

Pregrado

Carrera: TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Asignatura (UIC):

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título en:** TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS

Tema: Mitigación del daño de formación a través de
Acidificación matricial y recañoneo de punzados con cámaras
de vacío en el pozo AGRO-015 del Campo Shushufindi del bloque
57 en el año 2024

Autor/s:

LÍDER EFREN TAMAYO CELI

PEÑALOZA VILLALVA WILLIAM ROLANDO

CHRISTIAN NICOLÁS GUILLEN BAUTISTA

Tutor: ALVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

Fecha: 15 DE AGOSTO 2024





Autor: TAMAYO CELI LÍDER EFREN

Título a obtener: TÉCNOLOGO EN PETROLEOS

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Álvarez Lazo Luis Alfredo

luis.alvarez@ister.edu.ecnomb

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: lider.tamayo@ister.edu.ec

Autor: PEÑALOZA VILLALVA WILLIAM ROLANDO

Título a obtener: TÉCNOLOGO EN PETROLEOS

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Álvarez Lazo Luis Alfredo

luis.alvarez@ister.edu.ec

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: william.penaloza@isteredu.ec



Autor: CHRISTIAN NICOLÁS GUILLEN BAUTISTA

Título a obtener: TÉCNOLOGO EN PETROLEOS

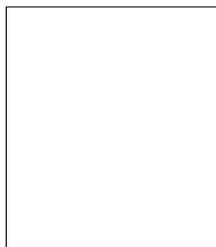
Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Álvarez Lazo Luis Alfredo

luis.alvarez@ister.edu.ec

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Christian.guillen@ister.edu.ec



Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico

Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ –

ECUADOR

(APELLIDOS Y

NOMBRES)

(TEMA DE UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR)

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

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

**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, **CHRISTIAN NICOLAS GUILLEN BAUTISTA** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado : **Mitigación del daño de formación a través de Acidificación matricial y recañoneo de punzados con cámaras de vacío en el pozo AGRO-015 del Campo Shushufindi del bloque 57 en el año 2024** 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,



CHRISTIAN NICOLAS GUILLEN BAUTISTA
C.I.: 1720942489

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

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, **WILLIAM ROLANDO PEÑALOZA VILLALVA** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado : **Mitigación del daño de formación a través de Acidificación matricial y recañoneo de punzados con cámaras de vacío en el pozo AGRO-015 del Campo Shushufindi del bloque 57 en el año 2024** 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,



WILLIAM ROLANDO PEÑALOZA VILLALVA
C.I.: 0201977584

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

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, **LIDER EFREN TAMAYO CELI** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado : **Mitigación del daño de formación a través de Acidificación matricial y recañoneo de punzados con cámaras de vacío en el pozo AGRO-015 del Campo Shushufindi del bloque 57 en el año 2024** 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,



LIDER EFREN TAMAYO CELI
C.I.: 2100140959

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

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR /ES:

LIDER EFREN TAMAYO CELI
WILLIAM ROLANDO PEÑALOZA VILLALVA
CHRISTIAN NICOLAS GUILLEN BAUTISTA

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0991232625
0981194363
0992531367

CORREO ELECTRÓNICO:

lideralejandro@hotmail.com
williampjji@hotmail.com
nicolasguillen10b@hotmail.com

TEMA:

***Mitigación del daño de formación a través de Acidificación matricial y
recañoneo de punzados con cámaras de vacío en el pozo AGRO-015 del
Campo Shushufindi del bloque 57 en el año 2024***

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El pozo AGRO-015 ubicado en el Campo Shushufindi del Bloque 49 producen 345 barriles de fluido por día (bfpd). La problemática que lo afecta es evidenciada por la presencia de escala y migración de finos para lo cual se analiza una muestra de minerales que afectan a la formación "U superior". El análisis del núcleo indica la presencia de un 79% de cuarzo, 3% de siderita, 2% ortoclasa, 3% albita y minerales arcillosos como la illita en 1%, 5% de clorita y 2 % de montmorillonita que generan precipitaciones de igual manera altas concentraciones evidencias una sobre saturación de minerales. Para subsanar la declinación de la producción se realizó una estimulación matricial mediante la inyección de 0,5 barriles por minuto de una solución de KCl al 3%, además de un flujo del 1% KCl 10% de ácido acético por ende a esa solución se acompaña inhibidores, solvente, surfactantes obteniendo un incremento de producción de 255,3 a 630,48 barriles de petróleo completado con REDA MT5A-100DP que opera a una potencia de 86 hp con una velocidad de 3500 rpm y una eficiencia de 60%. Mientras que al simular los re disparos con cámaras de vacío y limpieza con por alcohol isopropílico, acetona, hidróxido de amonio, hexano y ácido cítrico se mitiga en un valor de 6 el factor skin obteniendo una producción de 255,3 a 630,48 barriles de petróleo completados con una bomba REDA MT5A-100DP que opera a una potencia de 85 hp con una velocidad de 3500 rpm y una eficiencia de 60%. Razón por la cual se selecciona realizar una estimulación matricial ya que se obtiene una tasa de petróleo de 630,48 barriles en comparación a los re disparos con limpieza de cámaras de vacío equivalente a 436,6 barriles determinado de este modo un incremento de 194 barriles de petróleo con respecto a los redisparos

PALABRAS CLAVE:

Escala, migración de finos, estimulación, re disparos, sistema electrosumergible.

ABSTRACT:

The AGRO-015 well located in the Shushufindi Field of Block 49 produces 345 barrels of fluid per day (bfpd). The problem that affects it is evidenced by the presence of scale and migration of fines for which a sample of minerals that affect the "Upper U" formation is analyzed. The analysis of the core indicates the presence of 79% quartz, 3% siderite, 2% orthoclase, 3% albite and clay minerals such as illite in 1%, 5% chlorite and 2% montmorillonite that generate precipitations of equal High concentrations thus evidence an oversaturation of minerals. To correct the decline in production, matrix stimulation was carried out by injecting 0.5 bpm of a 3% kCl solution, in addition to a flow of 1% KCl 10% acetic acid, therefore this solution is accompanied by inhibitors. , solvent, surfactants obtaining an increase in production from 255.3 to 630.48 barrels of oil completed with REDA MT5A- 100DP that operates at a power of 86 hp with a speed of 3500 rpm and an efficiency of 60%. While simulating the reshoots with vacuum chambers and cleaning with isopropyl alcohol, acetone, ammonium hydroxide, hexane and citric acid, the skin factor is mitigated by a value of 6, obtaining a production of 255.3 to 630.48 barrels. of oil

completed with a REDA MT5A-100DP pump that operates at a power of 85 hp with a speed of 3500 rpm and an efficiency of 60%. Reason why it is selected to perform a matrix stimulation since an oil rate of 630.48 barrels is obtained compared to the re-shots with cleaning of vacuum chambers equivalent to 436.6 barrels, thus determining an increase of 194 barrels. of oil with respect to refiring

PALABRAS CLAVE:

Scale, fines migration, stimulation, reshoots, ESP

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2
Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

Sres.-
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” de los estudiantes: LIDER EFREN TAMAYO CELI con C.I.: 2100140959, PEÑALOZA VILLALVA WILLIAM ROLANDO con C.I.: y CHRISTIAN NICOLAS GUILLEN BAUTISTA con C.I.: alumnos de la Carrera de TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS.

Atentamente,



Firma del Estudiante
C.I.: 2100140959



Firma del Estudiante
C.I.: 0201977584



Firma del Estudiante
C.I.: 1720942489

SÓLO PARA USO DEL ISTER

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de ...5 %.....; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe ____ / ____ / ____

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

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

DEDICATORIA

El presente trabajo quiero dedicar a Dios por iluminar mi camino, por proporcionarme fortaleza, paciencia y sabiduría en todo el trayecto de formación de mi carrera, igualmente quiero referirme a toda mi familia en especial a mis padres, hermanos, esposa y mis hijos que han sido un gran pilar en mi vida, y todas las palabras de apoyo que me brindaron fueron de gran ayuda para alcanzar este momento tan anhelado, así me regalaron las fuerzas que en muchos momentos me faltaron, y gracias a ellos he logrado mis objetivos.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todos mis maestros que son parte del Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui, ya que con paciencia y sabiduría me encaminaron hasta este momento, y fueron de gran aporte para mi formación académica. Como también, a todos aquellos que participaron en esta investigación, por su tiempo y colaboración ya que me abrieron las puertas para proveerme de información que ha sido de relevancia y con ello enriquecerme como profesional.

Resumen:

El pozo AGRO-015 ubicado en el Campo Shushufindi del Bloque 49 producen 345 barriles de fluido por día(bfpd). La problemática que lo afecta es evidenciada por la presencia de escala y migración de finos para lo cual se analiza una muestra de minerales que afectan a la formación “U superior”. El análisis del núcleo indica la presencia de un 79% de cuarzo, 3% de siderita, 2% ortoclasa, 3% albita y minerales arcillosos como la illita en 1%, 5% de clorita y 2 % de montmorillonita que generan precipitaciones de igual manera altas concentraciones evidencias una sobre saturación de minerales. Para subsanar la declinación de la producción se realizó una estimulación matricial mediante la inyección de 0,5 barriles por minuto de una solución de KCl al 3%, además de un flujo del 1% KCl 10% de ácido acético por ende a esa solución se acompaña inhibidores, solvente, surfactantes obteniendo un incremento de producción de 255, 3 a 630,48 barriles de petróleo completado con REDA MT5A-100DP que opera a una potencia de 86 hp con una velocidad de 3500 rpm y una eficiencia de 60%. Mientras que al simular los re disparos con cámaras de vacío y limpieza con por alcohol isopropílico, acetona, hidróxido de amonio, hexano y ácido cítrico se mitiga en un valor de 6 el factor skin obteniendo una producción de 255,3 a 630,48 barriles de petróleo completados con una bomba REDA MT5A-100DP que opera a una potencia de 85 hp con una velocidad de 3500 rpm y una eficiencia de 60%. Razón por la cual se selecciona realizar una estimulación matricial ya que se obtiene una tasa de petróleo de 630,48 barriles en comparación a los re disparos con limpieza de cámaras de vacío equivalente a 436,6 barriles determinado de este modo un incremento de 194 barriles de petróleo con respecto a los redisparos

Palabras clave: Escala, migración de finos, estimulación, re disparos, sistema electrosumergible.

Abstract

The AGRO-015 well located in the Shushufindi Field of Block 49 produces 345 barrels of fluid per day (bfpd). The problem that affects it is evidenced by the presence of scale and migration of fines for which a sample of minerals that affect the “Upper U” formation is analyzed. The analysis of the core indicates the presence of 79% quartz, 3% siderite, 2% orthoclase, 3% albite and clay minerals such as illite in 1%, 5% chlorite and 2% montmorillonite that generate precipitations of equal High concentrations thus evidence an oversaturation of minerals. To correct the decline in production, matrix stimulation was carried out by injecting 0.5 bpm of a 3% KCl solution, in addition to a flow of 1% KCl 10% acetic acid, therefore this solution is accompanied by inhibitors. , solvent, surfactants obtaining an increase in production from 255.3 to 630.48 barrels of oil completed with REDA MT5A-100DP that operates at a power of 86 hp with a speed of 3500 rpm and an efficiency of 60%. While simulating the reshoots with vacuum chambers and cleaning with isopropyl alcohol, acetone, ammonium hydroxide, hexane and citric acid, the skin factor is mitigated by a value of 6, obtaining a production of 255.3 to 630.48 barrels. of oil completed with a REDA MT5A-100DP pump that operates at a power of 85 hp with a speed of 3500 rpm and an efficiency of 60%. Reason why it is selected to perform a matrix stimulation since an oil rate of 630.48 barrels is obtained compared to the re-shots with cleaning of vacuum chambers equivalent to 436.6 barrels, thus determining an increase of 194 barrels. of oil with respect to refiring

Keywords: Scale, fines migration, stimulation, reshoots, ESP.

Índice de contenido:

CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Planteamiento del problema.....	2
Problema científico.....	2
Preguntas científicas o directrices	3
Objetivo general	3
Objetivos específicos	3
Justificación.....	4
CAPÍTULO II.....	5
MARCO TEÓRICO	5
Ubicación del Campo.....	5
Geología estructural.....	5
Formaciones Productoras.....	6
Registros eléctricos	6
Problemas mecánicos de los pozos.....	7
Problemas en los reservorios.....	8
Daño de formación	8
Origen del daño	8
Efectos del factor skin.....	9

Variables que disminuyen la producción de hidrocarburos	10
Caracterización del daño de formación.....	11
Descripción del daño de formación	12
Problemas en el reservorio	12
Disparos o Cañoneo	12
Saturación e hinchamiento de arcillas.....	13
Presencia de Escala.....	14
Migración de finos	14
Estimulación matricial	15
Método de estimulación	16
Propósitos.....	16
Aplicación de la técnica	17
Curva de Oferta IPR	19
Análisis Nodal	19
Sistema de levantamiento artificial Electrosumergible	20
Curva de declinación	22
CAPÍTULO III.....	23
METODOLOGÍA	23
Tipo de Investigación	23
Diseño de investigación.....	23
Selección de muestra.....	23
Recolección de datos	23

Instrumentos.....	24
Análisis de Datos.....	24
Caracterización del pozo AGRO-015.....	24
Completación del pozo	24
Registro eléctrico.....	24
Volumen arcilloso	25
Histórico de producción POZO AGRO-015.....	25
IPR pozo AGRO-015.....	26
Estimulación matricial.....	27
Pruebas de laboratorio	27
Pruebas de Dispersión.....	28
Prueba de Mojabilidad	28
Intercambio catiónico de arcillas	29
Retorno de permeabilidad	29
Selección del químico de estimulación matricial	30
Sistema de producción electro sumergible.....	31
Cálculo de la nueva IPR.....	31
Parámetros de operación	31
Propiedades de la bomba	32
Producción del pozo	33
Declinación de los fluidos.....	34
Redisparos con cámaras de vacío	35

Simulación de re disparos	35
Tipo de carga.....	35
Presiones	37
Cámara de vacío.....	37
Equipamiento.....	37
Preparación del pozo.....	37
Creación del vacío	38
Recañoneo o perforación	38
Extracción.....	38
Instalación de la cámara de vacío	38
Limpieza de Punzados	39
Daño de formación	40
Sistema de producción electro sumergible	40
Cálculo de la nueva IPR.....	40
Parámetros de operación	41
Propiedades de la bomba	42
Producción del pozo	43
Declinación de los fluidos	43
CAPÍTULO IV.....	45
PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO	45
Análisis Técnico	45
Estrategia seleccionada.....	46

CAPITULO V	47
MITIGACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN A TRAVÉS DE ACIDIFICACIÓN	
MATRICIAL Y RECAÑONEO DE PUNZADOS CON CÁMARAS DE VACÍO EN EL POZO	
AGRO-015 DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL BLOQUE 57 EN EL AÑO 2024.....	47
Conclusiones	47
Recomendaciones	49
Bibliografía	51

