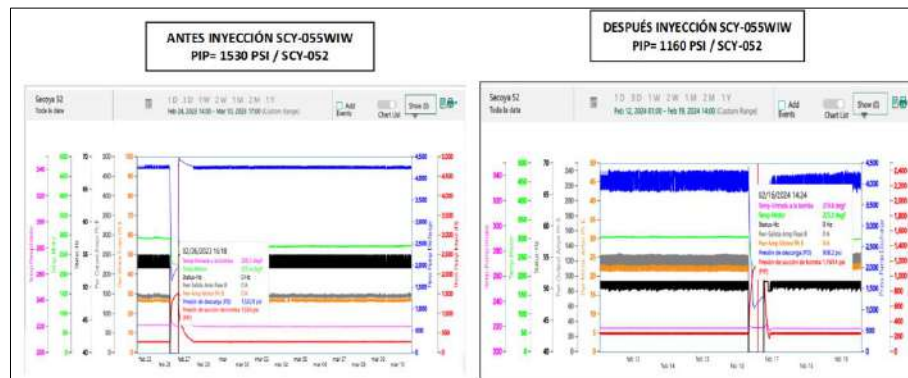
OPERACIONES WO# 2

El pozo SCY-52 (antes del pozo reinector SEC-01RW), es un pozo vertical convertido a productor arena “Us” el 13-feb-2022 durante en el WO# 2 (CAPEX PSSA), cuyo objetivo del programa alterno fue evaluar con MTU y registrar con BU’P la arena “Es” y, por último, bajaron el equipo Bomba Electro sumergible para producir de la arena “Us”.

Durante la operación del equipo BES se registraron restauraciones de presión arena Us luego de eventos de apagado de la BES antes y después del inicio de inyección del pozo SEC-055WIW, los datos obtenidos de PIP restaurada alcanzan aprox. 1500 psi en 4 Hrs en ambos períodos

Figura 28.

Figura 28 Parámetros BES / SEC-052 antes y después inyección pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Informe de Reacondicionamiento Pozo SCY-52” 2024

En Jul-2024 se apaga el equipo BES E1000 por falla eléctrica. Run life. Adicionalmente, se suspende la inyección el pozo SEC-055WIW para mover la unidad HPS móvil al pozo reinector SEC-046RW.

OPERACIONES WO# 3

Empieza el WO # 03 (Jul-2024) operación OPEX PEC, cuyo objetivo consistió en “Pulling BES”, se incluyeron las siguientes operaciones:

- **Control de pozo:** Por niveles dinámicos. Toman echometer (: NF=4238 ft / Pe=1580 psi. Se desplazan 24 bls de JP-1 + 72 bls fluido especial cia. Dynadrill DYFCE-70 de 8.34 lpg. (Nota: Antecedente control de pozo durante WO#2 fue realizado solo con fluido de control especial de 9.0 lpg cia. BYS).
- **Pulling Bes:** Sacan BES E 1000 y confirma falla eléctrica (desbalance de fases y bajo aislamiento).
- **BHA limpieza:** Bajan BHA de limpieza convencional con broca 6-1/8” + Scraper + canasta 7” hasta 8757’ (Ar Us: 8987’ / CIBP: 9090’). Sacan BHA realizando Reg. Electromagnético tubería.
- **Re-disparos US:** Realizan re-disparos con wireline, bajan cañones con cargas TC47H EXTRA II más cámaras de vacío (11 ft) sacan herramientas y confirman cañones detonados y cámara llena de fluido contaminado.

- **Run BES:** Bajan BES FLEX7 ER hasta 8839 ft (intake).
- **Arranque BES:** Se realiza prueba de producción al TK bota del RIG el 02 de agosto 2024.

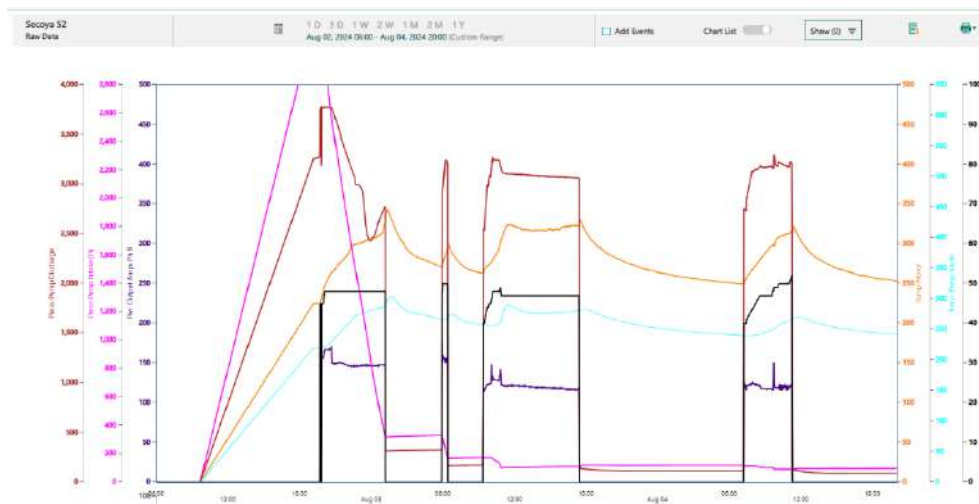
Tabla 8
Resumen Cuadro echometer

PARAMETROS ESTATICOS
PIP=3154 psi (NF=7284 ft) / PD=3150 psi / Tm= 225 °F / Ti= 220°F BPH=33.8 / BFPD=811 /
PIP=2340 psi / PD=3631 psi / Tm= 271 °F / Ti= 239°F / THE= 1 BPH=32 / BFPD=768 /
PIP=354 psi / PD=2762 psi / Tm=324 °F / Ti= 288°F / THE= 5

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

Las tendencias de los parámetros dan a ver efecto de vaciado de fluido de control del pozo, sin aporte del reservorio Us; debido a la caída brusca de la PIP e incremento de la Tm. Finalmente se apaga BES por alta Tm (350 °F)

Figura 29
Arranque BES / SCY-052 y parámetros luego WO #3



Nota: Adaptado de “Operaciones Campo Libertador “Resultados Echometer” 2024

Posteriormente se realizan 3 arranques del equipo BES FLEX7 ER, teniendo los mismos resultados de incremento de Tm y se observa que la PIP alcanza el valor

más bajo de 98 psi y posterior al apagado no se restaura al valor registrado antes WO de aprox. 1500 psi.

Se realiza toma de echometer para descartar falla del sensor BES, y se confirma dato de PIP= 110 psi, concluyendo que el sensor está operativo. Para reestablecer las condiciones dinámicas del reservorio “Us” y operativas del equipo BES en el pozo SCY-052, se inicia la inyección con el pozo SCY-055WIW; sin embargo, se observa que la **PIP continúa sin restaurarse, lo que infiere un posible daño a la formación.**

Figura 30
Historial de producción y parámetros BES/SEC



Nota: Adaptado de “Operaciones Campo libertador “Resultados Echometer” 2025

3.4.1 Información del pozo

Tabla 9
Datos Información Pozo SCY-52

Rig	EMA-100
Nombre del Pozo	SCY-52
Tipo de Pozo	Productor
Max. Desviación	Vertical
Formación	Arenisca “US”
Tope MD	8987 ft
Base MD	9006 ft
Litología	Arenisca
PT (ft)	9560

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.4.2. Datos Técnicos de entrada

Tabla 10
Datos Técnicos de Entrada Pozo SCY-52

Porosidad	16.4 %
Permeabilidad	675.87 md
Intervalo propuesto	8987' – 8997' (10 ft)
Espesor Neto	12 ft
Sw	37%
Presión del Reservorio	~2300 psi
Presión de burbuja	~975psi
Pwf	~1045 psi
BSW	2%
Temperatura de fondo	210 °F
Temperatura en superficie	90 °F
Gradiente de Fractura	0.54 (4,852.98 psi @ 8,977 ft)
Gravedad específica del petróleo	31.5 API
Salinidad de Agua de Formación	35000
Daño (skin)	9.74
Radio del pozo (rw)	0.355 ft
Radio de drenaje (re)	282 ft
Radio de penetración (rd)	5.45 ft
Radio de penetración de lavado (rx)	5.80 ft
Factor Volumétrico Bo (By/Bn)	1.21
Densidad del fluido arenisca	22,11 lbm/gal
Densidad de Peso del lodo	9.7 – 10.4 ppg
Densidad Fluido fracturante	15,506 lb/gal
Viscosidad del Fluido Fracturante	918 cp
Densidad de Fluido de Tratamiento	8.9 lpp
Rugosidad del Tubing	0.3

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.4.3. Datos PVT

Tabla 11
Datos PVT Pozo SCY-52

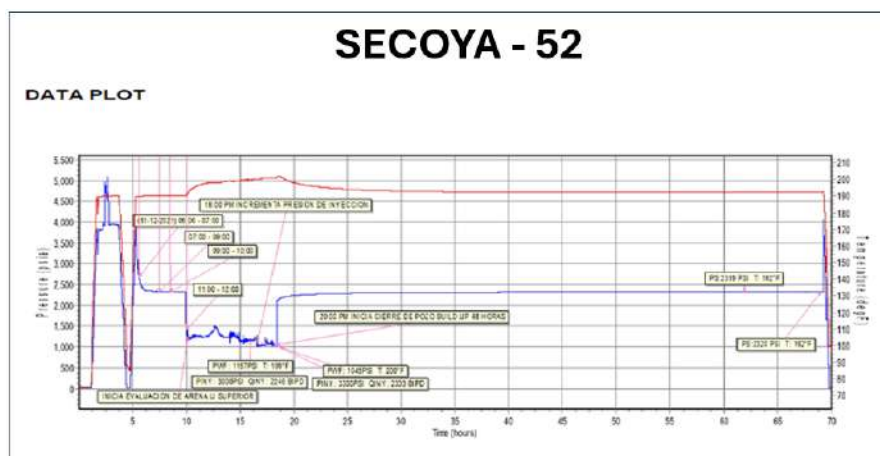
POZO SECOYA-052	
Rs a pb (Scf/STB)	108
API° (gravedad específica del Oil)	31.1
Temperatura de Yacimiento (°F)	210
Viscosidad Petróleo, μ_o @ pref (cp)	1.8
Factor volumétrico, Bo @ pref (bbl/STB)	1.21
Salinidad(ppm-Cl)	35000
Gravedad específica del gas	980,000

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.4.4. Análisis Técnico Pressure Build Up

Se realizó del 21 al 24 de septiembre de 2024 con sensores de fondo localizados en Standing Valve. Una evaluación del reservorio U Superior en el intervalo (8987-8997) ft.