Índice de Figuras

Figura 1 Ubicación del Campo	5
Figura 2 Registro eléctrico magnético	7
Figura 3 Formación dañada	8
Figura 4 Caracterización del daño	11
Figura 5 Daño por cañoneo	13
Figura 6 Hinchazón de arcillas	14
Figura 7 Equipos bullheading	16
Figura 8 Presiones máximas bullheading	17
Figura 9 Presión bajo balance bullheading	18
Figura 10 Presión de fractura bullheading	18
Figura 11 Curva de oferta IPR	19
Figura 12 Análisis Nodal	20
Figura 13 Sistema Electrosumergible	21
Figura 14 Registro eléctrico	25
Figura 15 Histórico de producción	26
Figura 16 IPR actual AGRO-015	26

Figura 17 IPR post estimulación	31
Figura 18 Equipo REDA D1050N	33
Figura 19 Capacidad de producción	33
Figura 20 Declinación pozo AGRO-015	34
Figura 21 Centralización de los disparos	35
Figura 22 6 disparos por pie max force	36
Figura 23 Presión ejercida max force	37
Figura 24 Instalación cámara de vacío	39
Figura 25 IPR redisparos cámaras de vacío	41
Figura 26 Equipo REDA D1050N	42
Figura 27 Capacidad de producción	43
Figura 28 Declinación pozo AGRO-015 Redisparos+ cámara de vacío	44
Figura 29 Ipr de producción total AGRO-015	46

Índice de tablas

Tabla 1 Descripción del daño de formación	12
Tabla 2 Área superficial de partículas arcillosas.....	15
Tabla 3 Porcentaje arcilloso.....	25
Tabla 4 Porcentaje mineralógico.....	27
Tabla 5 Características del reservorio.....	28
Tabla 6 Propiedades dispersantes.....	28
Tabla 7 Variación de viscosidad	29
Tabla 8 Intercambio catiónico.....	29
Tabla 9 Variación de permeabilidad.....	30
Tabla 10 Selección del químico de estimulación	30
Tabla 11 Condiciones de operación	32
Tabla 12 Parámetros de la bomba	32
Tabla 13 Caracterización de los disparos.....	36
Tabla 14 Daño de formación.....	40
Tabla 15 Condiciones de operación	41
Tabla 16 Parámetros de la bomba	42
Tabla 17 Estrategia seleccionada.....	46

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El Campo Shushufindi-Aguarico está localizado a 250 kilómetros (km) al este de Quito. Es el campo que contiene la mayor parte de las reservas probadas del país. El Campo está ubicado en la cuenca Amazónica. Dentro del Bloque 49 se encuentran 3 campos productores, Shushufindi, Drago y Aguarico. (Barragan, 2016)

Estructuralmente el Campo Shushufindi - Aguarico, pertenece a la formación Napo inferior y produce hidrocarburos de las areniscas cretácicas “U” “T”. Está orientado en la dirección norte-sur, con aproximadamente 35 kilómetros de largo con 7 kilómetros de ancho, lo que cubre un área de unos 200 kilómetros cuadrados. Actualmente la producción de los pozos AGRA-015 SHSAC-230 y SHSW-197 posee una equivalencia de 767 barriles de fluido por día (bfpd) con un porcentaje agua sedimentos (bsw) del 30%. La producción de los pozos mencionados tiende a reducirse por problemas que se encuentran en la cara de formación como lo es la presencia de escala, aumentando de manera progresiva el daño de formación de cada pozo. (Berveo, 2009)

Para evitar este tipo de inconveniente se da prioridad a la implementación de distintas técnicas de estimulación matricial como el bullheading que permite bombear de manera forzada desarrollando una estimulación acida que permite que a mayor presión permitida por el límite de presión de fractura eliminando el daño de formación por taponamiento de material mineralógico. (William, 2013)

La técnica planteada se desarrolla durante cada capítulo, describiendo la problemática en el uno mientras que en el capítulo dos se sitúa el análisis bibliográfico con la finalidad de aplicar la metodología y simulación del software que permita identificar la geometría de la fractura.

Finalmente, en el capítulo cuatro se desarrollará el escenario de rentabilidad del proyecto con un análisis técnico económico.

Planteamiento del problema

La producción de hidrocarburos de los pozos AGRA-015 SHSAC-230 y SHSW-197 se ve afectado por la presencia de escala incrementando el daño de formación en cada uno de ellos como la precipitación que generan feldespatos, la presencia de minerales como la ilita, caolinita que produce migración de finos e intercambio iónico en el caso de la presencia de caolinita esta se dispersa en agua fresca y causa conificación. Al producir de formaciones que poseen bajas concentraciones en partes por millón de salmuera razón por la cual minerales como la esméctica, arcilla mixta, zeolita y mica que generan un intercambio de iones que derivan a un hinchamiento en agua dulce. La interacción entre fluidos desencadena varios mecanismos de daño como bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos solidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas u orgánicos por incompatibilidad entre fluidos inyectados con los hidrocarburos. De igual manera se analiza los distintos microorganismos presentes en la fase acuosa de los fluidos de tratamiento o en el agua de inyección, como son bacterias, que generan taponamiento de la formación y líneas de conducción o una corrosión seria en los equipos y tubería. La afectación de cada problemática dada se fundamenta en el daño de formación existente en la vecindad del pozo.

Problema científico

¿ Cuáles son los problemas de la formación que declinan la producción en el pozo AGRO-015 del Campo Shushufindi ?

Preguntas científicas o directrices

¿Cuáles son los efectos que produce la presencia de escala y migración de finos en la formación?

¿Qué es la técnica de re disparos con cámara de vacío?

¿Cuáles son los problemas que ocasionan en el reservorio el daño de formación ?

¿Qué tanto es el incremento de producción al aplicar la estimulación matricial por ácido?

¿Cuáles son los factores que afectan el reservorio disminuyendo la permeabilidad en el espacio poroso?

¿Cómo influye la inyección de químicos en la reducción del daño de formación ?

¿Qué tipo de técnicas se aplicarán para remover el daño de formación?

¿Cuáles son las causas de tener un precipitado e hinchamiento de minerales arcillosos?

¿En qué tiempo se registrarán los intervalos de bombeo sin fracturar la formación ?

¿Cuál es la importancia de realizar la estimulación de hidrocarburos por el método de estimulación y re disparos?

Objetivo general

- Evaluar técnicamente la aplicación de la estimulación matricial y re disparos con cámaras de vacío para mitigar el daño de formación en el pozo AGRO-015 del Campo Shushufindi en el año 2024.

Objetivos específicos

- Diagnosticar las problemáticas existentes de baja producción de hidrocarburos en los el pozo AGRO-015.
- Determinar la producción de hidrocarburos al aplicar una estimulación matricial por medio de un agente ácido compatible en la formación.

- Determinar la tasa de petróleo al aplicar redisparos con una limpieza de punzados por medio de cámaras.
- Analizar técnicamente la propuesta seleccionada para el incremento de producción en el pozo.

Justificación.

La presente investigación se realiza para que se logre un incremento de producción optimización de hidrocarburos de los pozos AGRA-015 SHSAC-230 y SHSW-197 ya que al tener un alto potencial de recuperación por medio de la estimulación matricial por bullhealding se logra aumentar el Draw Down obteniendo una mayor recuperación de los fluidos. Por esta razón se busca evaluar la aplicación de esta técnica que sustente la parte técnica y económica para su aplicación monitoreando periódicamente los valores de presión que experimenta la tubería por el fluido utilizado desde casing tubing.

De igual manera es de vital importancia ya que permite manejar altos valores de producción resolviendo problemas de taponamiento y migración de finos por minerales por medio de un fluido químicamente constituido. Cabe recalcar que el proyecto se genera un incremento de recursos económicos pues al extraer de manera controlada los fluidos del pozo se analiza el beneficio costo de implementar este nuevo sistema de estimulación

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

Ubicación del Campo

El Campo Shushufindi-Aguarico está localizado a 250 kilómetros (km) al este de Quito. Es el campo que contiene la mayor parte de las reservas probadas del país. El Campo está ubicado en la cuenca Amazónica. Dentro del Bloque 49 se encuentran 3 campos productores, Shushufindi, Drago y Aguarico. (Barragan, 2016) cómo se indica en la ilustración 1.

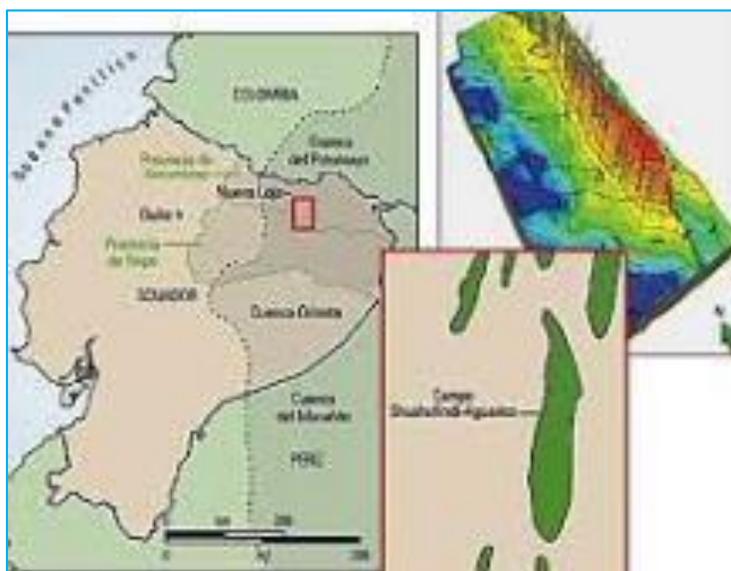


Figura 1 Ubicación del Campo

Geología estructural

Estructuralmente el Campo Shushufindi - Aguarico, pertenece a la formación Napo inferior y produce hidrocarburos de las areniscas cretácicas “U” “T”. Está orientado en la dirección norte-sur, con aproximadamente 35 kilómetros de largo con 7 kilómetros de ancho, lo que cubre un área de unos 200 kilómetros cuadrados. (Berveo, 2009)

Formaciones Productoras

Las formaciones productoras de petróleo son capas geológicas subterráneas donde se acumula y almacena petróleo, y desde las cuales puede ser extraído. Estas formaciones son desarrolladas por medio de un proceso geológico que han ocurrido durante grandes periodos de años y tienen ciertas características que permiten la acumulación y retención de petróleo. Identificar y explotar estas formaciones implica técnicas avanzadas de geología, geofísica e ingeniería de petróleo para asegurar la extracción eficiente y segura de los recursos. Además, el conocimiento de estas formaciones ayuda a entender mejor la geología del subsuelo y a evaluar el potencial de nuevas reservas.. (Schlumberger, 2019)

Registros eléctricos

Los registros eléctricos en un pozo son herramientas fundamentales utilizadas para obtener información detallada sobre las formaciones geológicas que se encuentran a lo largo del pozo perforado. Estos registros ayudan a los geólogos y a los ingenieros de petróleo a entender las características del subsuelo y a tomar decisiones informadas sobre la determinación de nuevas zonas saturadas de hidrocarburos

Con mediciones continuas realizadas a lo largo del pozo mediante la utilización de instrumentos especiales que se bajan al pozo. Estos instrumentos miden varias características químicas y físicas de las rocas en los fluidos presentes.

Durante la perforación, se baja una herramienta de registro que mide la resistividad del reservorio. Los datos muestran una zona con baja resistividad, lo que indica la presencia de agua, y otra zona con alta resistividad, sugiriendo la presencia de petróleo.

Con esta información, los ingenieros pueden decidir perforar más profundamente para alcanzar y evaluar completamente la zona productora de petróleos registros eléctricos son

Problemas en los reservorios

Para la implementación de la técnica de estimulación por medio de núcleos se evalúa la litología evidenciando presencia de areniscas o carbonato con la finalidad de determinar el daño de formación con valores del factor skin mayores a 4. Si posee este daño se realizará una prueba de presión transitoria con datos del reservorio determinando así la variación de la tasa de producción real y teórica. Entonces para poder realizar la estimulación se sigue una proporción establecida en ingeniería de producción propuesta que se debe realizar estimulación cuando la producción sea menor a 75% del valor teórico.

Daño de formación

Reducir la capacidad de flujo de fluidos desde el reservorio al pozo debido a la disminución de la permeabilidad de tipo relativa a lo largo del reservorio en la imagen se puede observar los problemas de una formación virgen y dañada en la figura número 3. (Comina, 2018)



Figura 3 Formación dañada

Origen del daño

La existencia de daño en la formación se suscita por varias actividades que se realizan durante los distintos procesos de la extracción de hidrocarburos como son:

- Perforación

- Cementación
- Cañoneo
- Empaquetamiento
- Reacondicionamiento
- Estimulación
- Producción

Efectos del factor skin

Claramente se suscita en la reducción de producción que existe en la cercanía del pozo cuando las caídas de presión son de manera abrupta, dando como resultado tasas de producción de hidrocarburos muy bajas impidiendo que exista un flujo normal y muy aparatoso al trasladarse por los canales permeables, disminuyendo de manera directamente proporcional la tortuosidad de la formación.

A continuación, se estima el caudal por medio de la ecuación de flujo donde tiende a variar al modificar el daño de formación

$$Q = \frac{k \cdot h (P_e - P_{wf})}{141.2 B_o U_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Donde:

q	=	Caudal de petróleo en BPPD.
P_e	=	Presión de cabeza en psi.
P_{wf}	=	Presión de fondo fluente en psi.
k	=	Permeabilidad en md.
h	=	espesor del reservorio en pies.
B_o	=	Factor volumétrico en Bls / STB.
r_e	=	Radio de drenaje en pies.
r_w	=	Radio del pozo en pies.
s	=	Daño
u_o	=	Viscosidad del petróleo.

Variables que disminuyen la producción de hidrocarburos

A continuación, se detalla las variables que se ven afectadas al existir cambios:

- La permeabilidad al reducirse desencadena cambios de mojabilidad donde se sugiere realizar una estimulación acida.
- Al existir viscosidades altas se debe tener en cuenta un control de agua y emulsiones para ello se sugiere realizar una inyección de vapor.
- Cuando el análisis del espesor de la formación por medio de registros eléctricos no fue calculado de manera correcta se sugiere realizar un recañoneo o plantearse un pozo desviado.
- Cuando la relación del radio del pozo y de drenaje no posee las proporciones ideales se debe aplicar un pozo horizontal que deriva a un posible fracturamiento.
- Finalmente, cuando se tiene un factor skin mayor a cero se evalúa el daño ocasionado y su remoción se logra con la estimulación matricial y en casos donde el daño es severo es aconsejable realizar un fracturamiento hidráulico

Para el cálculo del daño de formación se puede realizar por medio de la ecuación de Hawkins que expresa y se fundamenta en la permeabilidad y el espesor de la zona que presenta daños.

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Donde

K_s = representa la permeabilidad

r_s = Penetración del daño

Caracterización del daño de formación

La presente imagen 4 indica una escala que relaciona la escala, depósitos orgánicos, emulsiones en cada fase del pozo desde la tubería, el empaque, perforaciones y formaciones.

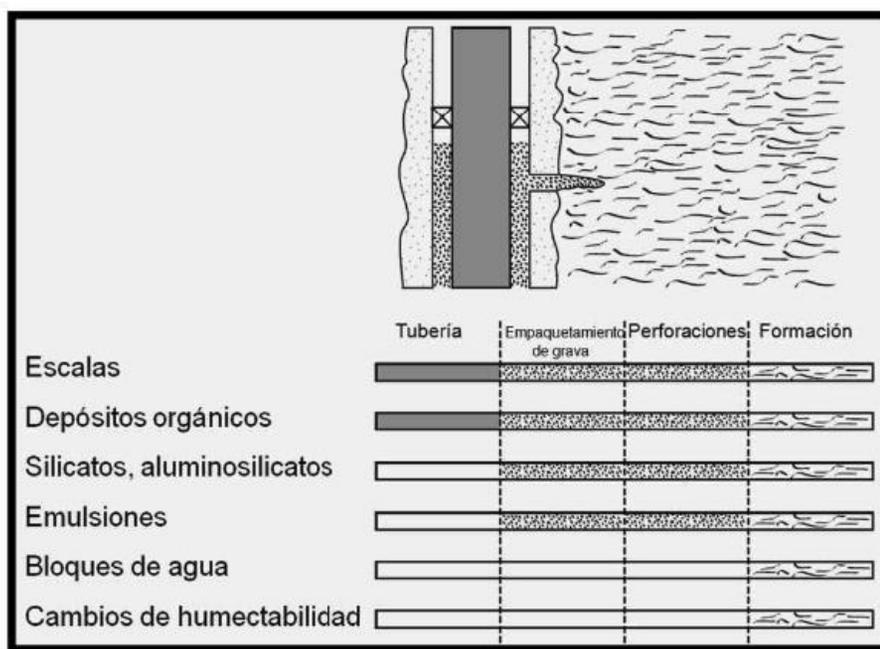


Figura 4 Caracterización del daño

Descripción del daño de formación

El daño se puede caracterizar por la siguiente tabla 1 que indica un daño por bloque de agua, escalas, hinchamiento de minerales arcillosos, depósitos orgánicos y mixtos, variación en la mojabilidad, cañoneo y incompatibilidad de los fluidos de perforación .

Tabla 1 Descripción del daño de formación

Bloque de agua
Escalas
Hinchamiento de minerales arcillosos
Depósitos orgánicos y mixtos
Alteraciones en la mojabilidad
Fluido de perforación
Cañoneo

Problemas en el reservorio

Disparos o Cañoneo

Durante los disparos que se realizan en los reservorios existen varias variables que son limitantes para que exista un gran daño de formación entre ellas constan

Alta porosidad

Permeabilidad

Poca consolidación de la roca

Operación cañoneo

Para disminuir el daño de formación al realizar el cañoneo se debe tener una presión hidrostática menor a la del yacimiento con la finalidad de evitar una reducción significativa de la permeabilidad y un taponamiento de los poros que se debe por el tipo de disparos y el fluido de

control que se utiliza. En la imagen 5 se puede observar los efectos del tipo de cañoneo.

(production, 2018)

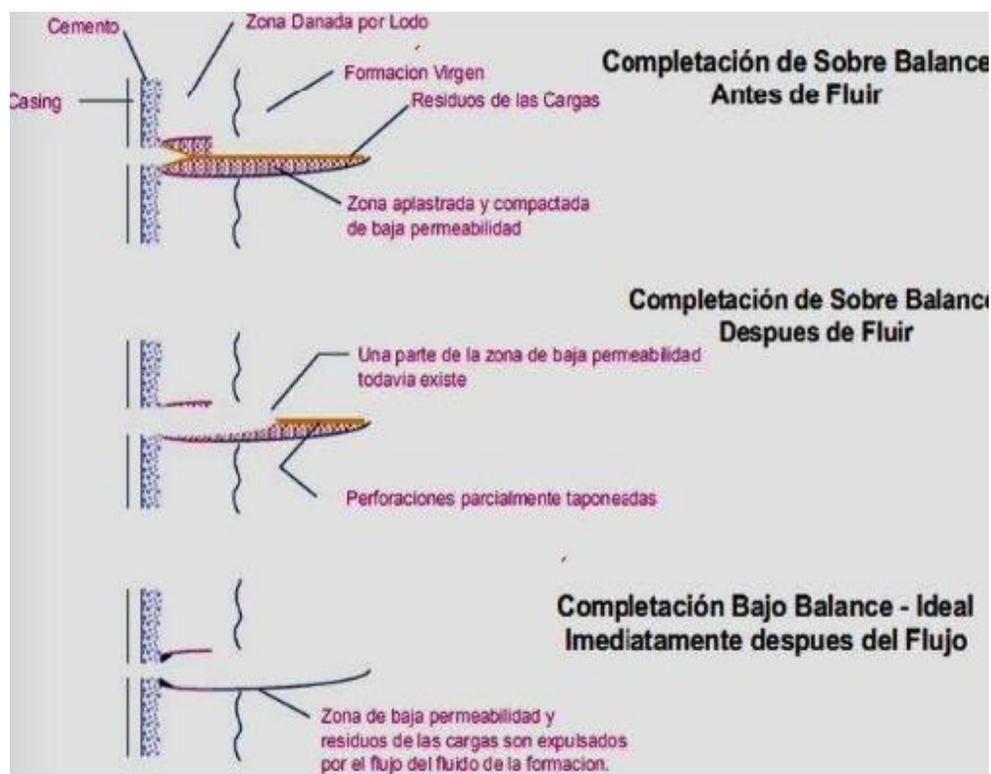


Figura 5 Daño por cañoneo

Saturación e hinchamiento de arcillas

Un incremento de saturación de agua de minerales arcillosos se da por la presencia de altas concentraciones de salmuera donde la salinidad es un pilar fundamental que ayuda a que exista una precipitación y por ende un hinchamiento de las mismas. La relación de incremento y obstrucción del espacio poroso durante un reservorio saturado de hidrocarburos se da por la reacción con el agua de formación. En la imagen 6 se puede observar una fotomicrograma de la esméctica un tipo de arcilla saturada e hinchada. (Carvajal, 2003)

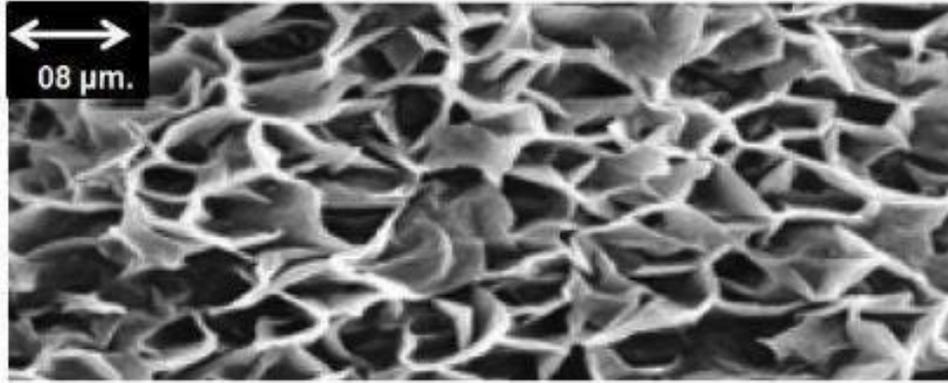


Figura 6 Hinchazón de arcillas

Presencia de Escala

Dentro de la escala formada por carbonato de calcio se presenta cuando se reduce la presión de agua rica en calcio y iones de bicarbonato. Mientras que el sulfato de calcio es la escala que más se presenta en la producción de hidrocarburos. El sulfato de bario es poco común pero la remoción es muy complicada razón por la cual genera una problemática muy amplia. La escala de hierro se encuentra en aquellos pozos que poseen sulfuro de hierro con facilidad de precipitar carbonatos. Por tanto, la escala de cloruro se produce al precipitar por bajas temperaturas o por evaporación. (Carrillo, 2016)

Migración de finos

Cuando existe un taponamiento por finos quiere decir que existe una obstrucción de partículas minerales con un tamaño de 4 a 64 micras las cuales no permiten que exista un flujo de fluidos desde la formación hasta el pozo productor, disminuyendo de manera paulatina la tortuosidad y permeabilidad de la formación la tabla 2 que se presenta a continuación detalla (Gonzalez, 2015)

Tabla 2 Área superficial de partículas arcillosas

MINERALOGÍA DE LA PARTÍCULA	PRINCIPALES COMPONENTES	ÁREA DE SUPERFICIE (micras²/g)
Cuarzo	Si, O	0.000015
Caolinita	Al, Si, O, H	22
Clorita	Mg, Fe, Al, Si, O, H	60
Illita	K, Al, Si, O, H	113
Esmectita	Na, Mg, Ca, Al, Si, O, H	82

Estimulación matricial

Es una técnica que remueve el daño de formación presente para ello se necesita un tratamiento correcto que cumpla con la siguiente información.

- Características de la formación
- Tipo de daño
- Compatibilidad de los fluidos
- Limitaciones mecánicas del pozo
- Tiempo de contacto del tratamiento
- Contaminantes
- Presión
- Temperatura
- Solubilidad
- Propiedades petrofísicas del reservorio
- Fluidos disponibles

Método de estimulación

El método de estimulación "bullheading" es una técnica utilizada en el reacondicionamiento de pozos para inyectar fluidos de estimulación directamente en la formación del pozo. Es un proceso de inyección forzada en el que los fluidos se introducen a alta presión sin necesidad de utilizar técnicas de aislamiento zonal, como los tapones o las herramientas de completación específicas. Este método se emplea para limpiar el pozo, estimular la producción y resolver problemas de flujo.

Propósitos

Eliminar Bloqueos: Ayuda a eliminar bloqueos en el pozo causados por lodos de perforación, sedimentos o residuos de producción.

Estimulación del Yacimiento: Incrementa la permeabilidad del yacimiento, mejorando el flujo de petróleo o gas hacia el pozo.

Control de Pozo: En situaciones de emergencia, puede ser utilizado para controlar un pozo que ha comenzado a fluir de manera descontrolada, empujando los fluidos hacia abajo. La figura 7 indica el accionar de esta técnica. (Tecpetrol, 2017)



Figura 7 Equipos bullheading

Aplicación de la técnica

A continuación, se analiza la interpretación de la inyección por bullheading en la figura. Si la presión excede la línea de color rojo esta se romperá ya que es una presión máxima de soporte

Un excelente indicador es aquellos valores de presión que se encuentran por debajo de la línea azul ya que se actúa bajo balance durante la operación de estimulación.

Mientras que al realizar una inyección forzosa a la formación en el intervalo propuesto se opera en zona de operación seguro que no provocara sobre presiones Tal como indica la figura 8. (Madrid, Portal del Petróleo, 2010)

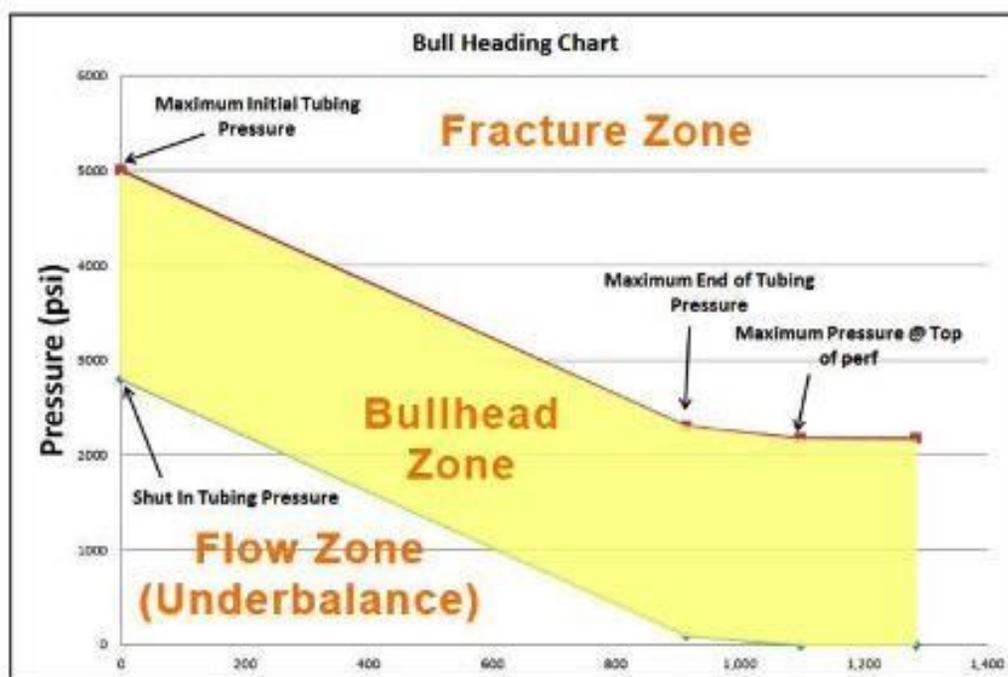


Figura 8 Presiones máximas bullheading

Las condiciones ideales de operaciones se darán dentro de la zona de bullheading . Tal como indica la ilustración 9.

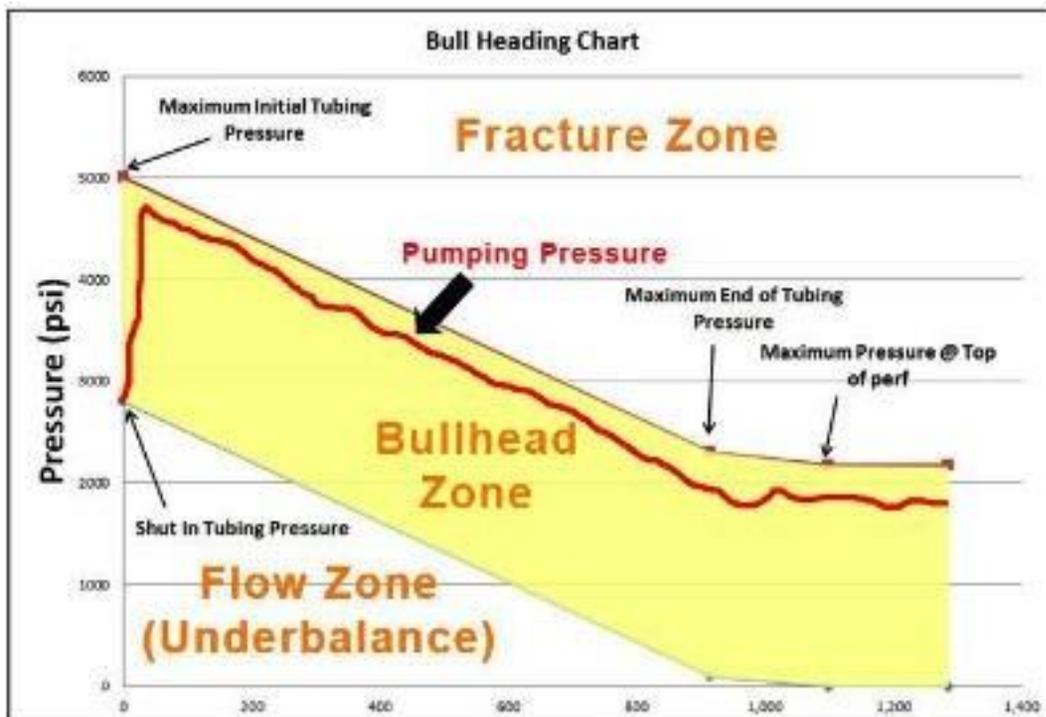


Figura 9 Presión bajo balance bullheading

Se debe ser cauto al no sobrepasarla presión a bombear el fluido ya que puede desencadenar una fractura en la formación no controlada. Tal como indica la ilustración 10.