Figura 31
Sensores de fondo en pozo SECOYA-052



Nota: Adaptado de “Informe de Reacondicionamiento Pozo SCY-52” 2024

3.4.5. Datos de Casing (copiar formato editable Edith G)

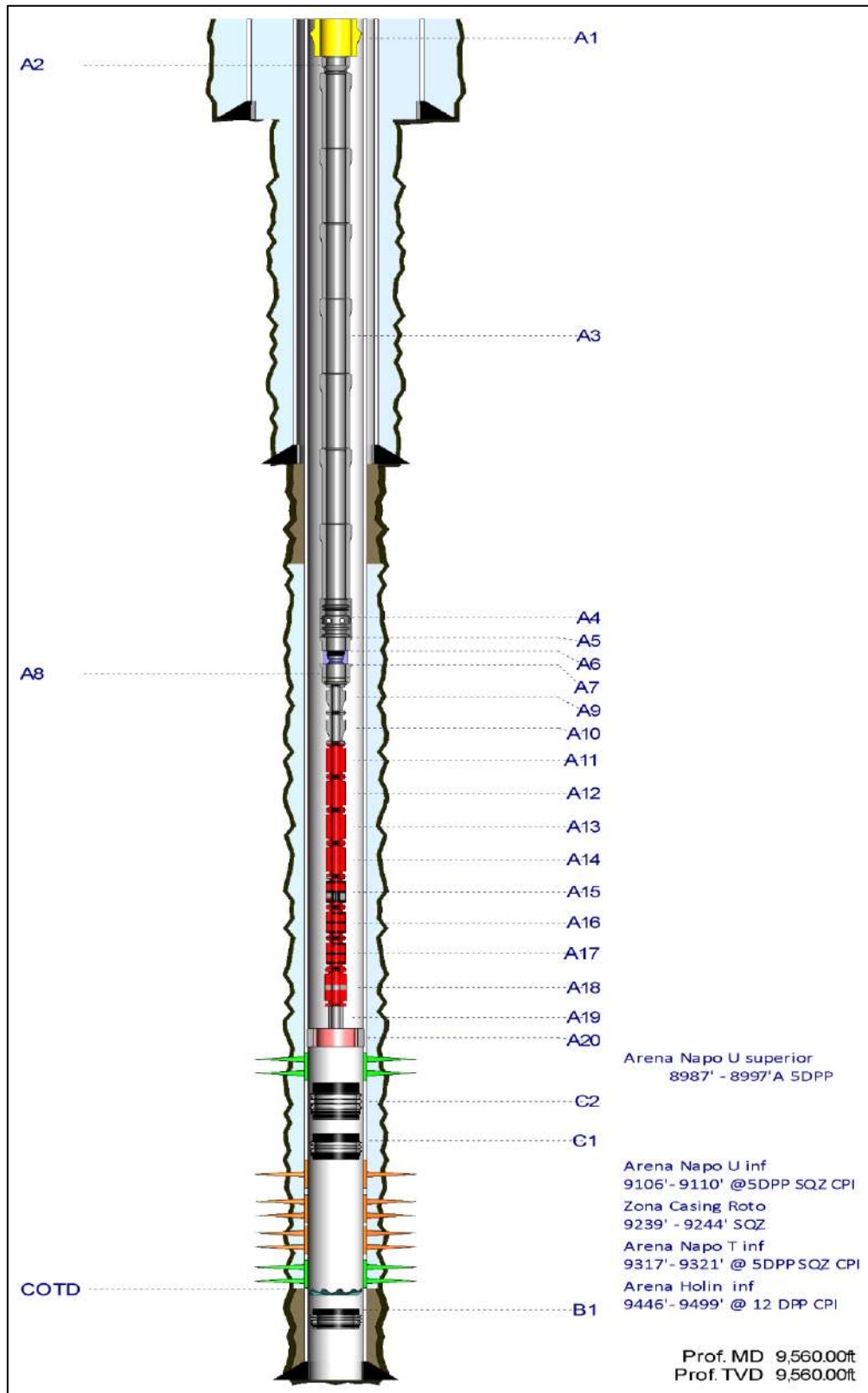
Tabla 12
Datos de Casing

Datos de Casing			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
7	26	6.276	0-9560
Datos de Tubing/Drill Pipe			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
3-1/2	13.3	3.991	+/-8,8
Datos de Accesorios de la Completación			
Descripción	OD(in)	ID(in)	Profundidad (ft)
Camisa	4.5	2.81	+/- 8,801.90
No-go	4.5	2.75	+/- 8,834.89
Packer 3x3-1/2"	6.057	2.458	+/- 8,868.73
Mule Shoe	3.625	2.512	+/- 8,939.00

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2010

3.4.6. Esquema del Pozo SCY-52

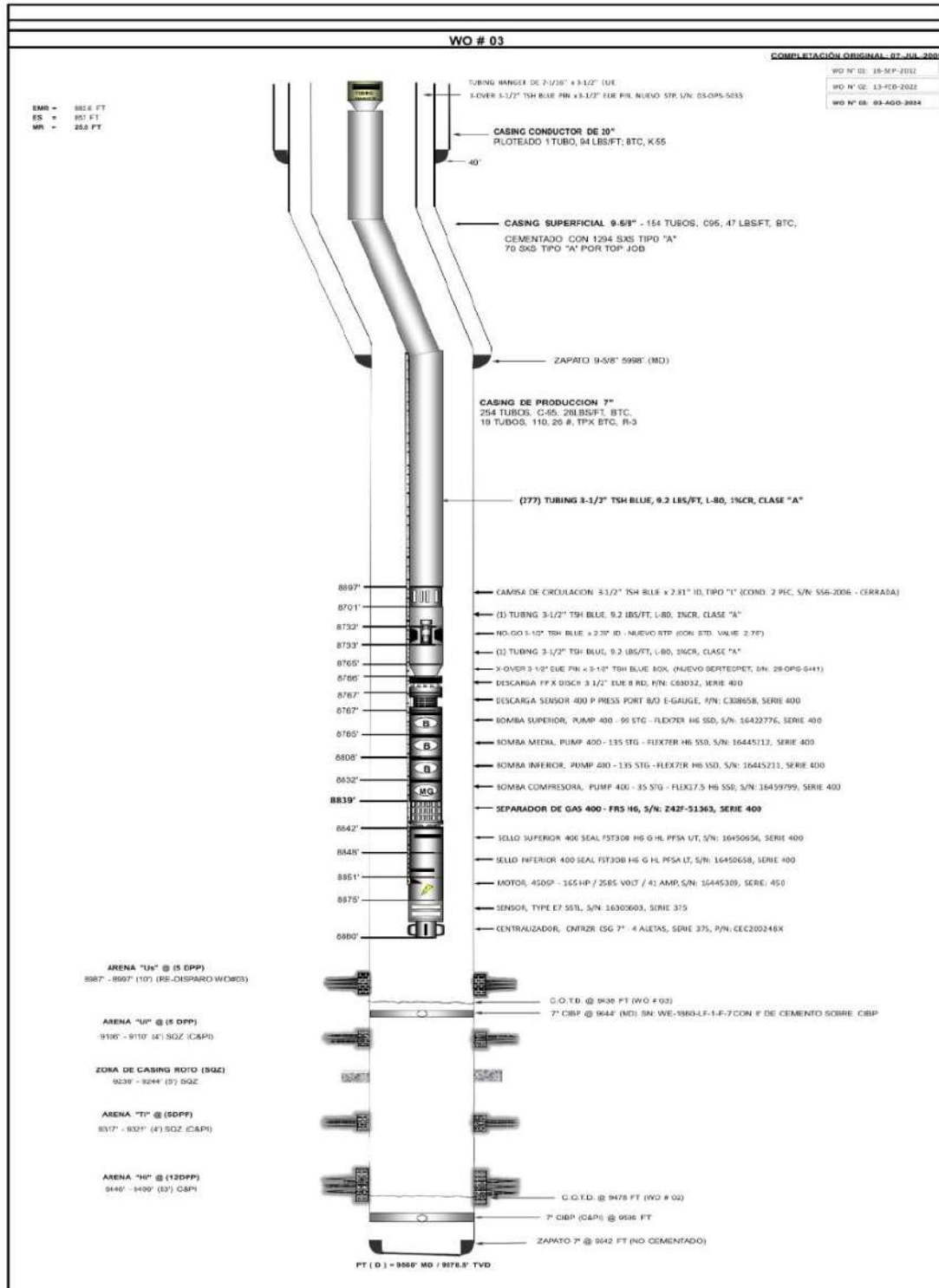
Figura 32
Representación Esquema del pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Área de Operaciones Campo Libertador” 2025

3.4.7. Diagrama de Completación del Pozo SCY-52

Figura 33
Diagrama de Completación del pozo SCY-52



Nota: Adaptado de "Área de Operaciones Campo Libertador" 2025

3.5. Propuestas de Optimización de Producción

3.5.1 Diagnostico

- Con la tendencia de los parámetros de fondo y el historial de producción el pozo SCY-052 arena Us, presentó una declinación que se esperaba y que es característica del reservorio iniciando con un potencial de 1100 BPPD (febr.-2002) hasta su declinación con 250 BPPD (febr-2024) considerando una PIP promedio estable de 280 psi.
- Con la influencia del pozo inyector SCY-055WIW resultó en un incremental de producción 250 BPPD, alcanzando potencial 500 BPPD en el pozo productor SCY-052 US.
- Con todos estos antecedentes y a partir de los datos proporcionados, el pozo presenta características clave que indican un daño moderado de formación ($S = 9.74$) y una permeabilidad moderada ($K = 675.87$ md). Vamos a analizar los factores críticos y proponer un tratamiento de estimulación matricial adecuado.

3.5.2 Evaluación de parámetros.

1. Parámetro constante de almacenamiento inicial (C_i) nos indica que el sistema de almacenamiento en el yacimiento estaba en condiciones normales al inicio.
2. Constante de almacenamiento final (C_f) indica gran reducción, lo que sugiere que hay una alta obstrucción en la cara de la formación.
 - Skin (S). Valor 9.74 alto, indica daño severo posible por filtrado de lodo, o precipitación de minerales.
 - Permeabilidad (K). Valor 675.87md está en rango moderada y tiene un buen potencial de producción si se remueve el daño.
 - Presión inicial (P_i) indica baja presión en yacimiento, se requiere de un buen diseño de desplazamiento de ácido para evitar caída de presión.
 - La porosidad de 16.4 % y la arenisca tiene arcillas o cementaciones silíceas un tratamiento con HCl-HF sería la adecuada.

3.5.3. Diagnóstico del Tipo de Daño en la Formación

Dado el valor de skin ($S = 9.74$) y la disminución de la constante de almacenamiento, el pozo está restringido. Las causas más probables incluyen:

- Filtrado de lodos durante la perforación.
- Precipitación de minerales (carbonatos de calcio, hierro) o sílice.
- Posible obstrucción por hidrocarburos pesados o asfáltenos.

3.5.4. PROPUESTA 1: ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Implementar estimulación matricial en el yacimiento productor arenisca U superior del Área Libertador, Bloque 57 mediante la inyección de sistemas ácidos y/o no ácidos (tratamientos químicos con agentes dispersantes, con el objetivo de mantener o aumentar la producción, removiendo los depósitos de los fluidos invasivos).

3.5.4.1. Selección del Tipo de Estimulación Matricial

Dado que el pozo está en una arenisca moderadamente permeable ($K = 675.87$ mD) con daño severo, se recomienda una fórmula de estimulación matricial Reactiva con HCl HF, solventes mutuales, surfactantes no iónicos.

La estimulación matricial ácida está justificada porque se espera recuperar la productividad recuperando el daño de la matriz.

3.5.4.2. Objetivos del Tratamiento

- Disolver material invasivo (barros, filtrados, finos, sales minerales).
- Evitar precipitación de sílice.
- Mejorar la permeabilidad y restaurar el flujo de hidrocarburos.

3.5.4.3. Equipos, Procedimiento y Operaciones

Para realizar este tipo de tratamiento de estimulación matricial necesitaremos de herramientas y distintos equipos en fondo y superficie como el personal adecuado para el éxito de la operación a realizar.

a) Requerimiento de equipos

- Unidad de Coiled Tubing de 1-3/4
- Unidad de bombeo para estimulación matricial.
- Grúa de 40 Ton.
- Dos tanques cisternas de tres compartimientos
- 1 plataforma para aditivos
- 1 Compresor
- 1 Planta de Luz
- 310 bbls de agua fresca
- Válvula de compuerta 5000psi
- Conexión a 3-1/2" EUE o 2-7/8" EUE

b) Personal necesario en locación

- Ingeniero representante de la operadora
- Ingeniero de estimulación y CT
- Ingeniero HSE
- Supervisor de Coiled Tubing
- Operadores de Coiled Tubing
- Supervisor de bombeo y fluidos

- Operadores de bomba de alta presión
- Operadores de mezcla y Dosificación de Químicos
- Especialista de control de presión y BOP
- Personal de seguridad y emergencia (opcional)

c) Equipos de fondo

BHA #1 con esta herramienta realizaremos la prueba de pipe rams IBL-1-3/4 CT CONECTOR.

Figura 34
BHA #1 del pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Área de Operaciones CT Schlumberguer

BHA # 2 JETBLASTER, usado con la tubería flexible Coiled Tubing, para dirigir el ácido de manera precisa a la estimulación en intervalos dispuestos y zonas dañadas, así como controlar el caudal y presión de bombeo.