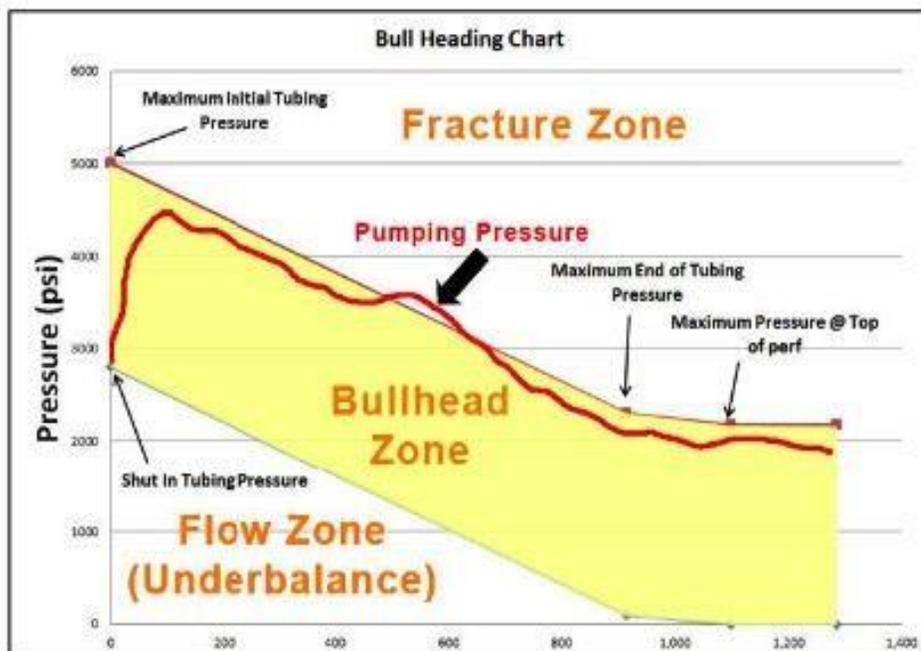


Figura 10 Presión de fractura bullheading

Curva de Oferta IPR

La curva de oferta IPR al producirse varias arenas suele ser una combinación de varios aportes siempre y cuando tengan el mismo mecanismo de empuje. Donde se relaciona un gráfico que muestra el cambio de la p_{wf} ente y la tasa de fluido de producción con el objetivo de determinar el (IP) índice de productividad. La ilustración 11 indica el comportamiento de varias IPR en función de las arenas de aporte. (Aguilar, 2018)

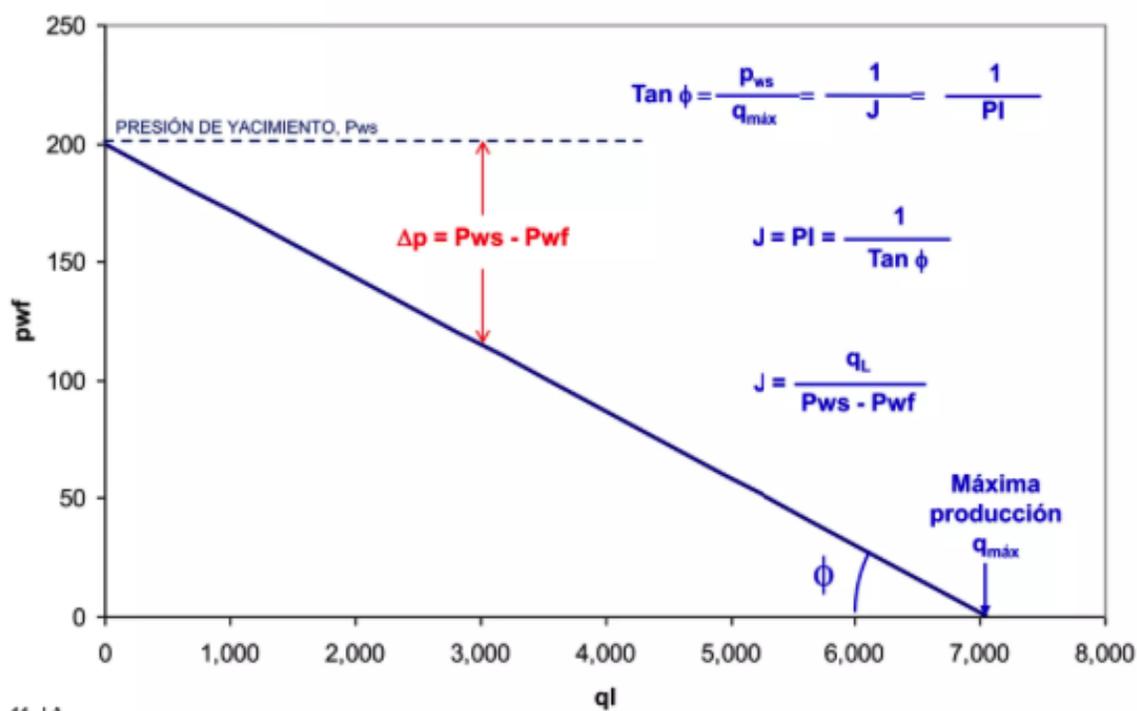


Figura 11 Curva de oferta IPR

Análisis Nodal

Para la determinación del caudal óptimo que se tiene en superficie se realizara un análisis nodal con el nodo en superficie para realizar una comparación de la producción de fluidos post estimulación en los pozos seleccionados. Para ello se debe realizar un diagrama donde se estipulen la curva de producción IPR y la curva de levantamiento VPL la cual considera las pérdidas que se dan a lo largo de la tubería y líneas de flujo por medio de correlaciones empíricas

que toman en cuenta variables como la razón de solubilidad, la viscosidad, gravedad específica, presión volumen y temperatura a diferentes alturas.

Con el caudal obtenido se selecciona el sistema de levantamiento artificial que permita levantar los fluidos a una cierta profundidad hacia la superficie. La imagen 12 indica la relación de las curvas de oferta IPR Y VPL. (Montes, 2021)

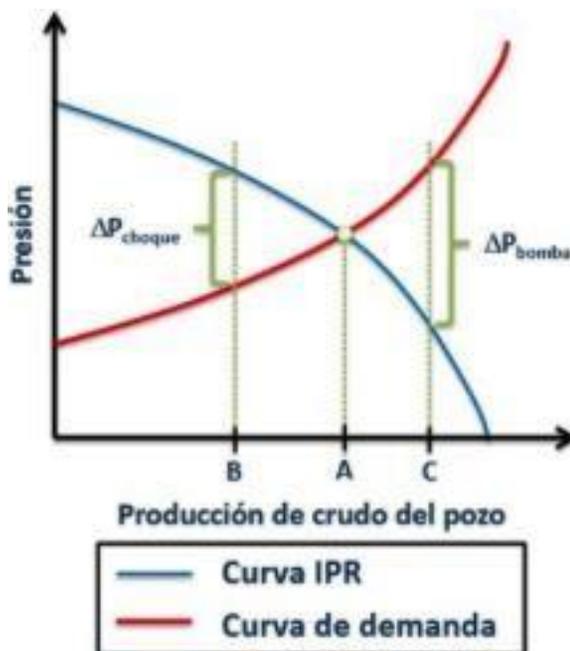


Figura 12 Análisis Nodal

Sistema de levantamiento artificial Electrosumergible

El sistema electro-sumergible (ESP) es una tecnología avanzada usada en el área de producción para aumentar la producción en pozos con baja presión de yacimiento. Este sistema se compone de una bomba centrífuga multietapa, un motor eléctrico sumergible, un protector de motor, y un cable de potencia. La bomba, accionada por el motor, incrementa la presión del fluido del yacimiento, facilitando su ascenso a la superficie. El motor eléctrico, diseñado para funcionar bajo condiciones extremas, está protegido contra la entrada de fluidos mediante el protector. Un cable de potencia suministra la electricidad necesaria desde la superficie al motor.

Este sistema es adecuado para pozos profundos y de alta producción, y su instalación permite mantener una producción eficiente y constante, optimizando la recuperación de hidrocarburos y prolongando la vida útil del pozo. La ilustración 13 indica sus componentes.. (Arismendi, 2007)

Sus componentes principales incluyen:

Bomba Centrífuga Multietapa: Incrementa la presión del fluido para elevarlo a la superficie.

Motor Eléctrico Sumergible: Acciona la bomba y está diseñado para operar bajo condiciones extremas.

Protector de Motor: Previene la entrada de fluidos al motor.

Cable de Potencia: Suministra electricidad desde la superficie al motor.

El ESP es ideal para pozos profundos y de alta producción, asegurando una extracción eficiente y constante de hidrocarburos.

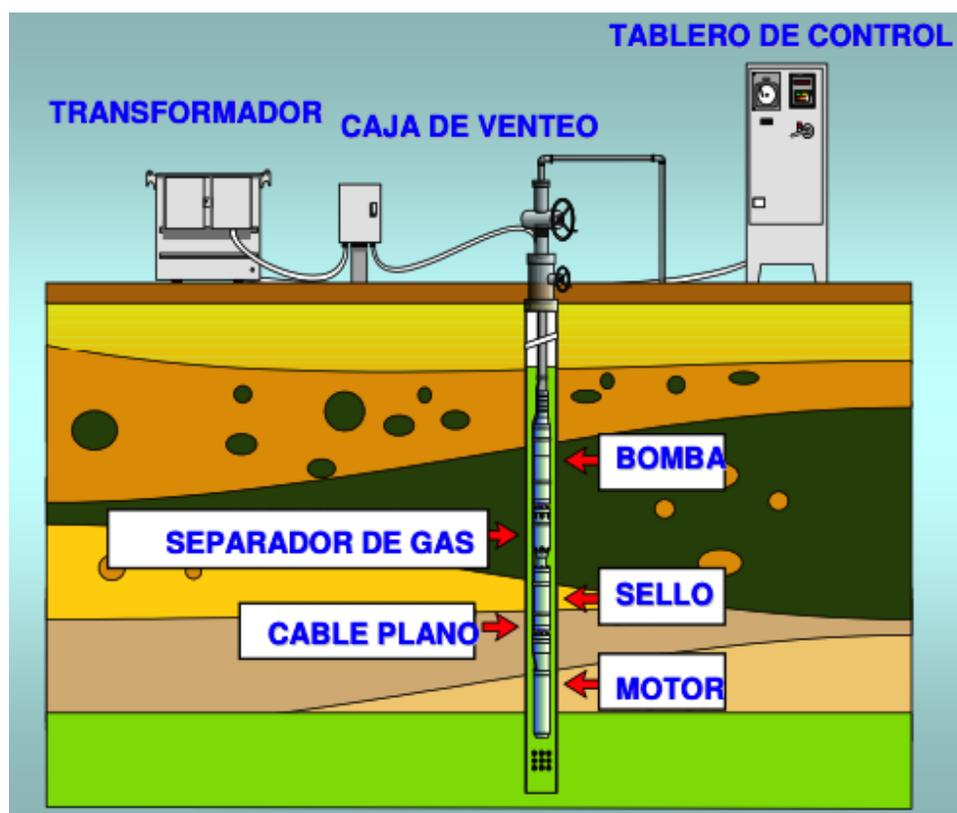


Figura 13 Sistema Electrosumergible

Curva de declinación

La curva de declinación exponencial es una metodología clave en la ingeniería de petróleo para prever la producción futura y planificar la explotación de yacimientos de manera eficiente. Esta curva asume que la tasa de producción decrece de manera exponencial, lo que significa que la producción disminuye a una tasa constante en porcentaje cada año

. (Madrid, 2024)

q_t : Tasa de producción en el tiempo t .

q_i : Tasa inicial de producción.

D : Tasa de declinación.

t : Tiempo.

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)}$$

Simplificación: Facilita la previsión de la producción futura y la estimación de reservas recuperables.

Aplicabilidad: Ideal para pozos con declinación estable y madura producción.

Limitaciones: Menos precisa para yacimientos con tasas de declinación variables o influenciados por factores externos como la inyección de agua o gas.

Ventajas

Simplicidad: Fácil de aplicar y entender.

Utilidad: Herramienta esencial para la planificación económica y la gestión de reservas.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

Tipo de Investigación

El incremento de producción del pozo se determinará por medio de una investigación correlacional ya que compara dos técnicas de optimización de producción la estimulación matricial con ácido a una inyección forzada y la limpieza de redisparos con cámaras al vacío.

Diseño de investigación

El diseño presente es de tipo cuantitativo ya que permite determinar la tasa de producción al implementar una técnica de reacondicionamiento optima, para ello la recopilación de la información se basa en l adquisición de los datos reales del pozo con cada intervención realizada durante su vida productiva.

Selección de muestra

El campo Shushufindi será el Universo del presente estudio, mientras que la evaluación se realiza en Aguarico en específico en el pozo AGR0-015 en la cual se desarrollará la limpieza de los redisparos y la estimulación acida.

Recolección de datos

Como fuentes importantes el presente estudio se fijará en la adquisición de registros, eléctricos de los pozos, historiales de producción, estado mecánico de los pozos, propiedades petrofísicas y de fluido. Con la finalidad de determinar el daño de formación al realizar los re disparos y el incremento de permeabilidad en laboratorio al analizar los núcleos. De igual forma se hará énfasis en el análisis de artículos científicos y tesis aplicadas en el Campo en mención para corroborar la información recopilada.

Instrumentos

El instrumento utilizado en la presente investigación es la revisión documentada ya que por medio de documentos existentes se identifica el estado actual del pozo por medio de documentación pública y privada de registros oficiales de las empresas operadoras del Campo Bermejo.

Análisis de Datos

Se determina uno de tipo cuantitativo el cual se efectuá utilizando una matriz de datos del pozo, reservorio, estado mecánico y análisis de producción propiedades petrofísicas.

Caracterización del pozo AGRO-015

Las propiedades petrofísicas, de fluido, completación, registros eléctricos, historiales de producción que servirán para la aplicación de las técnicas evaluadas.

Completación del pozo

Se completa el pozo con tubing clase A L-80 de 9,2 lpp, una bomba DN1750 de 117 etapas con un motor s/465 que genera 240 hp de potencia a una profundidad de 101417 pies y requiere una intensidad eléctrica de 78,6 amperios Los punzados se encuentran a una profundidad de 10744 pies a 10820 pies . Cuenta con un casing de 20”, 13 3/8” a una profundidad de 6108 pies esta información se puede observar en el anexo 1.

Registro eléctrico

La imagen 14 indica la información petrofísica del registro eléctrico donde se produce de la formación “T” Superior en los intervalos desde 10744-10768 pies; 10774-10794; 10807-10820 con un espesor equivalente a 57 pies, cuya porosidad equivale al 14%.