Figura 35
BHA #2 del pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Área de Operaciones Campo Libertador” 2025

d) Tubería de Coiled Tubing

Figura 36
Tubería de Coiled Tubing

Coiled Tubing					
OD	ID	Thickness	Longitud	Peso	Volumen
(in)	(in)	(in)	(ft)	(lb)	(bbl)
1.750	1.532	0.109	4680.0	8948	10.7
1.750	1.518	0.116	2170.0	4397	4.9

1.750	1.500	0.125	2020.0	4386	4.4
1.750	1.482	0.134	5800.0	13426	12.4

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2010

Tabla 13
Medición Tubería de Coiled Tubing

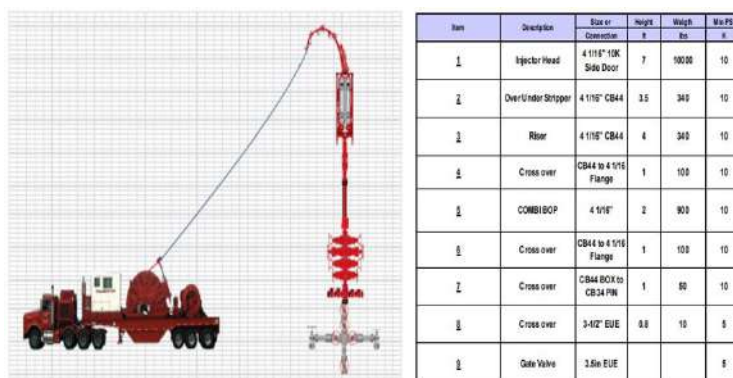
Longitud total de la tubería flexible	14670.0 ft
Peso total de tubería flexible	31156 lb
Volumen de tubería flexible	32.3 bbl
Densidad de la tubería flexible	489.97 lb/ft ³
Diámetro del cable	0.000 in
Peso del cable	0.00 lb/ft
Young's Modulus	3.000E+07 psi
Limite elástico de los tubos flexibles	90000 psi

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

e) Equipos de superficie

Procedimiento-Posicionar equipos, vestida y pruebas de presión

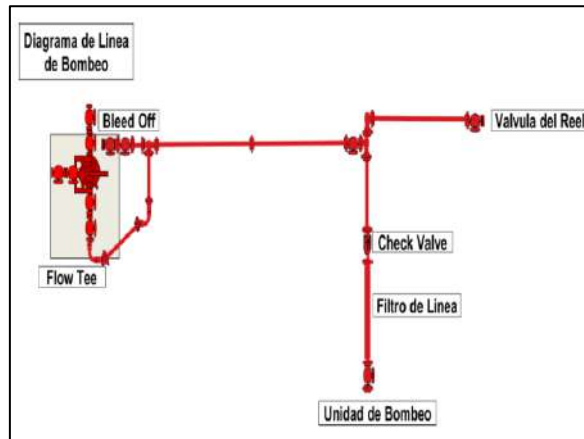
Figura 37
Equipos de superficie pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Área de Operaciones Campo CT Halliburton

f) Esquema de conexión de alta presión

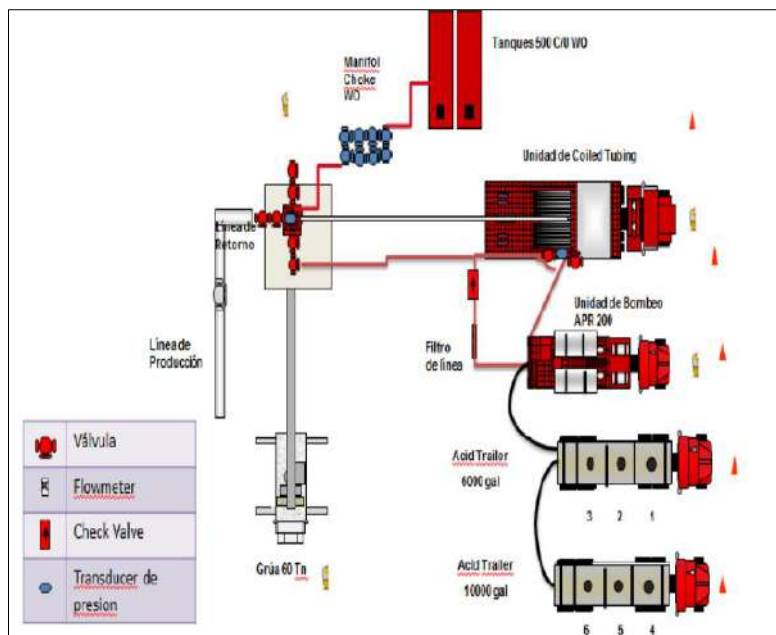
Figura 38
Esquema de conexión de alta presión SCY-52



Nota: Adaptado de “Área de Operaciones CT Halliburton”, 2025

g) P&ID

*Figura 39
Esquema de P&ID Pozo SCY-52*



Nota: Adaptado de “Área de Operaciones Halliburton”, 2024

h) Cuadro de Pruebas de Presión Equipos de Superficie

*Tabla 14
Pruebas de Presión Pozo SCY-52*

TABLA MATRIZ DE PRUEBA DE PRESION				
PRUEBA	DESCRIPCION	PRESION (PSI)	TIEMPO (MIN)	COMENTARIOS
1	Prueba de líneas	300/7000	10	Probar hasta válvulas
2	Prueba de Blind Rams	5000	10	Cerrar Blind Rams

3	Prueba de Pipe Rams Slip Rams	5000	10	Instalar barra de 1.5 pipe rams y slip rams
4	Prueba de Coiled Tubing Connector	300/7000	10	Relajar a contra presión. Verificar torque del plato de pruebas
5	Prueba de BOP	300/3500	10	Probar todo el sistema instalado en cabeza
6	Prueba de flapper Valve doble aleta	300/4000	10	Relajar presión hasta 1500 psi y relajar presión de CR a 0 psi
7	Stripper 1	300/3500	5	
8	Prueba de integridad de todo sistema	7000	10	Probar todo el sistema instalado en cabeza
9	BHA válvula Check	3500	5	Prueba de presión interna

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.5.4.4. Operaciones

- Empezaremos con el ingreso de la Unidad de slick line para retiro de standing valve y calibrar el pozo con un diámetro mayor al trabajo que se realizará.
- A continuación, se ubicará la unidad de CT así como tanques de fluidos, solventes y ácidos a utilizar tanques según PID, unidad de bombeo, grúa a utilizar para soporte del conjunto de cabeza Inyectora que va conectada al cabezal del pozo a intervenir.
- Estas unidades y equipos deben tener sus cubetos, diques correctamente realizados que impidan cualquier derrame de químicos al suelo de la locación.
- Se realiza reunión de seguridad antes del armado de equipos de superficie con todos los involucrados.
- Se procede al rig up de armado de tanques de ácidos y retornos, así como las líneas de tratamiento hacia la bomba de fluidos y ubicar sensores de flujo, filtros, sensores de presión para monitoreo constante en pruebas de equipos líneas y durante la operación.
- Armar de forma estándar equipos de superficie para trabajar con altas presiones.
- La válvula de compuerta para la instalación de equipos de presión y una conexión 3-1/2 o 2-7/8” será entregada por el cliente.
- Revisar el sistema de adquisición de data que este en correcto funcionamiento.
- Se instalará el Bop sobre válvula maestra.
- Instalar mangueras hidráulicas del BOP y realizar pruebas de funcionamiento de los rams, ciego, cortador, cunas, sellos.
- Antes de realizar pruebas en equipo de control realizar prueba de líneas de tratamiento 300 psi en baja y 7000psi en alta por 10 minutos.
- Probar presión Al RAM ciego y anulares al BOP.
- Luego se instala Coiled Tubing conector, realizar prueba de PULL test con 10.000ft.
- Hacer drift de la tubería con esfera de 3/4” y registrar el volumen del CT.
- Armar BHA; IBL-boquilla convencional para realizar pruebas de presión.
- Instalar la cabeza de inyección, stripper y lubricador al BOP instalado en cabezal

- RIH CT para asegurarse que una sección de la tubería es ubicada en el RAM/cuñas-anulares.
- Aplicar tracción y tensión adecuadas, colocar el stripper en posición “Retract”.
- Observar retornos por encima del stripper bombeando a través de la tubería, luego de eso se para la bomba y cerrar cunas anulares.
- Realizar flush a través de la válvula ecualizadora para verificar que no se encuentre con suciedad.
- Cerrar válvula ecualizadora y realizar prueba de baja presión con 300psi y 4000 psi en alta.
- Colocar stripper en posición pack y liberar presión abriendo la válvula ecualizadora para igualar presión abrir ram-cuñas-anulares.
- Proceder al armado del BHA de estimulación matricial y herramienta de fondo, Swivel con dos orificios laterales.
- Realizar la prueba de funcionamiento del JetBlaster registrando la rotación, presiones y circulación a distintos caudales.
- Conectar cabeza de inyección más stripper y lubricador asegurado en el cabezal, aplicar tracción y tensión adecuadas
- Poner stripper en posición de pack con 500psi de presión hidráulica e iniciar prueba en baja de 300 psi y alta de 4000 psi.
- Prueba del DFCV la cual nos ayudará a obtener seguridad en el control de flujo, la prueba se realizará en baja con 300psi y en alta con 4000 psi y monitoreando por algunos minutos y luego liberamos presión a través del puerto de matar.

3.5.4.5. *Procedimiento estimulación Matricial*

- Reunión de seguridad con todos los involucrados, procediendo a la prueba de funcionamiento del cabeza inyectora, stripper correlacionando profundidades tomando datos iniciales.
- Se arma BHA completo para estimulación con jetblaster, filtro Conjunto de múltiples orificios registrando medidas de la herramienta para prueba de presiones y de inyección de fluido matricial.
- Preparar mezcla y realizar el cambio de fluido del CT por cloruro de amonio al 3%
 - NH_4Cl 3%.
- Procedemos a bajar CT sin bombeo 10ft/pm hasta los primeros 100 ft, controlando en la bajada con monitoreo constante de presiones y peso.
- Continuar bajando CT a 80 ft/pm realizando prueba de tracción cada 2,000ft bombeando 2 barriles a 0.3 bpm y registrando los parámetros de peso hasta llegar a la profundidad de 8400ft y reducir la velocidad a 40f/pm hasta llegar a 8800ft, luego bajar a 20f/pm hasta 8939 ft para comprobar que haya libre ingreso en la completación aplicando lubricación en la tubería durante la bajada.
- Verificar pozo lleno caso contrario llenarlo con Salmuera.
- Con el preflujo en la punta del CT parar el bombeo y seguir la secuencia de la tabla proporcionada paso a paso esta etapa nos ayudara a preparar el pozo para la estimulación acida.
- Luego se bombeara el fluido de acidificación de manera controlada inyectando el ácido en la formación de manera controlada para la disolución de los minerales a

una taza controlada durante un tiempo determinado controlando la presión de inyección de manera continua para evitar la fractura de la formación.

- Esperaremos la reacción del ácido con la reacción de los carbonatos y otros minerales de la formación.
- Una vez que se ha completado el tratamiento con el ácido desplazamos el fluido ácido de la formación para evitar que continúe reaccionando o causando daño en la zona tratada.
- Se controla las presiones de igual manera durante el desplazamiento para asegurar que no exista fracturas adicionales en la formación así como las tasas bajas de bombeo.
- Levantar el CT a superficie se cierra válvula cerrar válvula master y desfogando presión.
- Se desplaza 5 bbl de neutralizante y desplazar con agua fresca con caudal de 0.5 bpm
- Operación terminada realizar la sacada del Colied Tubing a superficie a una velocidad controlada.
- Desconectar y desmontar cabeza inyectora

Tabla 15
Características de Acidificación

1	Fluido de Tratamiento	Densidad (lb/gal)	Densidad (g/cm ³)
2	Ácido Clorhídrico (HCl) 15%	8.6 - 8.8	1.03 - 1.05
3	Ácido Clorhídrico (HCl) 28%	9.3 - 9.5	1.11 - 1.14
4	Ácido Fluorhídrico (HF) 3% + HCl 12%	8.7 - 8.9	1.04 - 1.06
5	Gel ácido (HCl + polímeros)	9.0 - 10.0	1.08 - 1.20
6	Espuma ácida (HCl + N ²)	4.5 - 7.5	0.54 - 0.90

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

3.5.4.6 Cálculos Técnicos y Formulas

Daño de formación

$$S = \frac{1.151}{k} * \left[\left(\frac{q * u * \beta}{2\pi * h} \right) * (Pr - P_{wf}) - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]$$

Donde:

Q_o = Caudal de Producción

Pr = Presión de Reservorio

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

r_e = Radio de drenaje

r_w = Radio del pozo

β = Factor Volumétrico

μ = Viscosidad del Petróleo

$$S = \frac{1.151}{675.87} * \left[\left(\frac{250 * 1.8 * 1.21}{2\pi * 19} \right) * (2300 - 1045) - \ln \left(\frac{282}{0.355} \right) \right]$$

$$\mathbf{S = 9.74}$$

Presión de Fractura:

$$Pf = Gf * D$$

Donde:

Pf = Presión de fractura

Gf = Gradiente de fractura

D = Profundidad TVD

$$Pf = 0.54 \frac{psi}{ft} * 8997 ft$$

$$\mathbf{Pf = 4858.38 psi}$$

Presión de tratamiento de acidificación

Densidad de fluido de tratamiento de acidificación: 0.95 gr/cc = 7.93 lb/gal

Viscosidad del fluido de tratamiento adecuado al proceso: 3.65 cp

$$Presure\ tratamiento: 4858.38\ psi - 0.052 * 7.93\ lb/gal \times 8997$$

$$Presure\ tratamiento: 4858.38\ psi - 0.052 * 15.44\ lb/gal \times 8997$$

$$\mathbf{Presure\ tratamiento: 1148.38 psi}$$

Caudal máximo de inyección

$$q_i\ máx = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times k_f \times h_f \times (Pf - Pws)}{\mu_f \times \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$q_i\ máx = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times 675.87\ md \times 12\ ft \times (1148.38\ psi - 1045\ psi)}{0.85\ cp \times \ln \left(\frac{282\ ft}{0.355\ ft} \right)}$$

$$\mathbf{q_i\ máx = 0.73 BPM}$$

Determinación del volumen e fluido de prelavado

Se considera una radio de penetración del ácido de 5.45 ft

$$VP = 23.5 * \phi * hf * (rx^2 - rw^2)$$

$$Vp = 23.5 \times 0.164 \text{ ft} \times 12 \text{ ft} \times (5.45 \text{ ft}^2 - 0.355^2)$$

$$Vf = 1367.85 \text{ gal}$$

$$t1 = \frac{0.023805 * Vp}{qi \text{ max}}$$

$$t1 = \frac{0.023805 * 1367.85 \text{ gal}}{0.73 \text{ BPM}}$$

$$t1 = 44.6 \text{ min}$$

Se determina el valor de penetración del ácido en una arena limpia en función de mi temperatura de formación 210°F

$$Pa = 22.5 \text{ in}$$

Ilustración 1

Relación Temperatura/Penetración del ácido



Nota: Adaptado de "Antonio Narváez Ramírez - Química del Petróleo" 1986

En función del análisis de la relación T/Penetración del ácido se obtiene el factor de corrección considerando el caudal de inyección.