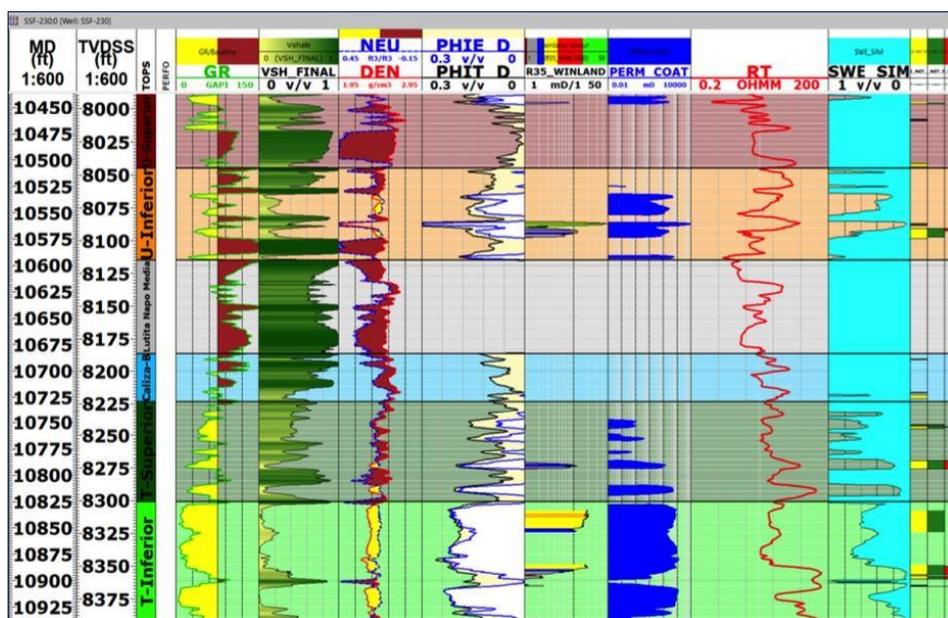


Figura 14 Registro eléctrico

Volumen arcilloso

El volumen arcilloso correspondiente en la formación se indica en la siguiente tabla 3

Tabla 3 Porcentaje arcilloso

Mineral arcilloso	% Arcilla
arcilla hinchable	12
montmorillonita	3,35
Ilita	4
Motmorillonita	14
Caolinita	1,5
Clorita	4

Histórico de producción POZO AGRO-015

La tasa de producción en la figura 15 del pozo en mención tiene una tasa de petróleo de 408 barriles con un porcentaje de sedimentos y agua del 26% y una equivalencia en fluidos igual a 550 barriles.

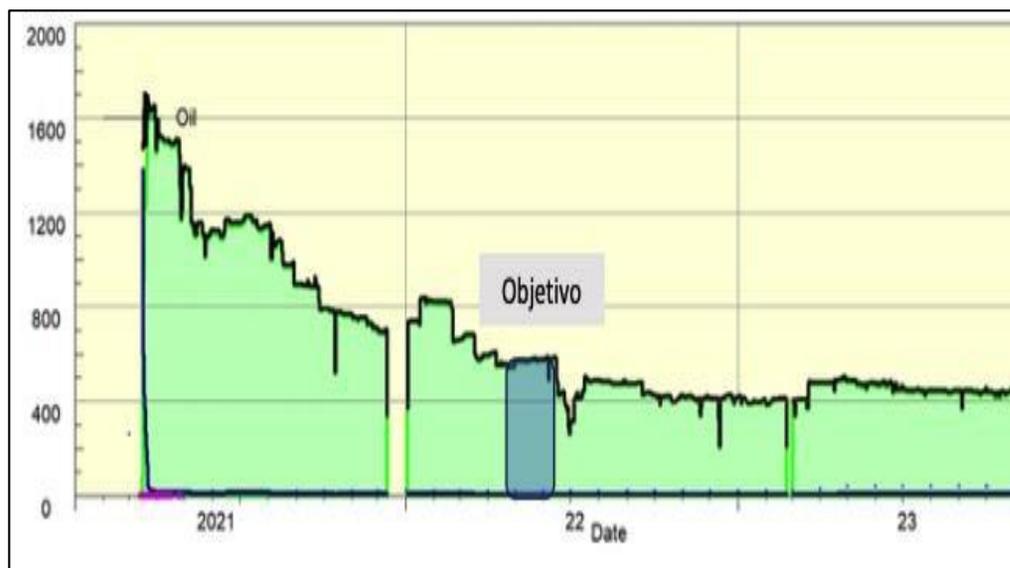


Figura 15 Histórico de producción

IPR pozo AGRO-015

Para la determinación de la IPR de la imagen 16 del pozo se toma en cuenta que la presión de formación es de 2000 psi con un índice de productividad cercano al 0,3 bfpd/psi.

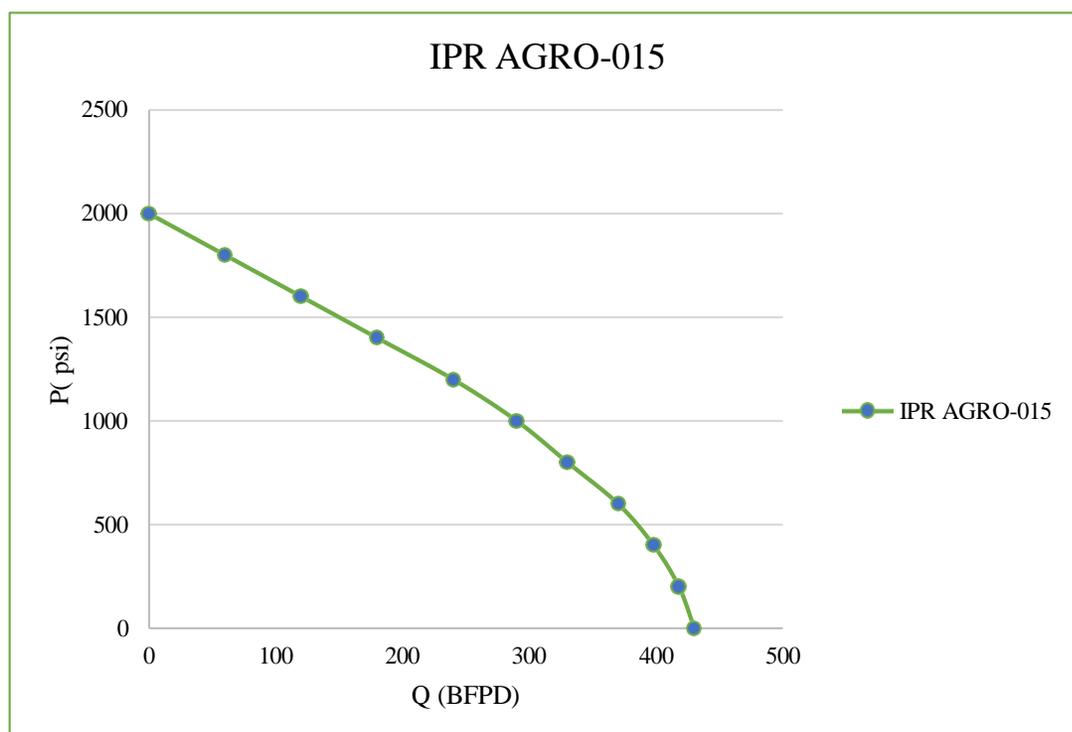


Figura 16 IPR actual AGRO-015

Estimulación matricial

Para la determinación de la nueva permeabilidad en el reservorio se debe determinar el valor del incremento de la permeabilidad. Por esta razón se realizan las pruebas en el laboratorio y posteriormente se selecciona el químico compatible para la estimulación.

Pruebas de laboratorio

Con el objetivo de seleccionar el químico que permita disminuir el daño de formación se realiza una prueba de rayos x por difracción para determinar la caracterización mineralógica y obtener el porcentaje mineralógico que más constituye la formación la tabla 4 indica el porcentaje mineralógico de 3 núcleos.

Tabla 4 Porcentaje mineralógico

Mineral	Núcleo 1	Núcleo 2	Núcleo 3
Siderita	3	3	2
Ortoclasa	2	4	1
Cuarzo	79	80	87
Albita	3	2	3
Caolinita	5	1	4
Ilita	1	5	1
Clorita	5	4	1
Montmorillonita	2	1	1
TOTAL	100	100	100

De acuerdo a los resultados de los núcleos se llegue a determinar un 82% de cuarzo en promedio en la formación.

A continuación, en la tabla 5 se observa las características del reservorio

Tabla 5 Características del reservorio

Propiedades	Unidad	Núcleo 1	Núcleo 2	Núcleo 3
Profundidad	ft	9245	9295	9325
Porosidad al helio	%	19	17	18
Permeabilidad al gas	mD	55	48	52
densidad	%	2,68	2,66	2,67
volumen poroso	cm ³	53	57	61

Pruebas de Dispersión

La capacidad química que posee el dispersante como fluido compatible debe ser aquel que permita reducir la viscosidad del fluido con una característica termo estable el cual se fundamenta en determinar una onda calórica que se expande a lo largo de la formación. Al aplicar este reductor de viscosidad termo estable empieza una movilidad del crudo hacia el pozo la aplicación del dispersante se realiza por medio del vapor húmedo tal como se observa en la tabla 6 un volumen saturado equivalente al 0,0239.

Tabla 6 Propiedades dispersantes

Presión	psi	1500
Temperatura	F	606
Eficiencia	%	80
Líquido saturado	ft ³ /lb	0,0239

Prueba de Mojabilidad

Dentro de la caracterización química se realizó la prueba con una mezcla de 41 ml de lauril sulfato de sodio más 40 ml de crudo y 10 ml de arena. Para este caso se debe utilizar el agua de formación para simular las condiciones del yacimiento en este caso se utilizó el método API-RP-142. La tabla 7 muestra los productos químicos utilizados para una reducción de la viscosidad.

Tabla 7 Variación de viscosidad

Químicos	Viscosidad (cp)
VRV-101	16
SC-RV-07	9
TFSA HC-900A	68
JM6C-IAV	30
PG-RED-1012	29

Intercambio catiónico de arcillas

Al inyectar un fluido la formación se genera un intercambio catiónico entre el fluido con la mineralogía del mismo en este caso el cambio en las arcillas genero la existencia de la siguiente capacidad en la tabla 8 concluyendo que la concentración del ácido para evitar el hinchamiento de arcillas debe tener una concentración de salmuera del 3%, un 5% de NaCl 1% CaCl un 1% de KCl.

Tabla 8 Intercambio catiónico

Mineral arcilloso	Intercambio catiónico
Ilita	90
Caolinita	25
Clorita	13
Montmorillonita	30

Retorno de permeabilidad

Para la determinación del retorno de permeabilidad se fundamentó en la ley de Darcy no reactiva el cual nos indica inyectar el fluido de manera directa dentro del núcleo, la tabla nos muestra la variación de la permeabilidad al realizar la inyección acida dentro del pozo corrida en los tres núcleos como se puede observar existe un incremento en promedio de 62 mili darcys m D a 114 m D mili darcys, la tabla 9 indica la prueba se desarrolló con una presión de sobrecarga de 211 psi y 85 grados centígrados con una concentración de 11000 ppm de salmuera.

Tabla 9 Variación de permeabilidad

Permeabilidad	Unidad	Núcleo 1	Núcleo 2	Núcleo 3	Permeabilidad
Uo	cp	110	110	110	110
Ko	mD	55	48	52	52
Kf	mD	112	115	114	113

Selección del químico de estimulación matricial

Posteriormente a la caracterización mineralógica se procede a seleccionar el químico apropiado que se inyecte en la formación posteriormente se realiza los ensayos de laboratorio. La tabla 10 presente a continuación indica los valores de la concentración de Cloruro de potasio al 3% con una inyección de 1760 galones en la primera fase, mientras que en la segunda etapa se bombea 27721 galonees de cloruro de potasio al 1%. Finalmente, el reflujo evidencia una inyección de 7,5 Ácido clorhídrico con 10 % de ácido acético con un volumen de 1014 galones

Tabla 10 Selección del químico de estimulación

Orden de Mezcla	Description	Conc.	Qty.
KCl 3% (densidad 8.48 ppg)			
		1760 gal	= 42 bbl
1	Fresh Water	986.88 gpt	1737 gal
2	M117 Cloruro de Potasio	250 ppt	440 lb
4	F112 Surfactante	2 gpt	4 gal
3	U066 Solvente Mutua	10 gpt	18 gal

Orden de Mezcla	Description	Conc.	Qty.
KCl 1%			
		27721 gal	= 660 bbl
1	Fresh Water	995.22 gpt	27588 gal
2	M117 Cloruro de Potasio	95.236 ppt	2640 lbs
3	U066 Solvente Mutua	5 gpt	139 gal

Orden de Mezcla	Description	Conc.	Qty.
HCl 7.5 -Acetic 10% (Densidad=8.8 ppg)			
		1014 gal	24 bbls
1	Fresh Water	790.54 gpt	802 gal
3	M117 Cloruro de Potasio	625 ppt	609 lb
4	L041 Iron Control	108.44 ppt	110 lb
2	A261 Inhibidor de Corrosion	5 gpt	5 gal
6	H034 Hydrochloric Acid	200.32 gpt	220 gal
7	U066 Solvente Mutua	48.5 gpt	49 gal
5	L400 Acetic Acid	108.44 ppt	110 gal
8	F112 Surfactante	2 gpt	2 gal

	FLUIDOS	VOLUMEN (BBLs)
1	HCl 7.5% -Acetic 10%	24
2	KCl 3%	42
3	KCl 1% (desplazamiento)	30

Sistema de producción electro sumergible

Cálculo de la nueva IPR

Para el cálculo de los nuevos valores de la curva de oferta la imagen 17 indica el desarrollo de la misma por medio de la ley de Darcy donde se toma en consideración el incremento de permeabilidad de 42 mD a 113 mD dando como resultado una índice productividad equivalente a 0,68 psi/bfpd con una presión del reservorio de 2000 psi a una pwf de 752 psi con una producción de caudal de fluido de 852 barriles posteriormente a la aplicación de la estimulación matricial.

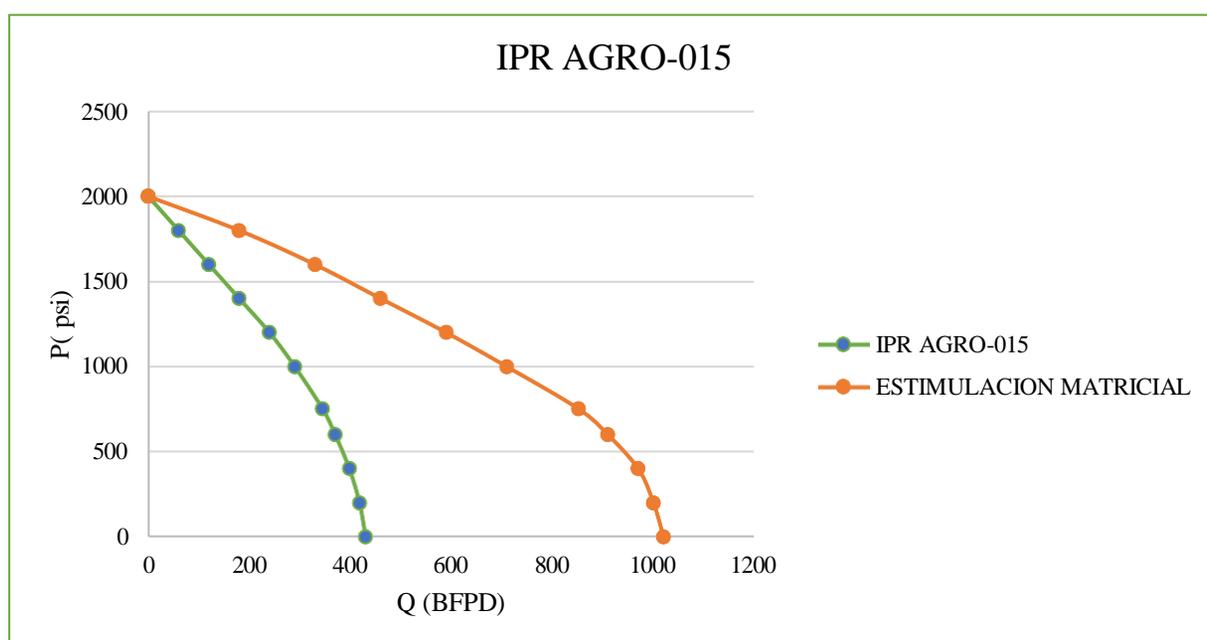


Figura 17 IPR post estimulación

Parámetros de operación

La tabla 11 muestra los parámetros de manejo de la bomba seleccionada a una tasa de 853 bfpd la cual opera a 60 hz en el variador, con una presión en cabeza equivalente a 200 psi una presión intake de 727 psi y una fracción volumétrica del 0,19%.