Factor de Corrección

Se procede a determinar el factor de corrección en función de siguiente ilustración.

$$\text{Factor de corrección } c_q = 1.03$$

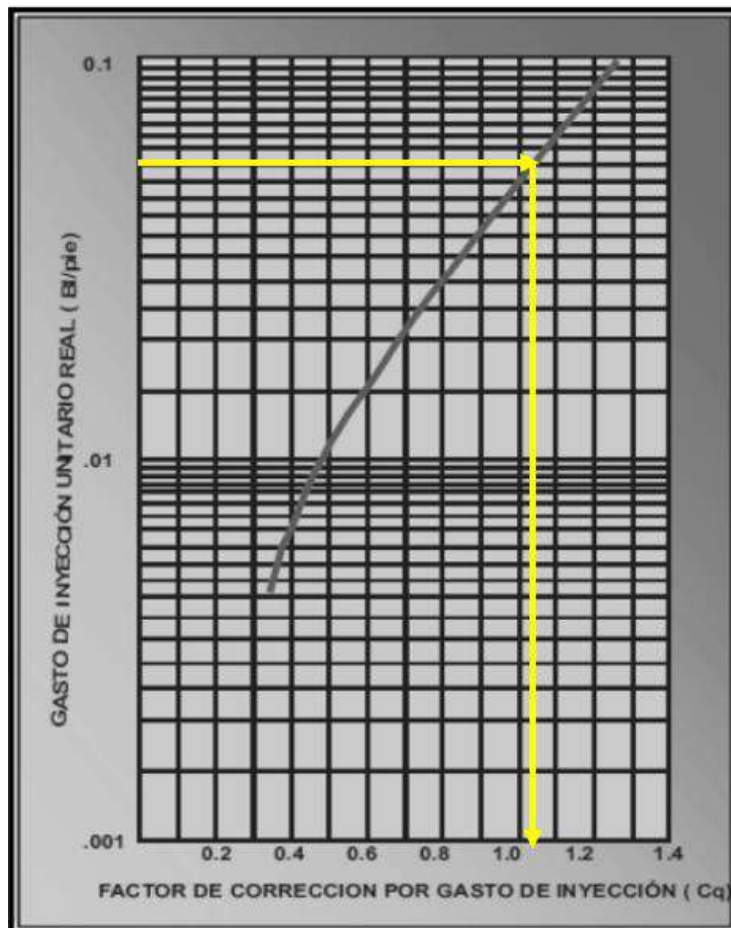
Penetración del ácido corregido

$$P_{acorr} = 22.5in * 1.03$$

$$P_{acorr} = 23.175 in$$

Ilustración 2

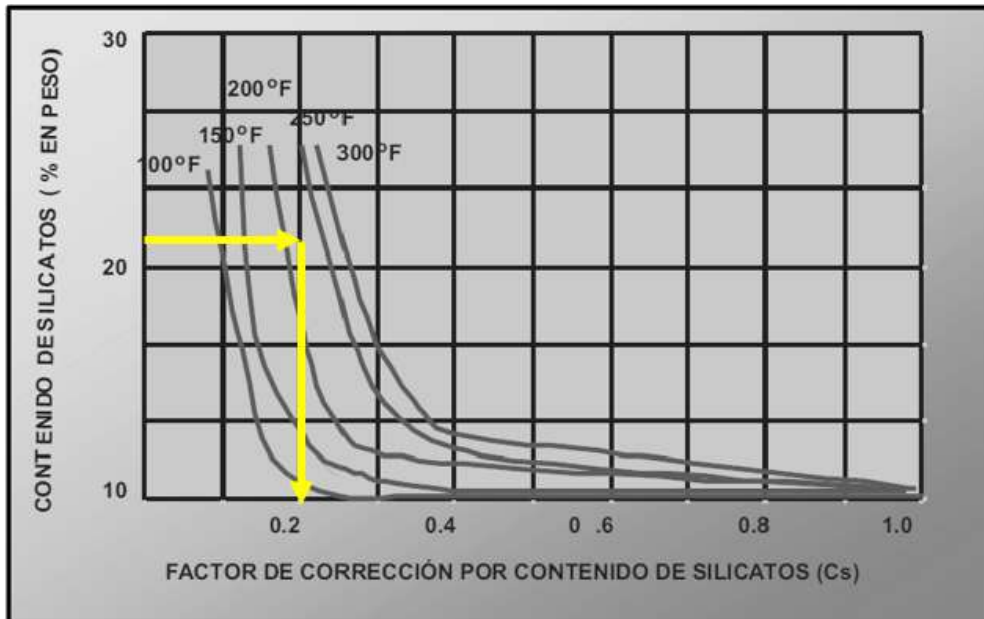
Relación Gasto de Inyección/Factor de Corrección



Nota: Adaptado de “Antonio Narváez Ramírez - Química del Petróleo” 1986

Corregir el valor en función de la presencia de silicatos

Ilustración 3
Corrección por factor de contenido de Silicato



Nota: Adaptado de “*Graficas para cálculo de rendimiento bulldozer*” Instituto Tecnológico de Mérida 1996

Valor de penetración del ácido en función de la presencia de silicatos

$$Pas = Pacorr * Cs$$

$$Pas = 23.175 * 0.2$$

$$Pas = 4.635 \text{ in}$$

Radio de penetración del ácido verdadero

$$rpx = rw + Pas$$

$$rpx = 4.26 \text{ in} + 4.635 \text{ in}$$

$$rpx = 8.89 \text{ in}$$

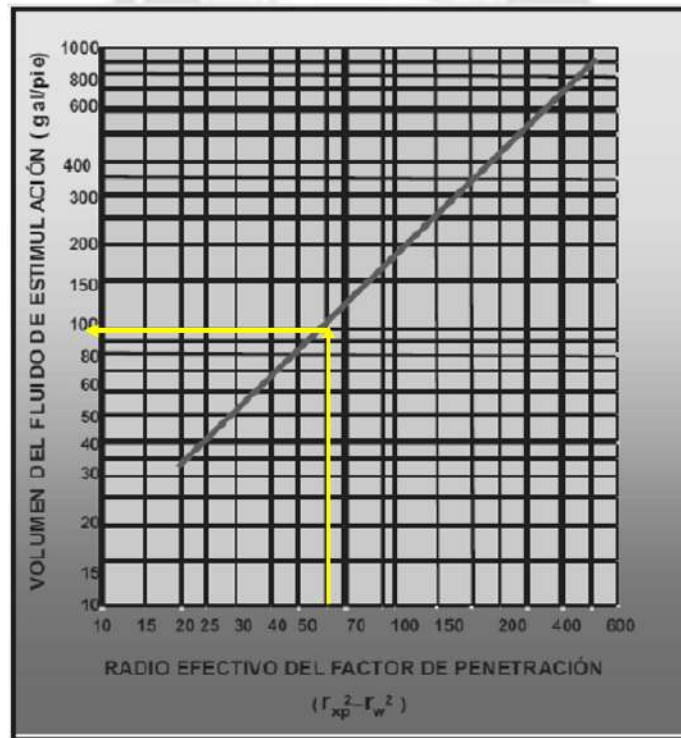
$$ra = rpx^2 - rw^2$$

$$ra = 8.89^2 - 4.26^2$$

$$ra = 60.88 \text{ in}$$

$$VFEA: 100 \text{ gal/ft}$$

Ilustración 4
Radio Efectivo del Factor de Penetración



Nota: Adaptado de “Operaciones de Minifrac” Portal del petróleo 2007

Volumen de ácido

$$\text{Volumen de acido} = VFEA * hf$$

$$\text{Volumen de acido} = 100 \text{ gal/ft} * 12 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen de acido} = 1\,200 \text{ gal}$$

$$t_2 = \frac{0.023805 * V_{aci}}{q_{i \text{ max}}}$$

$$t_2 = \frac{0.023805 * 1\,200 \text{ gal}}{0.73 \text{ BPM}}$$

$$t_2 = 39.13 \text{ min}$$

Volumen final de post acidificación

$$V_{fa} = 23.5 * \emptyset * hf * (r_3^2 - r_w^2)$$

$$r_3 = 4 + r_w$$

$$r_3 = 4 + 0.355 \text{ ft}$$

$$r_3 = 4.355 \text{ ft}$$

$$V_{fa} = 23.5 * 0.164 * 12 * (4.355 \text{ ft}^2 - 0.355^2)$$

$$V_{fa} = 871.31 \text{ gal}$$

$$t_3 = \frac{0.023805 * V_{fa}}{q_{i \text{ max}}}$$

$$t_3 = \frac{0.023805 * 871.31 \text{ gal}}{0.73 \text{ BPM}}$$

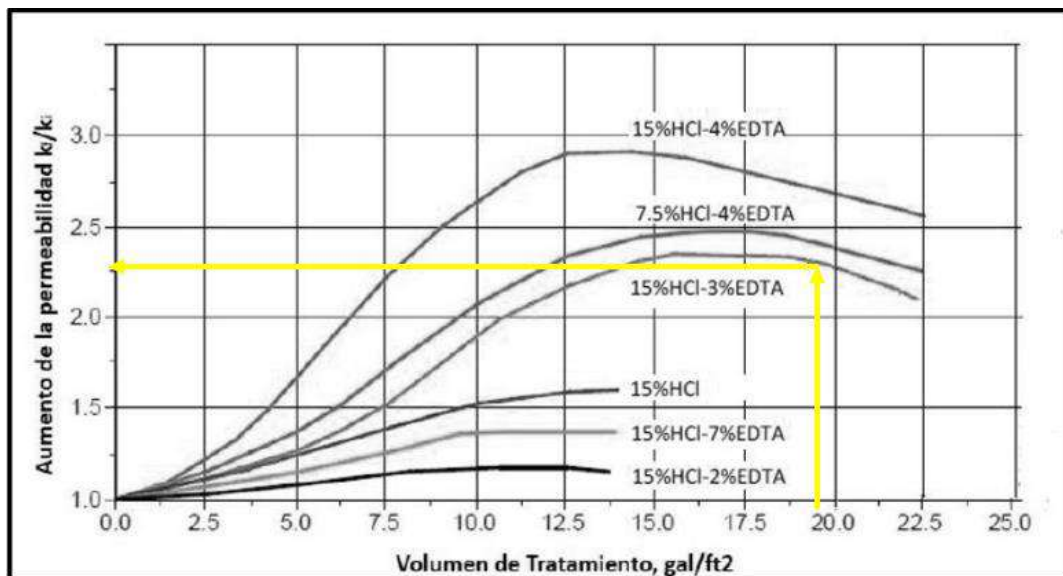
$$t_3 = 28.41 \text{ min}$$

$$V_T = \frac{\text{Volumen de acido}}{r_x * h_f}$$

$$V_T = \frac{1200 \text{ gal}}{5.45 \text{ ft} * 12 \text{ ft}}$$

$$V_T = 18.35 \frac{\text{gal}}{\text{ft}}$$

Ilustración 5
Relación Volumen Permeabilidad



Nota: Adaptado de “Análisis de pruebas de Presión: Derivada de Bourdet” Portal del petróleo 2007

Permeabilidad final

$$\frac{k_f}{k_i} = 2.25$$

$$k_f = 2.25 * k_i$$

$$k_f = 2.25 * 675.87 \text{ md}$$

$$\mathbf{k_f = 1520.7md}$$

Calculo mi radio equivalente de penetración del ácido

$$r_d = r_x + r_w$$

$$r_d = 5.45 \text{ ft} + 0.355 \text{ ft}$$

$$\mathbf{r_d = 5.806 \text{ ft}}$$

Calculo mi factor de posterior a mi tratamiento

$$S = \left(\frac{k_i}{K_f} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_w}$$

$$S = \left(\frac{675.87}{1520.7} - 1 \right) \ln \frac{5.806 \text{ ft}}{0.355 \text{ ft}}$$

$$\mathbf{S = -1.55}$$

Cálculo del índice de productividad

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$J = \frac{250 \text{ BPD}}{2300 \text{ psi} - 1045 \text{ psi}}$$

$$\mathbf{J = 0.199 \text{ BPD/PSI}}$$

Índice de productividad después del tratamiento

$$J' = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_d} \right) + \frac{K}{K_s} * \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)} * J$$

$$J' = \frac{\ln \left(\frac{282}{0.355} \right)}{\ln \left(\frac{282}{5.806} \right) + \frac{675.87}{1520.7} * \ln \left(\frac{5.806}{0.355} \right)} * 0.199$$

$$J' = 0.256 \frac{BPD}{PSI}$$

Factor de eficiencia

$$FE = \frac{0.256}{0.199}$$

$$FE = 1.286$$

Presión de fondo fluyente

$$P_{wf'} = P_r - (P_r - P_{wf}) * FE$$

$$P_{wf'} = 2300 - (2300psi - 1045psi) * 1.286$$

$$P_{wf'} = 686.07 psi$$

Caudal después del tratamiento

$$Q' = J' * (P_r psi - P_{wf'})$$

$$Q' = 0.256 * (2300 psi - 686.07 psi)$$

$$Q' = 413.2 BPD$$

Porosidad

$$\phi' = \phi * \sqrt[3]{\frac{Kf}{ki}}$$

$$\phi' = 0.164 * \sqrt[3]{\frac{1520.7}{675.87}}$$

$$\phi' = 0.21 = 21\%$$

3.5.5. PROPUESTA 2: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Implementar fracturamiento hidráulico mediante el método de propelente y/o apuntalante para la optimización de producción de la arenisca US que permitan mejorar las propiedades petrofísicas, especialmente la porosidad y permeabilidad y de esta manera incrementar la producción de petróleo del yacimiento arenisca US, Campo Secoya, Área Libertador, Bloque 57, de la cuenca Oriente.

3.5.5.1. Selección del Tipo de Fracturamiento

Dado que el pozo está en una arenisca moderadamente permeable ($K = 675.87$ mD) con daño severo, se recomienda una segunda propuesta para incrementar la producción de petróleo del yacimiento US, se propone la técnica de Fracturamiento Hidráulico mediante el método del apuntalante.

3.5.5.2. Objetivos del Tratamiento

- Optimizar la producción del pozo SEC-52 mediante la implementación de Fracturamiento Hidráulico con la técnica apuntalante en la arenisca US.
- Evitar el retorno del apuntalante (resinado y fibra anti-retorno)
- Mejorar la estabilidad del apuntalante

3.5.5.3. Equipos, Procedimiento y Operaciones

a) Equipos de Superficie TORRE DE REACONDICIONAMIENTO

- Bombas de alta presión para fracturamiento hidráulico PSI máxima 15.000.
- Panel de control y apagado de emergencia.
- Bomba anular equipado con manómetro de presión mecánico y transductor de presión anular.
- Válvulas de alivio de presión (PRVs)
- Línea de presurización anular 2", presiones no menores de 5000PSI.
- Línea de bombeo de tratamiento, de descarga.
- Sistemas de aditivos líquidos y sólidos con capacidad suficiente de almacenamiento, agitadores debe tener bombas de soporte, medidores de flujo indicadores de velocidad y sensor de monitoreo de nivel en los tanques.
- Unidad de premezclada unidad de hidratación incluir un Reómetro para medir en tiempo real la viscosidad del gel lineal.
- Mezclador "Blender" de fracturamiento equipado con sistema de control presurizado para que la mezcla de líquidos y sólidos sea de manera precisa.
- Bombas de transferencia de químicos y fluidos.
- Equipo para el manejo de material de soporte (Apuntalante)
- Líneas de alta presión máximo de 15.000 PSI.
- Mangueras de baja presión.
- Unidad de monitoreo.
- Equipo de adquisición de datos y transmisión de datos en tiempo real de las operaciones.
- Unidad de laboratorio adecuada con materiales, instrumentos y equipos necesarios para análisis.
- Unidad de filtración acorde con los requerimientos del fluido de fracturamiento.
- Cabeza de fracturamiento, capaz de manejar hasta 15.000 psi de presión.
- Cabeza dual de fracturamiento (back up)
- Simulador de simulador de fracturamiento hidráulico. (P3D) mostrar resultados en forma gráfica y tabular.

- Software para determinar esfuerzos y presiones máximas.
- Simulador 3D para diseño de fracturamientos hidráulicos.
- Certificados de inspección de control y calidad de todos los equipos, herramientas y materiales a utilizar.
- Tanques para almacenamiento de fluidos de fracturamiento y retornos 500 bls. (operadora)

b) Equipos auxiliares

- Equipos de seguridad (elementos de protección personal, casco, guantes, gafas overoles, auditivos, botas puntas de acero, equipo personal de lluvia.
- Señales de seguridad, iluminación).
- Densímetro de alta presión
- Transductores de alta presión
- Medidores de flujo
- Válvulas cheque
- Crossover spools.
- Compresor de aire con mangueras
- Sistema de comunicaciones explosión 'proof
- Extintores contra incendios
- Geomembranas
- Diques
- Duchas.
- Equipos de iluminación para trabajos en la noche.

c) Equipos adicionales

- Bombas adicionales (unidad básica de bombeo de fluidos)
- Cisternas, tanques de almacenamiento de fluidos reactivos y no reactivos.
- Fluidos y materiales para el fracturamiento.

d) Productos químicos requeridos para el trabajo.

- Fluido de fracturamiento (gel, agua, espumas)
- Material de soporte propanant apuntalante, (arenas naturales, resinadas o sintéticas)
- Preflush (pretratamiento) agua tratada, HCl.
- Flush Post tratamiento (agua tratada, Nitrogeno, Disolventes)

e) Personal necesario en locación para el servicio de fracturamiento hidráulico.

- Ingeniero coordinador experto en bombeo de pozos 6 años de experiencia (1).
- Ingeniero especialista para diseños y análisis de estimulaciones por fracturamiento hidráulico (1)
- Ingeniero de campo responsable de operaciones, 3 años de experiencia en estimulación matricial y fracturamiento hidráulico (1).

- Personal de laboratorio, técnico o Ingeniero experto en pruebas de laboratorio para fluidos de fractura o estimulación química u orgánica (1)
- Supervisor de operaciones (2).
- Operador de estimulación y/o fractura (básico) (3).
- Auxiliar técnico, estimulación y/o fractura (3)
- Técnico representante de la operadora.
- Ingeniero HSE

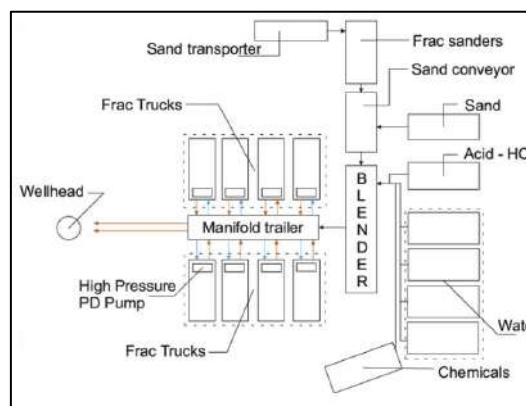
3.5.5.4. Equipos de fondo

En un procedimiento de fracturamiento hidráulico, los equipos de fondo en el subsuelo colaboran para crear fracturas en las formaciones petrolíferas y facilitar la extracción eficaz de hidrocarburo, los principales equipos de fondo se detallan a continuación:

- Tubería de producción o de fractura, es aquel que conduce el fluido de fractura hasta la zona de interés a disparar.
- Empacadores, son aquellos que sellan o tapan secciones del pozo para aislar las zonas de fracturas.
- Cañón fracturador, origina los orificios en la tubería para permitir el paso del fluido a la formación.
- Válvulas de control, aquellas que regulan el flujo del fluido de fractura
- Fluido de Fractura, es una compuesto de mezcla de agua, químicos y propante que se inyecta a alta presión.
- Propante (arena o cerámica), Material que mantiene abiertas las fracturas generadas en la roca.
- Sensores y herramientas de monitoreo, equipo que se encarga de recopilar datos en tiempo real sobre presión, temperatura y niveles de fluido.

3.5.5.5. P&ID

Figura 40
Diagrama de P&ID Fracturamiento Hidráulico, Pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Reducing the environmental impact of hydraulic fracturing through design optimisation of positive displacement pumps” 2016

3.5.5.6. Operaciones

- Mover unidad de torre de reacondicionamiento a la locación del pozo SCY-52 y montar
- Desarmar cabezal, de ser necesario reparar o cambiar válvulas del cabezal.
- Armar BOP, realizar prueba de funcionamiento
- La operación de desinstalación del cabezal e instalación del BOP será supervisada por el Tool Pusher y aprobada por el Company Man
- Recuperar completación hidráulica en tubería de 3 1/2
- Realizar Squeeze a formación US
- Moler exceso de cemento
- Correr dentro de pozo BHA con broca y scraper para limpieza de pozo
- Con BHA de prueba, realizar limpieza de Casing + Cambio de fluido Especial
- Sacar BHA de limpieza
- Disparar formación US
- Bajar sarta de Fracturamiento, probando con presión cada +/- 2000 ft con 3000 psi o de acuerdo al procedimiento de la empresa Operadora. La sarta preliminar de fractura queda de la siguiente manera:
 - Tubing 3 1/2 10 Kpsi 9.3# hasta superficie
 - 3-1/2" 9.3 EUE Box Up x Pin Down, No-go Nipple 2.75" R Profile (with standing Valve)
 - Crossover 3 1/2" EUE box x 2 7/8" EUE pin
 - 7" x 2 7/8" EUE Mechanical Packer 10 Kpsi (a ser asentado +/- 200 ft sobre el primer perforado)
 - Tubing 3 1/2 10 Kpsi 9.3# (3-5 tubos, aproximadamente 120 ft – 150 ft)
 - Pup joint / Mule Shoe
- AL llegar a la profundidad de asentamiento del PKR, probar la tubería con 3500 psi contra standing valve
- Recuperar standing valve con slick line
- Asentar PKR en aproximadamente 30 ft sobre el primer perforado (MD), siguiendo las recomendaciones del operador de la herramienta. (Revisar casing/cemento en el punto de asentamiento antes de asentar el PKR)
- Probar PKR con 1500 psi en anular (o lo recomendado por el supervisor del PKR)
- Armar equipo de Compañía de servicios para realizar el Fracturamiento hidráulico. El taladro deberá suministrar un estimado de 2000 BLS de agua fresca filtrada para realizarla mezcla de fluidos de tratamiento. Ubicar los tanques, posicionar equipos, amar cubeto, armado de línea de alta y baja presión, carga de aditivos.
- Personal involucrado durante el rig up son operadores y supervisores.
- Procedimiento de PRE-mezcla de gel de fractura: Realizar QA/QC del agua disponible en locación y verificar que los parámetros estén dentro de los límites establecidos:
 - Agregar bactericida + Cloruro de potasio = sal muera
 - Agitar sal muera para tener mezcla homogénea
 - Agregar aditivos como surfactante + solvente mutual*
 - Agregar aditivos como actividad, ruptores y fibra*

(*) Concentraciones establecida por el equipo de trabajo
- Presurizar el anular, en caso de observar una pérdida de presión, realizar maniobra de desasentamiento de packer y volver a asentar. Iniciar presurizado del anular, en caso de ser repetitivo considerar asentar a otra profundidad.

- Armar equipo de fractura, realizar prueba de líneas de superficie con 8000 psi contra válvula de tapón en cabeza de pozo. Si la prueba es satisfactoria durante 5 minutos, liberar presión y abrir cabezal de pozo. Colocar entre 1000 y 1500 psi en el espacio anular y mantener la presión en el anular con una unidad de back up.
- Realizar Fracturamiento con fluido de Fractura (aproximadamente 400 BLS inyectados en formación a 15 bpm), para diagnóstico de fractura a la arena “US”, a los intervalos 8987’ – 8997’ con slug de 600 LB de arena 20/40 y desplazar con gel de fractura lineal, reportar presiones y eficiencia de resultados.
- Realizar operación de Fracturamiento Hidráulico de acuerdo al programa de bombeo revisado y aprobado por la Operadora.
- Esperar cierre de fractura y liberar presión si quedara presurizado el pozo. Se recomienda realizar esta operación a no más de 0.5 bpm, desasentar packer y confirmar fondo de pozo.
- Sacar BHA de fractura
- Bajar BHA de producción.
- Se recomienda recuperar el fluido de fractura en un tiempo menos a 10 días para evitar daño de fractura
- Dar por terminadas las operaciones.

3.5.5.7. Procedimiento Fracturamiento Hidráulico

- Evaluación de datos tales como permeabilidad, presión, viscosidad.
- Diseño de tratamiento de fractura
- Determinar la zona optima de fractura
- Control de pozo con torre de acondicionamiento
- Instalar válvulas de control y equipo de monitoreo
- Realizar pruebas de calidad en los fluidos
- Inyectar fluido de alta presión desde superficie a fondo para crear fracturas en los punzados, arena de los intervalos identificados.
- Monitoreo constante de presión, caudal, temperatura.
- Inyectar apuntalante en las fracturas para mantenerlas abiertas.
- Recuperación de fluidos inyectados.
- Evaluar y análisis de los resultados
- Evaluar la producción de oil.
- Realizar ajustes para optimizar la producción.
- Evaluar el pozo y continuar monitoreando la producción.