Tabla 11 Condiciones de operación

DESIGN PARAMETERS		
Design flowrate:	853	STB/d
Design frequency:	60	Hz
OPERATING CONDITIONS		
Operating flowrate:	852,9859	STB/d
Outlet pressure:	200	psia
Total dynamic head:	9438,186	ft
INTAKE CONDITIONS		
Intake pressure:	727,0745	psia
Intake liquid rate:	936,2336	bbl/d
Intake gas rate:	0,001245794	mmcf/d
Intake gas volume fraction:	0,1915912	fract.

Propiedades de la bomba

Al desarrollar la simulación de la bomba electro sumergible seleccionamos una REDA D1050N cuyas características son 347 etapas tal como indica la tabla 12 mientras que la figura 18 describe el intervalo de operación de la misma con una potencia de 86 hp una eficiencia del 66% y una altura de 8438,18 pies cabe recalcar que la bomba seleccionada posee una velocidad de 4500 revoluciones por minuto.

Tabla 12 Parámetros de la bomba

PUMP PARAMETERS		
Pump:	REDA D1050N	
Stages:	347	
Speed:	3499,992	rpm
Efficiency:	66,11878	%
Power:	85,61698	hp
Head:	9438,186	ft
Differential pressure:	3453,746	psi
Discharge pressure:	4180,82	psia
Fluid temperature rise:	10,61308	degF

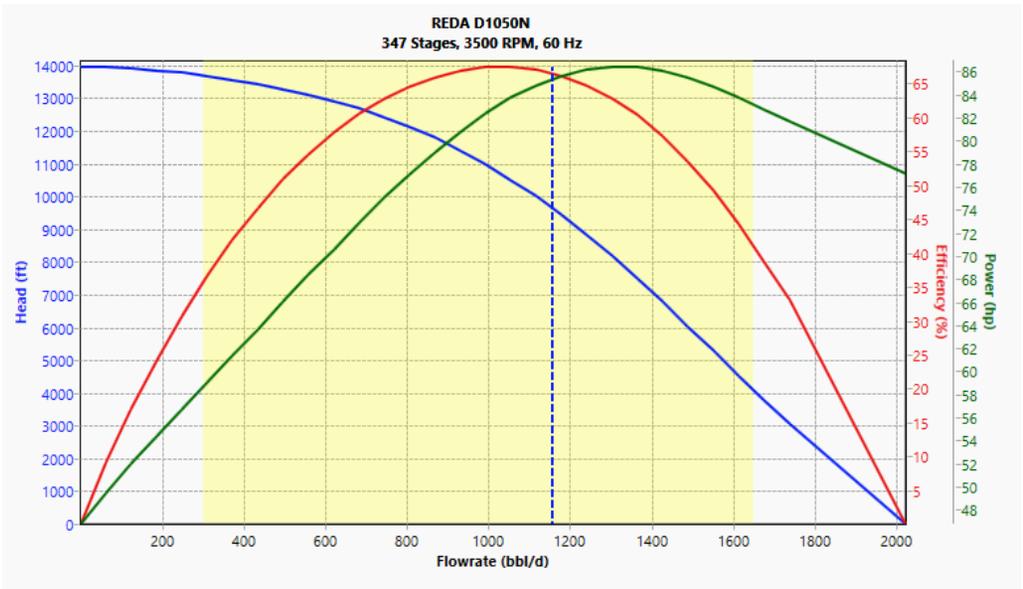


Figura 18 Equipo REDA D1050N

Producción del pozo

La imagen 19 indica la relación entre la curva de oferta y demanda a una producción dada, equivalente a 852 bfpd a una pwf de 752 psi. Con el cálculo de este valor se prosigue a determinar la declinación exponencial del pozo.

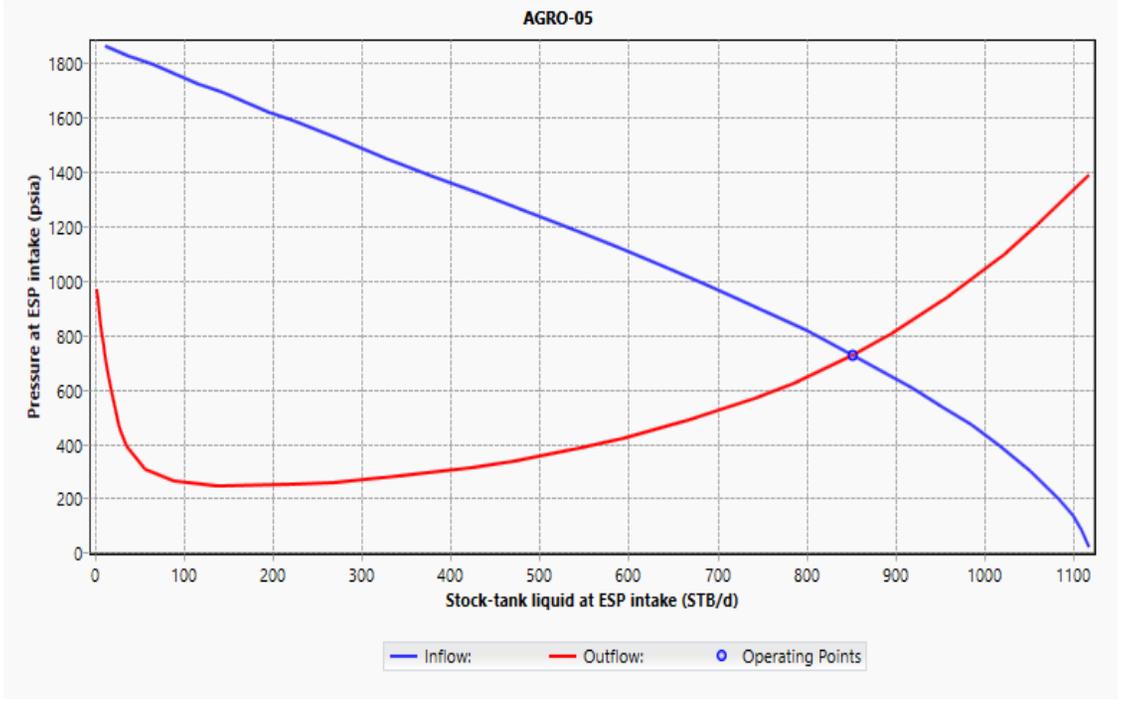


Figura 19 Capacidad de producción

Declinación de los fluidos

Posteriormente a la determinación del caudal de fluido se procede a determinar la estimación de la producción con un valor de declinación equivalente a 0,0035 mensual obteniendo en la gráfica 20 una tasa de fluido de 560 barriles, de agua de 146 barriles y de petróleo 414 barriles.

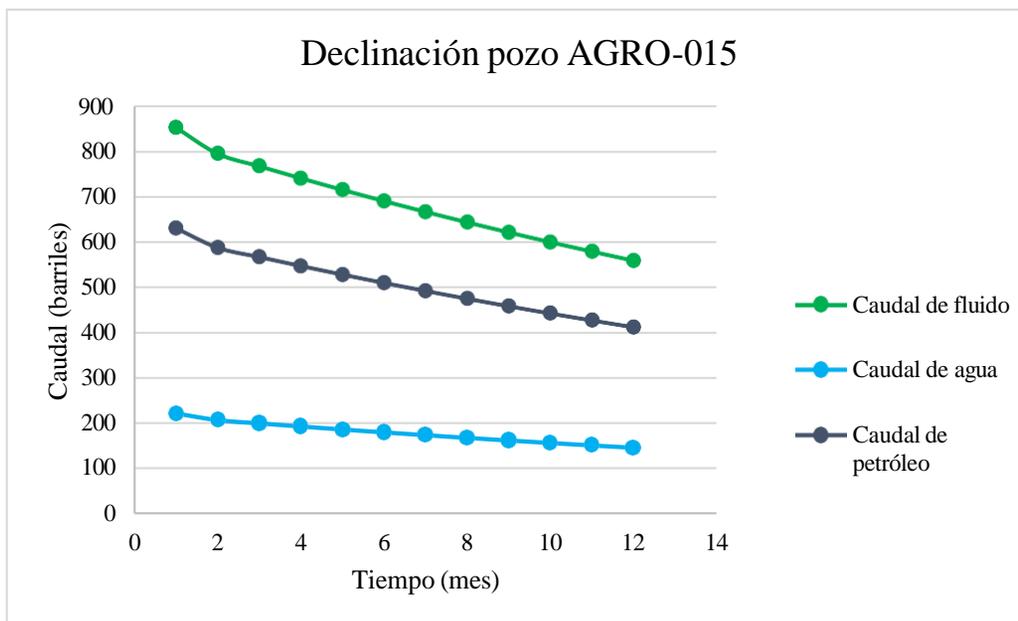


Figura 20 Declinación pozo AGRO-015

Redisparos con cámaras de vacío

La técnica que se presenta se fundamenta en realizar una limpieza por medio de recañoneo para ello se simula los disparos en la formación por medio de las cargas pure 2 7/8” con la instalación de la cámara de vacío succionamos impurezas y suciedades post cañoneo esta tecnología se aplica en la industria del petróleo para aumentar la productividad, reducir el daño de formación y estimular la formación.

Simulación de re disparos

Por medio del software de simulación de re disparos en la formación “T” Superior en los intervalos desde 10744-10768 pies; 10774-10794; 10807-10820 con un espesor equivalente a 57 pies se obtiene el daño de formación calculado post disparos utilizando como limpieza cámaras de vacío en la figura 21 se observa la ubicación semi centralizada de los 6 disparos por pie que se ejecutan en el pozo.

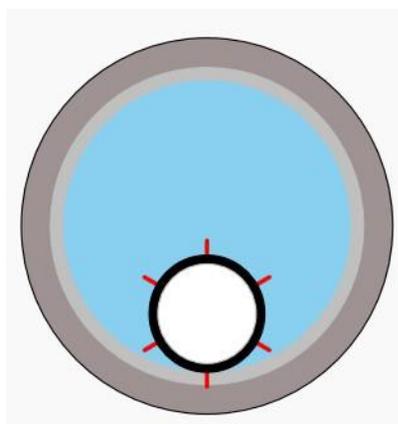


Figura 21 Centralización de los disparos

Tipo de carga

Para el desarrollo de los re disparos se utilizó una carga MaxForce HMX 6 spf, obteniendo una longitud de penetración de 14,1657 pulgadas con un diámetro de 0,74 pulgadas

y 6 disparos por pie tal como se indica en la tabla 13. Mientras que la figura 14 indica la precisión de los 6spf corridos.

Tabla 13 Caracterización de los disparos

PERFORATION, PARTIAL PENETRATION & DEVIATION			
Skin method:	<input type="radio"/> McLeod	<input checked="" type="radio"/> Karakas/Tariq	
Perforation density:	6	shots/ft	▾
Diameter:	0,7495821	in	▾
Length:	14,1657	in	▾

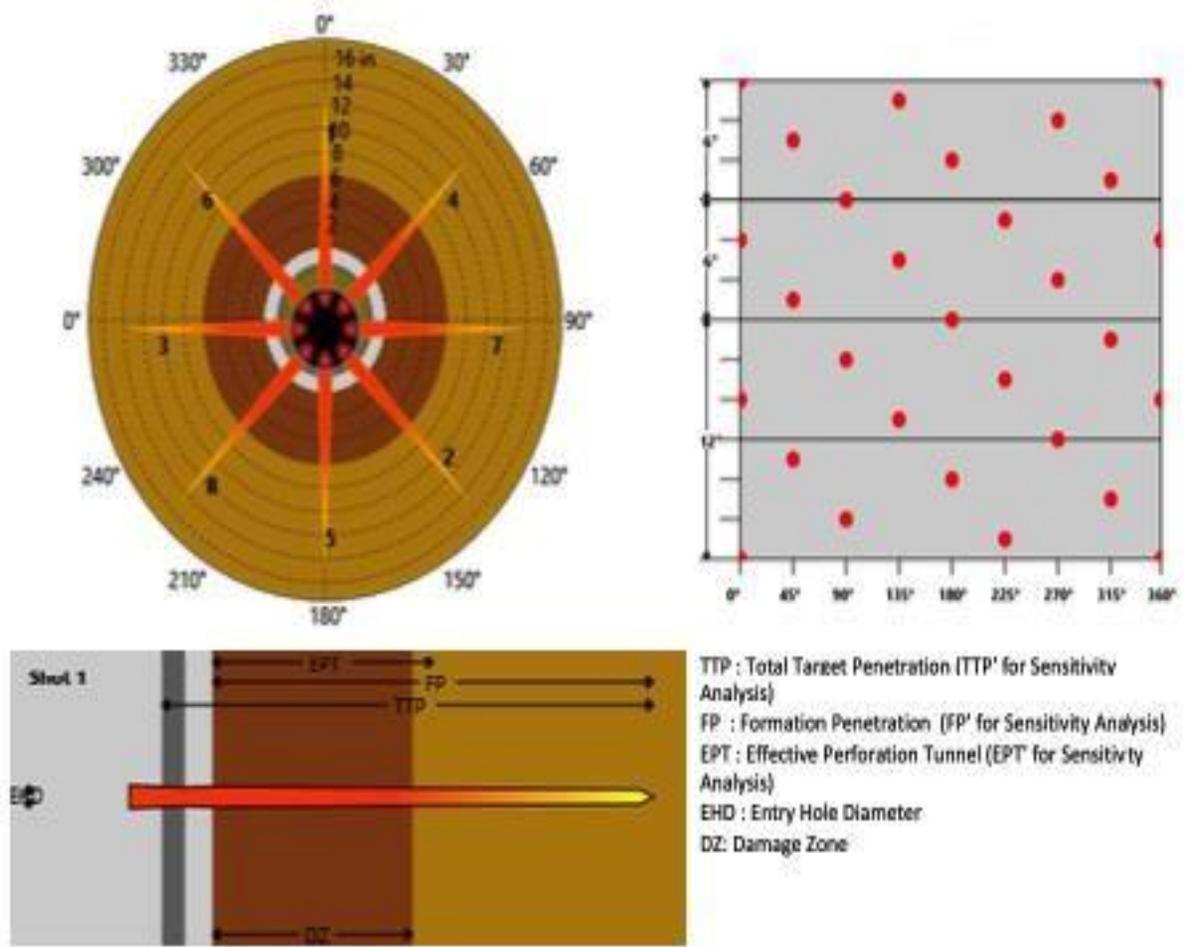


Figura 22 6 disparos por pie max force

Presiones

Para la simulación corrida en el pozo es necesario observar la imagen 23 donde al manejar una presión máxima del disparo equivalente a 4417 psi, con una presión mínima de 1341 psi obteniendo una limpieza de punzados equivalentes al 75%.