3.5.5.8. Cálculos Técnicos y Formulas

Diseño del análisis del fracturamiento hidráulico modelo 2D, para el pozo SCY-52.

Como paso inicial se realiza la recopilación y categorización de la información requerida para el fracturamiento del pozo SCY-52 (formación Napo, arenisca U Superior), los cuales se describieron en el ítem 3.4.2.

Es importante destacar que las siguientes variables influyen en el diseño del fracturamiento:

- Altura de la fractura (h_f)
- Coeficiente de pérdida de fluido (C)
- Viscosidad del fluido fracturante
- Propiedades mecánicas de la roca reservorio

Se describe la información secundaria de los datos técnicos que servirán de apoyo para el cálculo del diseño de la fractura hidráulica, modelo 2D:

- Valores típicos de módulo de Young y coeficiente de Poisson para rocas clásticas y no clásticas:
- Densidades promedias de rocas y fluidos

Tabla 16
Valores Promedios M. Young-C. Poisson

LITOLOGÍA	MÓDULO DE YOUNG (psi)	COEFICIENTE DE POISSON
ARENA BLANDA	$0.1 - 1 \times 10^6$	0.2 – 0.35
ARENA MEDIA	$2 - 5 \times 10^6$	0.15 – 0.25
ARENA DURA	$6 - 1 \times 10^5$	0.1 – 0.15
CALIZA	$8 - 1.2 \times 10^5$	0.30 – 0.35
LUTITA	$0.1 - 1 \times 10^4$	0.28 – 0.43

Nota: Adaptado de “Garaicochea, F., Benitez, M” 1983

Tabla 17
Densidades promedias de rocas y fluidos

Densidades Promedios de rocas y fluidos	
Roca/Fluido	Densidad (g/cm^3)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Halita	2
Cal	0.35
Arcilla	2.7-2.8
Agua Potable	1
Agua de mar	1.03-1.06
Aceite	0.6-0.7

Nota: Adaptado de “SLB” 2016

Es crucial considerar los siguientes parámetros relacionados con al yacimiento antes del proceso de fracturación para conseguir un diseño ideal y óptimo.

Tabla 18
Detalle parámetros estándares, pozo SCY-52

Símbolo	Significado	Unidades
θ	Porosidad	%
Ct	Compresibilidad total	psi
Qf	Caudal producido	BFPD
Tr	Temperatura Yacimiento	°F
Ho	Espesor de la formación	ft
μ_o	Viscosidad del petróleo	cp
API	Grado API	-
Po	Densidad del petróleo	lbm/ft ³
re	Radio externo del yacimiento	ft
rw	Radio del pozo	ft
S	Daño del pozo	-
K	Permeabilidad	mD

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

Con los datos previamente proporcionados, vamos a llevar a cabo el diseño detallado para el pozo FICT-2D.

a) Primero iniciaremos con el cálculo de las presiones:

Presión de Fractura:

$$Pf = Gf * D$$

Donde:

Pf = Presión de fractura

Gf = Gradiente de fractura

D = Profundidad TVD

$$Pf = 0.54 * 8997 \text{ ft}$$

$$Pf = 4858.38 \text{ psi}$$

Presión de confinamiento o cierre:

$$P_c = P_f - P_r$$

Donde:

P_c = Presión de confinamiento

P_f = Presión de Fractura

P_r = Presión de Reservorio

$$P_c = P_f - P_r$$

$$P_c = 4858.38 - 2300$$

$$\mathbf{P_c = 2558.38 \text{ psi}}$$

b) Segundo calcularemos Caudal máximo de inyección:

Caudal Máximo de Inyección:

$$Q_{max} = 4.917 * 10^{-6} * k * h_o * \frac{P_{frac} - P_{ws}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Donde:

k = Permeabilidad

h_o = Espesor neto

P_{frac} = Presión de fractura

P_{ws} = Presión estática de yacimiento

u = Viscosidad

r_e = Radio de Penetración

r_w = Radio del pozo

$$Q_{max} = 4.917 * 10^{-6} * k * h_o * \frac{P_{frac} - P_{ws}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$Q_{max} = \frac{4.917 * 10^{-6} * 675.87 * 12 * (4858.38 - 2300)}{2.5 * \ln(2.8/0.355)}$$

$$Q_{max} = 25265.85 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$\mathbf{Q_{max} = 18 \text{ bpm}}$$

Volumen total de fluido fracturante:

$$V_f = A_f * h$$

Donde:

V_f = Volumen total de fluido fracturante

A_f = Área de fractura (20 pies²) (*)

(*) Dato calculado mediante software de simulación de la Cía. SLB

H = Espesor de la formación

$$V_f = A_f * h$$

$$V_f = 20 \text{ ft}^2 * 19 \text{ ft}$$

$$V_f = 380 \text{ ft}^3 / V_f = 2842.4 \text{ gal} / V_f = 68 \text{ bls}$$

Tiempo de inyección:

$$t_f = 0.023805x \frac{V_f}{Q_{max}}$$

Donde:

t_f = Tiempo de inyección

V_f = Volumen total de fluido fracturante

Q_{max} = Caudal Máximo de Inyección

$$t_f = 0.023805 * V_f / Q_{max}$$

$$t_f = 0.023805 * 2842.4 / 18$$

$$t_f = 3.76 \text{ min}$$

c) Tercero calcularemos la Geometría de la fractura:

En función del modelo (2D) de PKN, se procede a diseñar la **longitud y ancho de la fractura**, en donde se define como la teoría PKN (Perkins-Kern-Nordgren) la cual se emplea para explicar la forma y la difusión de una fractura hidráulica en un pozo, considerando las principales características como son tipo **alargada y delgada, altura constante, fluido viscoso y forma elíptica**, por lo cual se procede al cálculo de la longitud y ancho conforme a los datos técnicos del pozo SCY-52

Longitud de fractura:

$$X_f = \frac{Q_{max} * d_f}{2\pi h C}$$

Donde:

X_f = Longitud de fractura

Q_{max} = Caudal máximo de inyección

Δf = Densidad de fluido fracturante tipo arena

h = Espesor de la formación

C = Constante de la Fractura (empírica), caso arenisca

$$X_f = 18 * \frac{18 * 2.65}{2 * 3.1416 * 19 * 0.0367}$$

$$\mathbf{X_f = 10.88 \text{ ft}}$$

Ancho de fractura:

$$W = \frac{Q_{max} * df}{2hX_f}$$

Donde:

W = Ancho de fractura

Q_{max} = Caudal máximo de inyección

h = Espesor de la formación

X_f = Longitud de la Fractura

$$W = Q_{max} * df / 2hX_f$$

$$W = 18 * 2.65 / 2 * 19 * 10.88$$

$$\mathbf{W = 0.12 \text{ ft}}$$

$$\mathbf{W = 1.38 \text{ in}}$$

Tasa de inyección requerida (Q)

$$Q = V_f * A$$

Donde:

V_f = Velocidad de fluido de fractura

Q = Caudal máximo de inyección

A = Área de la fractura

$$Q = V_f * A$$

$$Q = 0.84 \text{ ft/min} / 20 \text{ ft}^2$$

$$\mathbf{Q = 16.80 \text{ ft/min}}$$

$$\mathbf{Q = 125.66 \text{ gal/min}}$$

Con los datos técnicos calculados como la longitud y ancho de la fractura, presión de fractura, caudal máximo de inyección entre otros. Se procede a calcular los parámetros de producción antes y después de la formación.

Índice de productividad antes del fracturamiento

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$$

Donde:

Q_o = Caudal de Producción

P_r = Presión de Reservorio

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

$$J = Q_o / P_r - P_{wf}$$

$$J = 250 / 2300 - 1045$$

$$J = 0.19 \text{ BPD/psi}$$

Se debe primero calcular el daño de la formación antes y después del fracturamiento:

Daño Antes de la fractura

$$S = \frac{1.151}{k} \left[\left(\frac{Q_o \beta \mu}{2\pi h} \right) (P_r - P_{wf}) - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]$$

Donde:

Q_o = Caudal de Producción

P_r = Presión de Reservorio

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

r_e = Radio de drenaje

r_w = Radio del pozo

β = Factor Volumétrico

μ = Viscosidad del Petróleo

$$S = \frac{1.151}{675.87} \left[\left(\frac{250 * 1.21 * 1.8}{2 * 3.1416 * 19} \right) (2300 - 1045) - \ln \left(\frac{282}{0.355} \right) \right]$$

$$S = 9.74$$

Radio del pozo post-fracturamiento:

$$rw' = \frac{2}{\pi} * Xf$$

Donde:

rw' = radio del pozo post-f

Xf = Longitud de fractura

$$rw' = 2/\pi * Xf$$

$$rw' = 2/3.1416 * 15.15$$

$$rw' = 9.64 \text{ ft}$$

Permeabilidad de la formación post-fracturamiento:

$$kx = \frac{k}{\frac{Sf}{\ln \frac{L}{rw}} + 1}$$

Donde:

k = Permeabilidad del pozo

Sf = Daño de formación post-fractura

L = Longitud Fractura

rw = radio del pozo

$$kx = \frac{675.87}{\frac{0.22}{\ln \frac{63.70}{0.355}} + 1}$$

$$kx = 648.38$$

Aumento de Productividad $kf = 2kx$

$$kf = 2 * 648.38$$

$$kf = 1296.77 \text{ mD}$$

Con las variables calculadas (daño del pozo (Sf), radio del pozo (rw') y Aumento de productividad (Kf), se procede a calcular el Índice de Productividad post-fracturamiento.

Índice de productividad post-fracturamiento:

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \frac{K}{Kf} * \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)} * J$$

Donde:

k = Permeabilidad del pozo

kf = Aumento de Productividad

r_d = radio de penetración

r_w = radio del pozo post-fracturamiento

r_d = radio de d

$$J' = \frac{\ln\left(\frac{282}{0.355}\right)}{\ln\left(\frac{282}{5.806}\right) + \frac{675.87}{1296.77} * \ln\left(\frac{5.806}{0.355}\right)} * 0.19$$

$$J' = 0.31 \text{ BPD/psi}$$

Daño de la Formación post-fracturamiento:

$$Sf = \left(\frac{k}{kf} - 1\right) * \ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)$$

Donde:

Sf = Daño post-fracturamiento

k = Permeabilidad

kf = Permeabilidad post-fracturamiento

r_w = radio del pozo

r_w = radio del pozo post-fracturamiento

$$Sf = \left(\frac{k}{kf} - 1\right) * \ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)$$

$$Sf = \left(\frac{675.87}{1296.77} - 1\right) * \ln\left(\frac{9.64}{0.355}\right)$$

$$Sf = -1.58$$

Porosidad post-fracturamiento:

$$\phi' = \phi * \sqrt[3]{\frac{Kf}{k}}$$

Donde:

ϕ' = Porosidad post-fracturamiento

ϕ = Porosidad

k = Permeabilidad

kf = Permeabilidad post-fracturamiento

$$\phi' = 0.164 * \sqrt[3]{\frac{1296.77}{675.87}}$$

$$\phi = 0.20$$

d) Cuarto calcularemos la nueva presión de fondo fluyente y Caudal post-fracturamiento:

Presión de fondo fluyente y Caudal post-fracturamiento:

Presión fondo fluyente post-fracturamiento

$$P_{wf'} = P_r - (P_r - P_{wf}) * EF$$

Donde:

$P_{wf'}$ = Presión de fondo fluyente post-fracturamiento

P_r = Presión de reservorio

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

EF = Factor de Eficiencia (1.48)

$$P_{wf'} = 2300 - (2300 - 1045) * 1.25$$

$$P_{wf'} = 730.51 \text{ psi}$$

Caudal post-fracturamiento P_{wf}' :

$$Q' = J' * (P_r - P_{wf}')$$

Donde:

Q' = Caudal post-fracturamiento

J' = Índice de productividad post-fracturamiento

P_{wf}' = Presión de fondo fluyente post-fracturamiento

P_r = Presión de reservorio

$$Q' = 0.31 * (2300 - 730.51)$$

$$\underline{Q' = 486 \text{ BPPD}}$$

4.1. PRUEBAS, RESULTADOS DISCUSIÓN

4.1.1 Resultados Estimulación Matricial

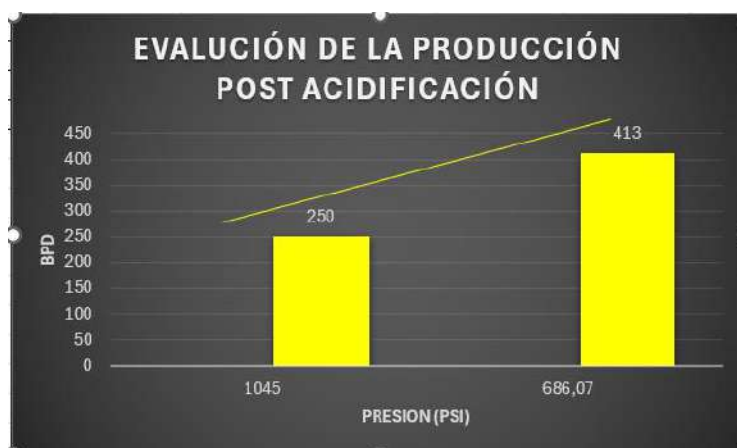
El pozo SCY-52 estaba presentando un decline de producción por presencia de daño de formación, generándose una alteración a la permeabilidad original de la roca, lo que presento una producción de 250 BPD, siendo deficiente en comparación con la producción de otros pozos que supera los 550 BPD, se evaluó el daño de formación presente en la arena U superior teniendo un resultado de 9.73 de factor skin, evidenciando que la baja producción de crudo se asociaba a esta causa. Se realizo un diseño de estimulación acida considerando que esta arena está en presencia de formaciones no consolidadas de carbonas tipo cuarzos. se aplicó una técnica de estimulación matricial, la cual considera inyectar acido a la formación sin superar la presión de fractura, se determinó que a presión de tratamiento para esta arena es de 1148.38 psi, pues este valor no supera a la presión de fractura la cual es de 4858.38 psi, esto se deba a que inyectamos el fluido acido y este permanece en la arena sin fracturar la roca, la interacción molecular y química permitirá eliminar partículas de solidos obtenido durante la producción, las costras de revoque y las incrustaciones facilitándose un incremento de la permeabilidad.

Tabla 19
Resultados obtenidos Estimulación Matricial

Parámetro	Antes	Post
Daño (S)	9.74	-1.55
Permeabilidad (k)	675.87md	1520.7 md
Índice de	0.20	0.256
Pwf (Psi)	1045psi	686.07 psi
Qff (caudal)bppd	250 BPD	413.2BPD
Porosidad %	16.4%	21%

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

Figura 41
Evaluación de la producción Post EM



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

La figura actual demuestra como incremento de la producción con la aplicabilidad de la estimulación matricial, se evidencia que el caudal de producción del pozo actual del pozo secoya 52 es de 250 BPD, y posterior a la estimulación acida este valor incrementa a 413 BPD. Esto se debe a que con la disposición de ácido en la arena se eliminó el factor de daño pasando de un factor skin de 9.74 a un valor de -1.55 lo que me indica que mi proceso de eliminación de sólidos dispersor y mi alteración de la permeabilidad fue eliminada, por consiguiente, se puede evidenciar que la permeabilidad de la arena paso de 675.87 md a 1520.7md, lo que indica que tenemos mayor flujo de petróleo y por ende mayor producción de crudo en superficie, ya que el fluido va a tender a movilizarse más eficientemente, puesto que ya eliminamos las barreras de paso. Entre los materiales a utilizarse destacan el fluido de prelavado el cual se utilizó el ácido clorhídrico HCL con una concentración del 15% 1367.85 gal, para la etapa de reacción acida se usó 12% HCL-3% HF a un volumen de 1200 gal y para el fluido de lavado final se empleó, Salmuera de Cloruro de Amonio NH_4Cl al 3% con un volumen de 871.31 gal, el tiempo de tratamiento de este proceso alcanza los 112.14 min equivalente a 1.87 horas o 2 horas.

4.1.2 Resultados Fracturamiento Hidráulico

Definición y selección de parámetros en función los parámetros calculados en el Modelo 2D para el fracturamiento hidráulico del pozo SCY-52.

4.1.2.1. Material apuntalante

Con la presión de confinamiento definida en función de los datos técnicos de entrada como la presión de fractura y la presión de reservorio resulta una presión de ~ 2558.38 psi, la cual no sirve para definir con exactitud el agente de apuntalamiento, que de acuerdo con lo indicado en la Tabla 20, correspondería a una arena como material apuntalante, la cual nos señala que para una presión de confinamiento de hasta 5000 psi, corresponde al material de soporte de Arena.

Tabla 20
Rango de presiones de confinamiento (Material Apuntalante)

Material de Soporte	Presión de confinamiento (psi)
Arena	Hasta 5000
Arena recubierta de resina	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

Nota: Adaptado de “BJ services Company S.A. (1986). Handbook Hydraulic Fracturing” 1986

4.1.2.2. Tipo de malla

Las arenas, debido al arduo trabajo al que se enfrentan durante la etapa de inyección del líquido de fractura en el pozo, y también en la etapa posterior de fracturar la roca y depositarse en las grietas y fracturas producidas, deben poseer unas características muy particulares. Las características de estas arenas, Frac-Sand, están

plasmadas en la reglamentación API RP 56, emitida por el Instituto Americano del Petróleo (API, American Petroleum Institute), así como en la norma de pruebas Internacional ISO 13503-2:2006 y su correspondiente API RP 19C, respectivamente.

Las especificaciones técnicas que deben cumplir las arenas apuntalantes son:

- Tamaño y distribución granulométrica de las partículas
- Forma de las partículas: esfericidad y redondez
- Resistencia a los ácidos, solubilidad
- Resistencia de los granos a la rotura
- Turbiedad, contenido de arcillas en suspensión
- Análisis químico

En esencia, la norma define 8 tamaños distintos de arenas, usualmente conocidos como tamices ASTM superior e inferior, entre los que debe mantenerse el 90% de las arenas retenidas. Esta regulación, que determina también los 6 tamices necesarios para llevar a cabo el ensayo granulométrico de cada tipo, dicta que solo se permiten unas arenas en la fracturación hidráulica 4 de 11 0.1 % de partículas que se mantienen en el tamiz superior y un máximo de 1% de partículas que pasan por el tamiz inferior, de las que señala el ensayo. La tabla de la Figura 2 muestra los 8 tipos considerados normales, aunque posteriormente se admite la utilización de otras granulometrías en la práctica.

Figura 42
Tamaño de las arenas

Designación FRAC-SAND	MALLAS ASTM - mm								
	6/12 3.36/1.69	8/16 1.19/2.38	12/20 0.84/1.68	16/30 0.60/1.19	20/40 0.84/0.42	30/50 0.30/0.60	40/70 0.21/0.42	70/140 0.10/0.21	
Tamices ASTM necesarios para el ensayo	4	6	8	12	16	20	30	50	Max. 0.1 %
	6	8	12	16	20	30	40	70	
	8	12	16	20	30	40	50	100	90%
	10	14	18	25	35	45	60	120	
	12	16	20	30	40	50	70	140	
	16	20	30	40	50	70	100	200	
Granulométrico	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Max. 1 %

Nota: Adaptado de “Advance Mineral Processing S.L.” Juan Luis Bouso, 2006

Con los resultados definidos, en el trabajo de proyecto final de titulación para el pozo SCY-5, especialmente la **presión de confinamiento ($P_c = 2558.38$ psi)** y la experiencia de los casos de estudios en trabajos de fracturamiento hidráulico realizados a nivel mundial se toma como referencia que el mejor tamaño de la malla es de 20/40, con un diámetro de **0.42 mm x 0.84 mm** (Figura 41), cuyas características corresponde al agente apuntalante (arena), que se detallan a continuación:

Tabla 21
características del apuntalante 20/40

Característica	Valor referencial
Gravedad específica	2,73

diámetro promedio (in)	0,028
Porosidad del pack (%)	35
Módulo de Young promedio (psi)	$4,94 * 10^6$
Presión de cierre (psi)	4000
Permeabilidad (mD)	418393

Nota: Adaptado de “Cía. Schlumberger” 2016 FracCade 5.41

4.1.2.3. Geometría de la Fractura

La geometría de la fractura se basa en la longitud y ancho calculado en función de los datos técnicos de entrada, que se detallan a continuación:

Tabla 22
Datos Geometría Fractura

Geometría de la Fractura	
Longitud (ft)	Ancho (ft)
10.88	0.12

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

4.1.2.4. Evaluación de Resultados Post-Fracturamiento

Los resultados del Post-fracturamiento para el pozo SCY-52 se muestran basándose en el análisis fundamentado en cálculos y datos Operativos.

Tabla 23
Parámetros calculados del Fracturamiento Hidráulico

Dato Calculado	Formula	Resultado
Presión de Fractura	$P_f = G_f * D$	$P_f = 4858.38 \text{ psi}$
Presión de confinamiento o cierre	$P_c = P_f - P_r$	$P_c = 2558.38 \text{ psi}$
Caudal Máximo de Inyección	$Q_{max} = 4.9(1 + 10 - 6 * k * h_p + \frac{P_{frac} - P_{cys}}{u_0(\frac{P_c}{P_{cys}})})$	$Q_{max} = 18 \text{ bpm}$
Volumen total de fluido fracturante	$V_f = A_f * h$	$V_f = 380 \text{ ft}^3 / V_f = 2842.4 \text{ gal} / V_f = 68 \text{ bls}$
Tiempo de inyección	$t_f = 0.023835x \frac{V_f}{Q_{max}}$	$t_f = 3.76 \text{ min}$
Longitud de fractura	$X_f = \frac{Q_{max}}{2\pi h \eta \mu}$	$X_f = 10,88 \text{ ft}$
Ancho de fractura	$W = Q_{max} * 2hX_f$	$W = 0.12 \text{ ft} / W = 1.38 \text{ in}$
Tasa de inyección requerida (Q)	$Q = V_f * A$	$Q = 16.80 \text{ ft}^3 / \text{min} / Q = 125.66 \text{ gal/min}$
Índice de productividad antes del fracturamiento	$J = \frac{Q_0}{P_r - P_{wf}}$	$J = 0.19 \text{ BPD/psi}$
Daño Antes de la fractura	$S = \frac{1.15k}{h} \left(\frac{Q_0 \mu}{P_r - P_{wf}} \right) (P_r - P_{wf}) - \ln \left(\frac{r_w}{r_{wi}} \right)$	$S = 9,74$
Radio del pozo post-fracturamiento	$r_{wf} = \frac{2}{\pi} * X_f$	$r_{wf} = 9,64 \text{ ft}$
Permeabilidad de la formación post-fracturamiento	$k_f = \frac{Q_0}{2\pi h \eta \mu} * \frac{1}{J}$	$k_f = 1296.77 \text{ mD}$
Índice de productividad post-fracturamiento	$J' = \frac{Q_0}{P_r - P_{wf}} * \frac{1}{1 + \frac{S}{2\pi h \eta \mu} * \frac{Q_0}{P_r - P_{wf}}}$	$J' = 0.31 \text{ BPD/psi}$
Daño de la Formación post-fracturamiento	$S_f = \left(\frac{k}{k_f} - 1 \right) * \ln \left(\frac{r_{wf}}{r_w} \right)$	$S_f = -1,58$
Porosidad post-fracturamiento	$\phi = 0 + \frac{Q_0}{J'}$	$\phi = 0.20$
Presión fondo fluyente post-fracturamiento	$P_{wf}' = P_r - (P_r - P_{wf}) * EF$	$P_{wf}' = 730,521 \text{ psi}$
Caudal post-fracturamiento Pwf'	$Q' = J' * (P_r - P_{wf}')$	$Q' = 486 \text{ BPPD}$

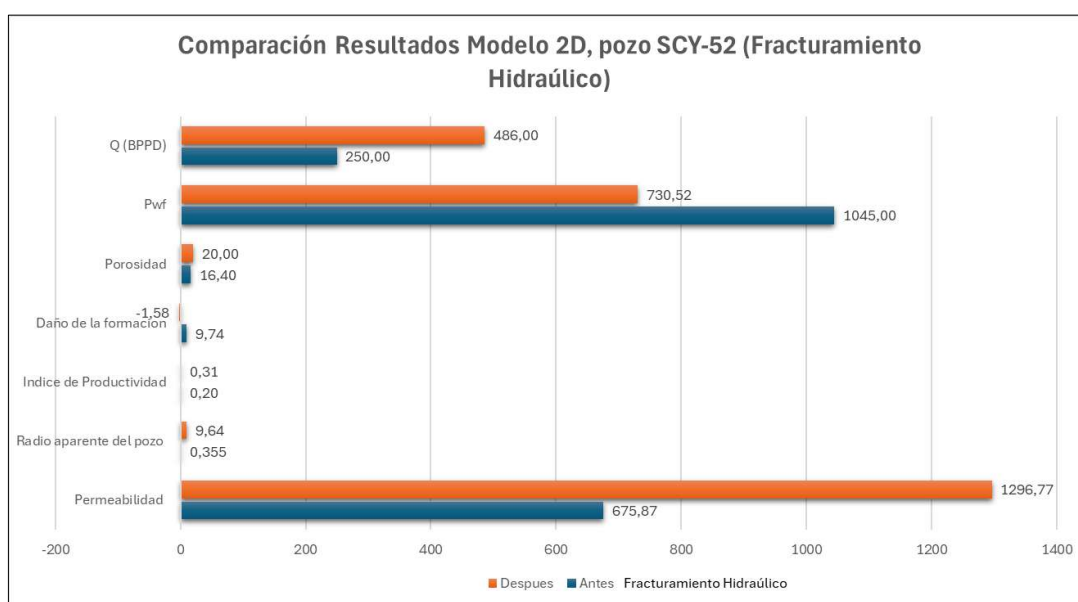
Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

Tabla 24
Comparación resultados, datos analíticos pozo SCY-52

Fase	Permeabilidad	Radio aparente del pozo	Indice de Productividad	Daño de la formacion	Porosidad	Pwf	Q (BPPD)
Fracturamiento	mD	(ft)	(BPPD/psi)	(S)	%	psi	BPPD
Antes	675,87	0,355	0,20	9,74	16,40	1045,00	250,00
Despues	1296,77	9,64	0,31	-1,58	20,00	730,52	486,00

Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

Gráfico 1
Comparación Resultados 2D, pozo SCY-52



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

4.1.2.5. Discusión y Análisis de Resultados Antes y Post-fracturamiento

Las discusiones y análisis que derivaron de los parámetros calculados o establecidos para el Fracturamiento en el pozo SEC-52, se explican a continuación:

▪ Permeabilidad (mD).