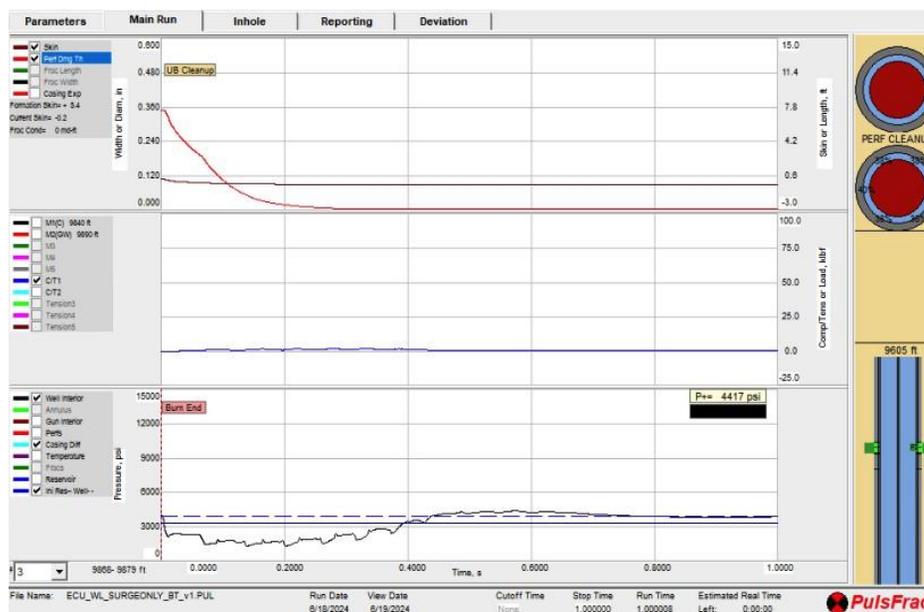


Figura 23 Presión ejercida max force

Cámara de vacío

Equipamiento

Se instala una cámara de vacío alrededor de la tubería de producción del pozo. Esta cámara debe ser hermética para mantener la presión negativa necesaria. Se coloca una bomba de vacío especializada se conecta a la cámara. La ilustración indica la configuración de la misma. La bomba extrae el aire y los gases del interior, creando una presión negativa.

Preparación del pozo

El pozo se prepara y se instala el equipo necesario para crear y mantener un vacío. Esto puede incluir la instalación de una cámara de vacío y sistemas de sellado para asegurar que el vacío se mantenga eficazmente.

Creación del vacío

Se crea una presión negativa en el pozo mediante la extracción de aire y otros gases, utilizando bombas de vacío especializadas.

Recañoneo o perforación

Se realizan operaciones de perforación o recañoneo bajo condiciones de vacío. Esto puede implicar el uso de herramientas de perforación que están diseñadas para funcionar en un entorno de baja presión.

Extracción

Con el vacío en efecto, el flujo de hidrocarburos desde la formación hacia el pozo es facilitado y mejorado, permitiendo una extracción más eficiente.

Monitoreo y ajuste

Se monitorean constantemente las condiciones del pozo y el flujo de hidrocarburos. Se pueden hacer ajustes en el nivel de vacío para optimizar la producción.

Instalación de la cámara de vacío

Se instala una cámara de vacío alrededor de la tubería de producción del pozo. Esta cámara debe ser hermética para mantener la presión negativa necesaria. Se aseguran los sellos adecuados para evitar la entrada de aire durante el proceso de vacío. Una bomba de vacío especializada se conecta a la cámara. La bomba extrae el aire y los gases del interior, creando una presión negativa. Se monitoriza la presión dentro de la cámara para asegurar que se alcanza y mantiene el nivel de vacío deseado.

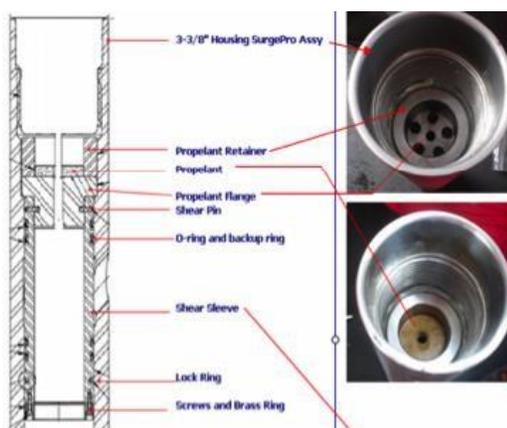


Figura 24 Instalación cámara de vacío

Limpieza de Punzados

Se inyecta un fluido de limpieza a través de los punzados. El vacío facilita la circulación del fluido, ayudando a remover residuos y depósitos. El fluido de limpieza, junto con los residuos removidos, es extraído del pozo mediante el sistema de vacío. Una vez completada la limpieza, se desactiva la bomba de vacío y se restaura la presión normal en el pozo. Se inspeccionan los punzados y la tubería para asegurarse de que la limpieza ha sido efectiva y no hay obstrucciones.

Al seleccionar un químico para la limpieza de cámaras de vacío, es crucial considerar la compatibilidad con los materiales de la cámara y seguir las recomendaciones de seguridad del fabricante con un volumen de 37 barriles que disolverá material mineralógico presente.

Químico	Concentración %
Alcohol Isopropílico	39
Acetona	9
Hidróxido de Amonio	28
Hexano	4
CONCOA Vacuum Pump Oil Cleaner	17
Purasolve PS-80	8
Ácido cítrico	5

Daño de formación

Posteriormente a la simulación se establece el cálculo del daño de formación mediante la correlación de Karakas/ tariq obteniendo un daño de formación equivalente a 6 tal como se indica en la siguiente tabla 14, el cual sirve para determinar el sistema de producción por medio de la nueva IPR.

Tabla 14 Daño de formación

OPTIONS	
Mechanical skin:	<input type="radio"/> Specify <input checked="" type="radio"/> Calculate 6,076888
Rate dependent skin:	<input type="radio"/> Specify <input checked="" type="radio"/> Calculate 2,915216E-05 d/STB
Completion method:	Perforated
Parameter option:	<input checked="" type="radio"/> Ratio <input type="radio"/> Absolute
DAMAGED ZONE	
Permeability ratio (kd/k):	0,8 fract.
Thickness:	5 in
Damaged zone skin:	0
PERFORATION, PARTIAL PENETRATION & DEVIATION	
Skin method:	<input type="radio"/> McLeod <input checked="" type="radio"/> Karakas/Tariq
Perforation density:	6 shots/ft
Diameter:	0,7495821 in
Length:	14,1657 in

Sistema de producción electro sumergible

En esta sección se determina la capacidad de producción del pozo luego de realizar la limpieza de re disparos con cámaras de vacío.

Cálculo de la nueva IPR

Para el cálculo de los nuevos valores de la curva de oferta la imagen indica el desarrollo de la misma por medio de la ley de Darcy donde se toma en consideración el daño de formación equivalente a 6 dando como resultado una índice productividad equivalente a 0,47 psi/bfpd con una presión del reservorio de 2000 psi a una pwf de 752 psi con una producción de caudal de fluido de 590 barriles posteriormente a la aplicación de los redisparos con cámaras de vacío.

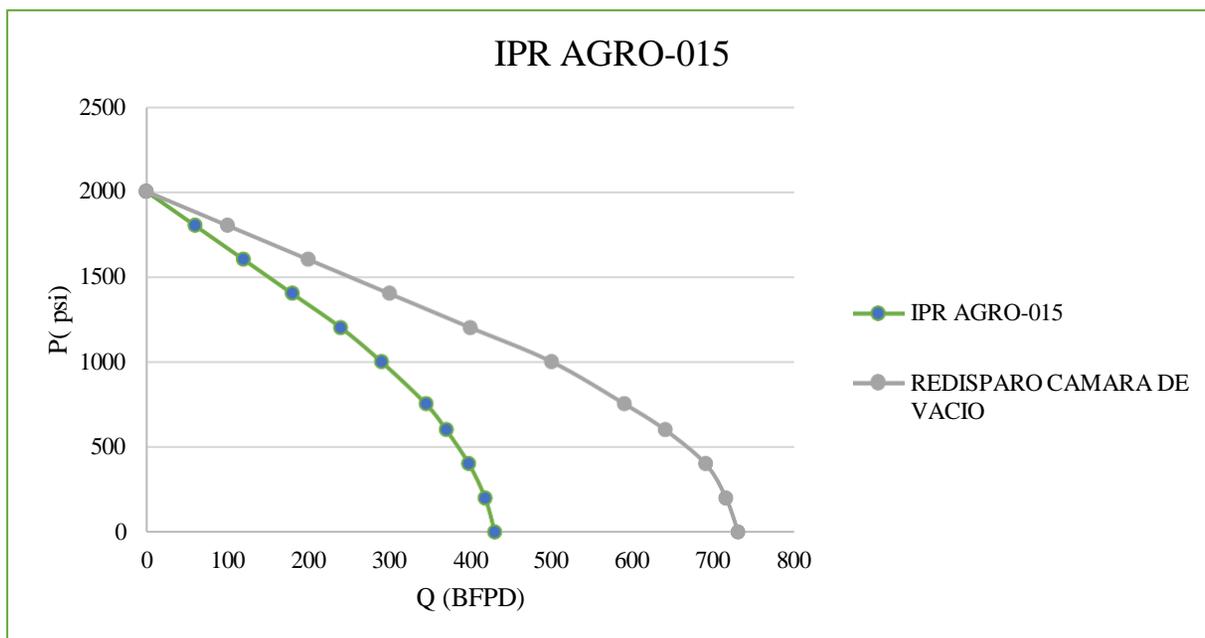


Figura 25 IPR redisparos cámaras de vacío

Parámetros de operación

La tabla 15 muestra los parámetros de manejo de la bomba seleccionada a una tasa de 590 bfpd la cual opera a 60 hz en el variador, con una presión en cabeza equivalente a 200 psi una presión intake de 752 psi y una fracción volumétrica del 0,20%.

Tabla 15 Condiciones de operación

DESIGN PARAMETERS		
Design flowrate:	590	STB/d
Design frequency:	60	Hz
OPERATING CONDITIONS		
Operating flowrate:	589,828	STB/d
Outlet pressure:	200	psia
Total dynamic head:	9538,852	ft
INTAKE CONDITIONS		
Intake pressure:	703,6016	psia
Intake liquid rate:	645,4327	bbl/d
Intake gas rate:	0,0009123257	mmcf/d
Intake gas volume fraction:	0,2011228	fract.

Propiedades de la bomba

Al desarrollar la simulación de la bomba electro sumergible seleccionamos una REDA MT5A-100DP cuyas características son 346 etapas tal como indica la tabla 16 mientras que la figura 26 describe el intervalo de operación de la misma con una potencia de 68,8 hp una eficiencia del 57,47% y una altura de 8438,18 pies cabe recalcar que la bomba seleccionada posee una velocidad de 4000 revoluciones por minuto.

Tabla 16 Parámetros de la bomba

PUMP PARAMETERS	
Pump:	REDA MT5A-100DP
Stages:	346
Speed:	3499,992 rpm
Efficiency:	57,4768 %
Power:	68,83087 hp
Head:	9538,852 ft
Differential pressure:	3490,888 psi
Discharge pressure:	4194,49 psia
Fluid temperature rise:	15,48615 degF

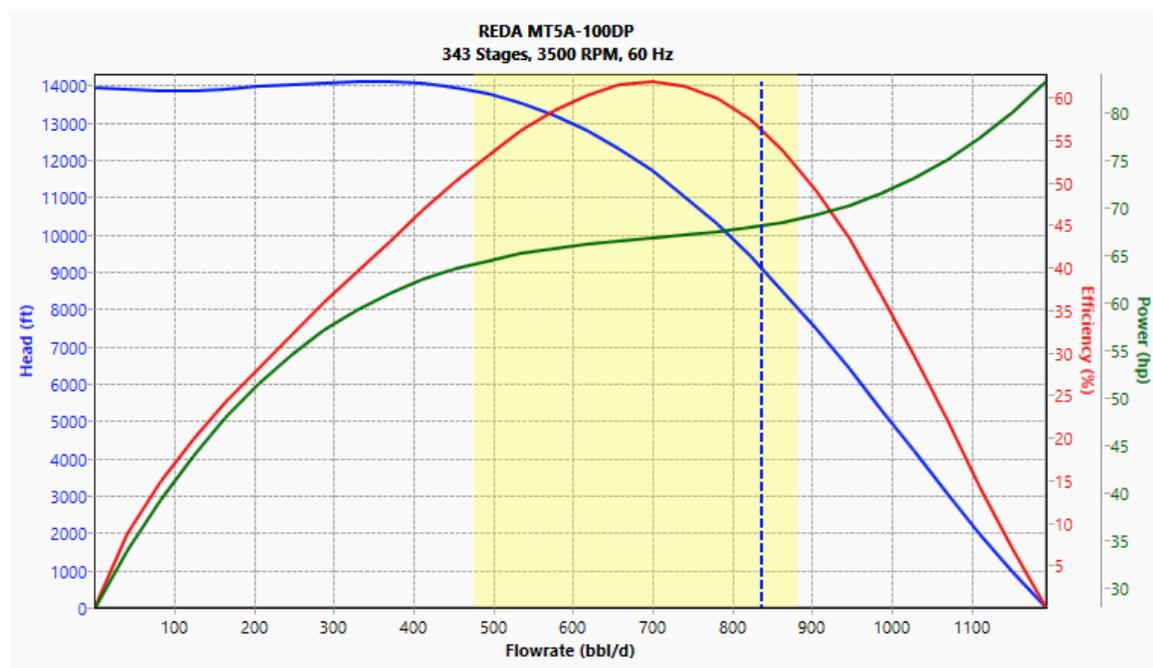


Figura 26 Equipo REDA D1050N

Producción del pozo

La imagen 19 indica la relación entre la curva de oferta y demanda a una producción dada, equivalente a 590 bfpd a una pwf de 752 psi. Con el cálculo de este valor se prosigue a determinar la declinación exponencial del pozo.