La permeabilidad se recalcula ya que es un indicador vinculado directamente con la habilidad del reservorio para facilitar el paso de los fluidos. De acuerdo con la fórmula de permeabilidad, un incremento en el flujo productivo, como subir de 250 BPPD a 486 BPPD, necesita un aumento correspondiente en la permeabilidad para mantener otros parámetros estables como la viscosidad, la longitud, el área transversal y el diferencial de presión. Según la proporción, se determina que la nueva permeabilidad requerida para mantener este incremento en la producción es de 1296.77 mD. Esto evidencia que el fracturamiento hidráulico ha potenciado notablemente las características del reservorio al incrementar las rutas efectivas para el flujo.

- **Radio aparente del pozo (ft).**

Antes del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, el radio aparente del pozo fue 0.355 ft, lo que indica la zona afectada alrededor del pozo. Tras el tratamiento, el radio aparente aumento a 9.64 ft., (lo que señala una zona afectada elevada), este mayor radio en relación con el valor de 0.355 ft., indica que se pretende impactar una zona más amplia para simplificar la extracción de hidrocarburos. Un radio más alto implica que se ha fracturado un mayor volumen de roca, lo que podría facilitar un mayor flujo de petróleo o gas hacia el pozo. Esto podría incrementar la eficiencia productiva.

- **Índice de Productividad**

Se refiere a la habilidad de un pozo para generar petróleo o gas, basándose en la presión requerida para ello. Un Índice de Productividad de 0.31 BPPD/psi señala un pozo relativamente más eficiente, generando más barriles de petróleo por cada unidad de presión diferencial. Sin embargo, un Índice de Productividad de 0.20 BPPD/psi es inferior, lo que sugiere que el pozo presenta una eficiencia reducida y genera menos barriles por cada unidad de presión.

- **Daño de la formación**

Previo al tratamiento, el factor de daño alcanzó los 9.74 ft., lo que indica que el pozo presentaba un rendimiento notablemente superior al previsto. Tras el tratamiento, el factor de daño disminuyó a -1.58 ft., (Lo que señala un rendimiento elevado), el incremento en términos absolutos indica que se produjo un aumento en la resistencia al flujo a causa de un daño adicional o modificaciones en las condiciones del reservorio.

- **Porosidad (%)**

Porosidad basada en parámetros petrofísicos del 16.4%, se nota una variación esperada con el Fracturamiento Hidráulico: Un leve aumento en la porosidad eficaz en la región de la roca reservorio, que se encuentra directamente alrededor de la fractura generada por el fracturamiento hidráulico. La fractura no genera una nueva porosidad en la roca. No obstante, al fracturar la formación con un apuntalante y mantener estas fracturas abiertas, se potencia la conexión entre los poros ya existentes. Esto potencia la porosidad efectiva, la cual favorece el paso de los fluidos hacia el pozo. El verdadero aumento en el valor numérico de la porosidad (de 16.4% a 20%) sería de nivel medio, sin embargo, el efecto en la producción mostraría un incremento considerable.

- **Presión de fondo fluyente (Pwf psi)**

La reducción de la presión de flujo fluyente (de 1045 psi a 730.52 psi) tras el tratamiento sugiere que se está extrayendo más fluido del reservorio por unidad de tiempo (incremento del caudal de producción de 250 BFPD a 540 BFPD). Esto es beneficioso ya que indica que el tratamiento hidráulico ha potenciado la capacidad productiva del pozo, lo que genera un caudal más elevado sugiere que se puede sostener un drawdown más elevado sin afectar la producción.

- **Caudal (Q-BPPD)**

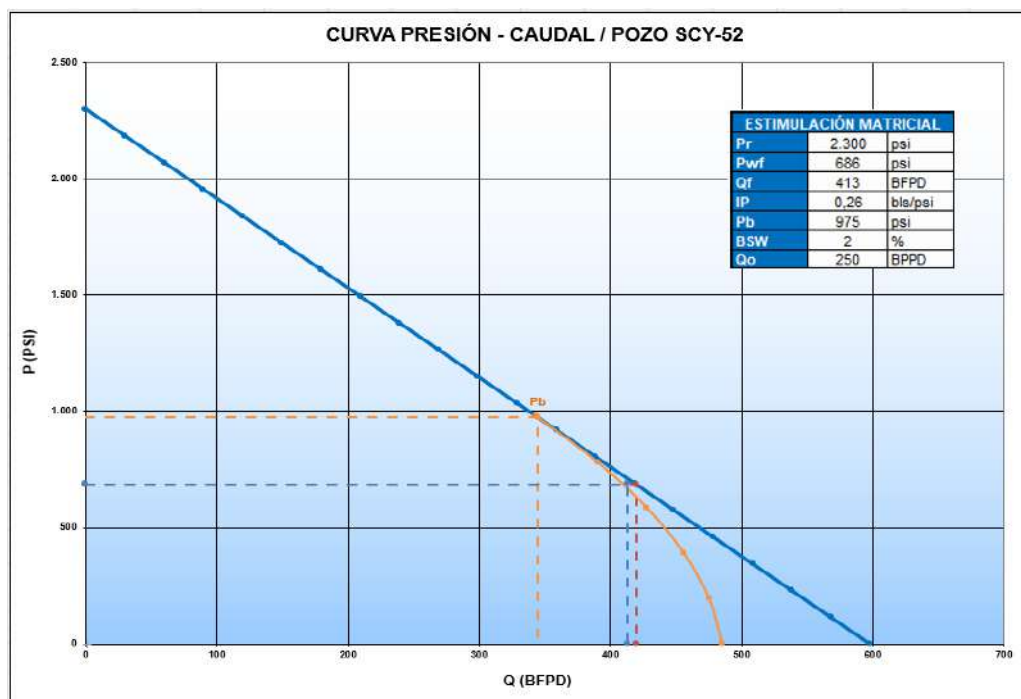
En relación con la producción de petróleo, es el caudal que hace referencia a la cantidad de petróleo que un pozo genera durante un día. Se cuantifica en BPPD (Barriles Por Día), señalando la producción diaria del pozo, antes del fracturamiento el caudal es de una producción de 250 barriles de petróleo diarios, que representa un valor moderado que podría sugerir un pozo que tiene una producción estable, aunque no tan elevada, y de acuerdo con el dato calculado post-fracturamiento es 576 barriles de petróleo diarios, señalando un valor elevado con una productividad y eficiencia superiores.

4.1.3 Curva IPR (Inflow Performance Relationship)

El análisis (IPR), es un instrumento empleado en la industria del petróleo para valorar el desempeño de un pozo en relación con su habilidad para generar petróleo o gas, teniendo en cuenta la relación entre la presión en el fondo del pozo y el flujo de producción, se aplica para lograr una curva de rendimiento que ilustra la variación en la producción de un pozo (en barriles diarios, BPPD) debido a la presión en el fondo del pozo (en libras por pulgada cuadrada, psi). La curva de Efecto de Influencia facilita la comprensión de cómo varía la habilidad del pozo para producir petróleo cuando existen distintas presiones, para lo cual se presentan la curva IPR para el análisis de Estimulación Matricial y Fracturamiento Hidráulico

- Estimulación Matricial

Gráfico 2
Curva IPR Estimulación Matricial



Nota: Adaptado de “Angel Villavicencio, Marcelo Ramos, Edith González” 2025

5.1. Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

1. El uso de ácido para tratar el pozo SCY-52 resultó eficaz para aumentar la producción de petróleo, que era baja debido a daños en la roca circundante. Tras el tratamiento, el pozo produjo 413 barriles de petróleo al día, un aumento de 250 a 413 barriles, lo que representa una mejora del 65 %. Esto se debió a la reducción del daño cerca del pozo, lo que facilitó el flujo del petróleo a través de la roca, cuya permeabilidad pasó de 675,87 md a 1520,7 md. El método consistió en inyectar ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico para disolver obstrucciones como sólidos e incrustaciones. La presión de inyección se controló cuidadosamente para mantenerse por debajo de la presión que podría agrietar la roca. La presión de inyección segura fue de 1148,38 psi, muy inferior a la presión de fractura de 4858,38 psi. En conclusión, el tratamiento ácido reparó el daño, aumentó la productividad del pozo y aumentó las ganancias del pozo SCY-52.
2. La técnica de Fracturamiento Hidráulico en el pozo SCY-52, con objetivo de optimizar la producción de hidrocarburos en la arenisca US, mostro un incremento en la Permeabilidad (mD), Porosidad (%), IP (Índice de Productividad-BBPD/psi) y Caudal de producción (Qo-BPPD), a diferencia de las variables de Presión de fondo fluyente (Pwf-psi) y Daño de la Formación (S) que disminuyeron, así pues, se corrobora que la técnica de Fracturamiento mejoró las producción, teniendo principalmente como referencia el incremento del Caudal de petróleo que paso (Q) de 250 BPPD a 486 BPPD, logrado una eficiencia superior al 95%.
3. Fracturamiento Hidráulico, es un proceso que incrementa la extracción de hidrocarburos mediante la introducción de fluidos a alta presión en formas de baja permeabilidad, como las areniscas intercaladas o lutitas. El proceso comienza con la extracción horizontal de un pozo vertical, seguida de la inducción de una mezcla de agua, arena y aditivos químicos para formar y mantener fracturas en la roca, facilitando así el flujo de gas y petróleo hacia el pozo.
4. El parámetro técnico del daño de formación (Skin), muestra un beneficio neto de la fractura, en el que se incrementa la permeabilidad local y se simplifica el paso de hidrocarburos hacia el pozo. Los valores negativos tras la factura suelen ser señales de éxito, dando que indican que el proceso de fracturamiento ha conseguido mitigar el daño de la formación y optimizar las condiciones de producción.

RECOMENDACIONES

- Conforme al análisis de las técnicas de incremento de producción en el pozo SCY-52, se recomienda que la mejor propuesta para optimizar la producción de petróleo del reservorio Arenisca US es la propuesta de Fracturamiento Hidráulico en relación con la Estimulación Matricial, ya que se tiene una eficiencia superior al 100% en función del caudal de Producción (Q), Permeabilidad y Porosidad.

- Según la información técnica analizada del pozo SCY-52, indica que la presión de reservorio esta influenciada por la inyección del pozo SCY-55I, producto de la recuperación secundaria, por tal razón se recomienda realizar un análisis de potencial de inyección, para de esta forma optimizar la presión del reservorio US.

6.1 Bibliografía

- Baby P. Rivadeneira M., (2016). *La cuenca Oriente: geología y petróleo*. Quito: Editores científicos.
- EP Petroecuador (2025). *Gerencia de Activo Lago Agrio/Libertador. Área de Geociencias, Reservorios, y Operaciones*.
- Chancay A. Rumipamba L. (2007). *Incremento de la producción de Petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de Completaciones Inteligentes: Tesis de Ingeniería en Petróleos. Escuela Politécnica Nacional – Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos*.
- Zapata D. (2019). *Optimización de la producción del campo Libertador – Bloque 57, mediante el re-diseño de sus equipos de bombeo Electrosumergible. Tesis de Ingeniería en Petróleos. Universidad Central Del Ecuador – Facultad de Ingeniería en Geología, Minas Petróleos y Ambiental*.
- Blanco A. (2018). *Manual de operaciones y diseño para fractura hidráulica de pozos de Gas y Petróleo*. Córdoba, Argentina: Editorial Científica Universitaria.
- Islas C. (1991). *Manual de Estimulación de Pozos Petroleros*. México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
- De la Torre I. & Rodríguez S. (1993). *Estimulación Matricial. Tesis de Ingeniería en Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México – Facultad de Ingeniería*.
- Pinedo L. (2023). *Introducción al Fracking*.