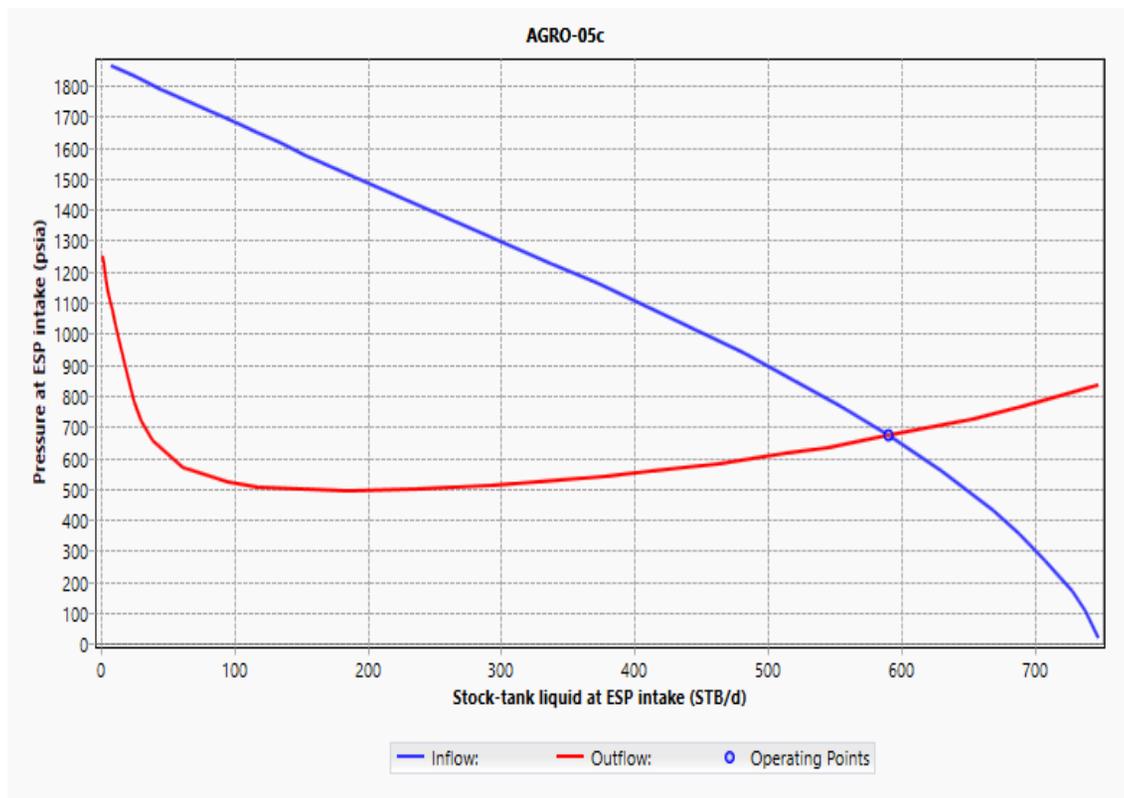


Figura 27 Capacidad de producción

Declinación de los fluidos

Posteriormente a la determinación del caudal de fluido se procede a determinar la estimación de la producción con un valor de declinación equivalente a 0,0035 mensual obteniendo en la gráfica 28 una tasa de fluido de 388 barriles, de agua de 101 barriles y de petróleo 287 barriles.

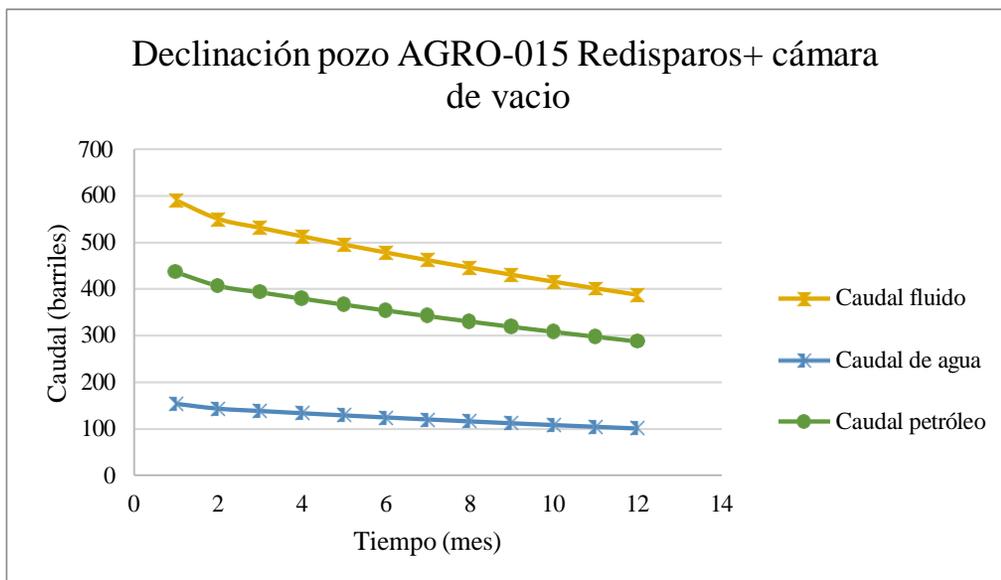


Figura 28 Declinación pozo AGRO-015 Redisparos+ cámara de vacío

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

Análisis Técnico

Al desarrollar por medio de la simulación las dos estrategias para la optimización de la producción nos centramos en la siguiente grafica 28 que indica las curvas de oferta creadas a partir de la implementación de la estimulación matricial. La línea de color naranja evidencia una producción de fluidos igual a 852 barriles y una producción de 630,48 barriles de petróleo a una presión de 752 psi, cabe recalcar que para este caso el pozo se completa con una bomba D1050N con 347 etapas una eficiencia del 66% con una potencia de 86 hp y un manejador de gas opera una fracción de gas equivalente al 0,19% a una frecuencia de 60 hz. El caudal que se inyecta es de 0,5bpm de una solución de KCl al 3%, además de un flujo del 1% KCl 10% de ácido acético por ende a esa solución se acompaña inhibidores, solvente, surfactantes incrementando de manera paulatina la permeabilidad de 52 mD A 113 mD. Mientras que la estimación exponencial a un año al aplicar esta metodología equivale a 560 barriles de fluido con 414 barriles de petróleo con una declinación equivalente a 0,0035. Mientras que la línea de color ploma representa la nueva Ipr del pozo al realizar los re disparos en el intervalo 10744 a 10820 pies a una tasa de 6 disparos por pie de una carga PURE MAX FORCE MMX con una presión máxima de disparos equivalente a 4417 psi logrando una limpieza del 75% del daño logrando de esta manera una penetración de 14,76 pies y un diámetro de 0,74, posterior a la aplicación de la cámara se aprovechó el vacío que se genera para inyectar un fluido de limpieza constituido por alcohol isopropílico, acetona, hidróxido de amonio, hexano y ácido cítrico . Determinando así el daño del pozo equivalente a 6 por medio de la ley de Darcy se obtuvo 590 barriles de fluido a una presión de fondo de 752 psi y una tasa de 436,6 barriles de petróleo cuya bomba es una REDA MT5A-

100DP que opera a una potencia de 85 hp con una velocidad de 3500 rpm y una eficiencia de 60%.

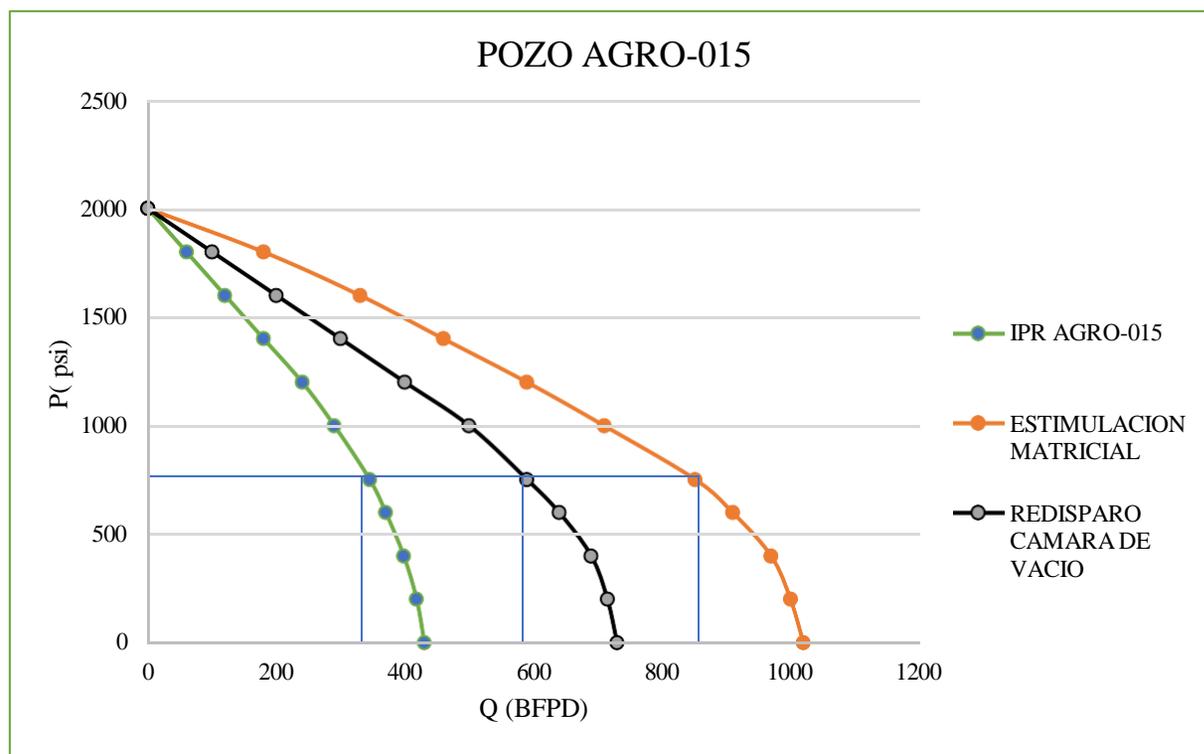


Figura 29 Ipr de producción total AGRO-015

Estrategia seleccionada

Con la información analizada se determina que al pozo AGRO-015 se realice una estimulación matricial ya que se obtiene una tasa de petróleo de 630,48 barriles en comparación a los re disparos con limpieza de cámaras de vacío equivalente a 436,6 barriles. La tabla presente indica la comparación de las dos estrategias.

Tabla 17 Estrategia seleccionada

Técnica	Qf (bfpd)	Qw (bwpd)	Qp (bppd)
Producción Actual	345	89,7	255,3
Re disparos con camaras de vacio	590	153,4	436,4
Estimulación Matricial	852	221,52	630,48

CAPITULO V

Conclusiones

- La evaluación del pozo AGRO-015 revela un declive en la producción debido a la migración de finos y la presencia de minerales que obstruyen el flujo, como cuarzo y minerales arcillosos. La aplicación de estimulación matricial con KCl y ácido acético ha incrementado la permeabilidad del reservorio de 42mD A 113 mD reduciendo el daño de formación de 13 a -0,26, permitiendo una proyección de incremento de producción de 302 barriles comparado con la producción actual. Sin embargo, el alto costo de la bomba y el proceso de estimulación, que asciende a \$420,000, plantea desafíos económicos. En el ámbito político, es crucial cumplir con las regulaciones y mantener la transparencia para evitar conflictos con las autoridades. Para mejorar la sostenibilidad y rentabilidad, se debe evaluar el impacto ambiental de los químicos utilizados, explorar opciones para reducir costos, y asegurar el cumplimiento normativo mientras se buscan alternativas más económicas y financiamiento adecuado.
- La simulación de 6 disparos por pie en el pozo AGRO-015 ha sido efectiva, generando un daño de formación a un nivel de 6 y logrando una tasa de producción estimada de 436,6 barriles de petróleo por día en conjunto de la producción actual con el nuevo intervalo con un adicional de 40 barriles, elevando la tasa de producción de 394,48 a 354,48

barriles. La simulación de redisparos en el pozo ha demostrado ser efectiva al y aumentar la producción diaria de petróleo. Sin embargo, el alto costo de \$420,000 y el uso de equipos presentan desafíos significativos. Económicamente, es crucial realizar un análisis detallado del retorno de inversión para justificar el gasto y considerar alternativas para reducir costos, como negociar con proveedores o adoptar tecnologías más económicas. Ambientalmente, se deben tomar medidas para minimizar el impacto de los que acarrea los disparos por medio de soluciones más ecológicas y adherirse a las regulaciones de gestión de desechos y control de emisiones. Desde la perspectiva política, asegurar el cumplimiento con las normativas vigentes y mantener una comunicación abierta con las autoridades es esencial para evitar sanciones y mantener una relación positiva con los reguladores. En conjunto, abordar estos aspectos ayudará a garantizar la sostenibilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo.

- La evaluación del pozo AGRO-015 indica que la estimulación matricial con KCl y ácido acético ha sido eficaz, aumentando la permeabilidad del reservorio y reduciendo significativamente el daño de formación. Esto ha permitido una proyección de incremento de producción de 302 barriles, con un aumento adicional de 40 barriles del nuevo intervalo. Técnicamente se sugiere realizar los disparos y estimulación matricial para tener una producción total de 696 barriles de petróleo. Sin embargo, el elevado costo de \$670,000 asociado con la bomba y el proceso de estimulación presenta desafíos económicos notables. Para asegurar la sostenibilidad y viabilidad del proyecto, es esencial realizar un análisis exhaustivo del retorno de inversión, explorar formas de reducir costos, y buscar alternativas tecnológicas más económicas. Además, se deben

implementar medidas para minimizar el impacto ambiental de los químicos utilizados y adherirse a las regulaciones de gestión de desechos y control de emisiones. Desde el punto de vista político, garantizar el cumplimiento normativo y mantener una comunicación transparente con las autoridades es crucial para evitar sanciones y mantener una buena relación con los reguladores. Abordar estos aspectos de manera integral permitirá maximizar la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

Recomendaciones

- Para maximizar la eficacia del proyecto, se recomienda explorar formas de reducir costos, como negociar con proveedores o adoptar tecnologías más económicas. Ambientalmente, es esencial minimizar el impacto de los químicos utilizados mediante la adopción de alternativas más ecológicas y cumplir con todas las regulaciones de gestión de desechos y control de emisiones. Desde una perspectiva política, asegúrese de que las prácticas cumplan con las normativas vigentes, mantenga una comunicación transparente con las autoridades y documente todas las operaciones para evitar sanciones. Finalmente, implemente un proceso de revisión continua para ajustar las estrategias y mejorar la sostenibilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo.
- Para abordar los desafíos del pozo AGRO-015, se recomienda adoptar las siguientes estrategias: Primero, realice un análisis detallado del retorno de inversión (ROI) para justificar el alto costo de \$420,000 asociado con la bomba y la estimulación. Explore opciones para reducir costos, como negociar con proveedores o considerar tecnologías

alternativas más económicas. Segundo, evalúe el impacto ambiental de los químicos utilizados, como KCl y ácido acético, y busque alternativas más ecológicas para minimizar la huella ambiental. Además, asegúrese de cumplir con todas las regulaciones y mantener una comunicación transparente con las autoridades para evitar conflictos políticos. Finalmente, considere opciones de financiamiento para aliviar la carga económica y garantizar la sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

- Para maximizar la efectividad del pozo AGRO-015, es crucial implementar medidas que minimicen el impacto ambiental de los químicos utilizados, como el KCl y el ácido acético. Adopte soluciones más ecológicas y cumpla rigurosamente con las regulaciones de gestión de desechos y control de emisiones. Además, asegúrese de seguir todas las normativas vigentes y mantenga una comunicación transparente con las autoridades para evitar sanciones y mantener una relación positiva con los reguladores. Estas acciones garantizarán la sostenibilidad del proyecto y contribuirán a su éxito a largo plazo.

Bibliografía

- Barragan, P. (2016). Optimización de inyección de agua en Shushufindi. *Escuela Politecnica dell Litoral*, 200.
- Berveo, I. (2009). DISEÑO DEL SISTEMA DE ESTIMULACION APLICADO A LA FORMACION HONDA EN EL CAMPO RIO CEIBAS. *Universidad Surcolombiana*, 98.
- William, M. (2013). BULLHEADING II TWO PHASE SIMULATION OF A DEFINITIVE WELL KILL. *Universiti Teknologi PETRONAS*, 50.
- Madrid, M. (2024). Curva de Declinación Exponencial: Fundamento Matemático. *Portal del petróleo*, 10.
- Montes, E. (2021). Principios básicos para la selección integral de sistemas de levantamiento artificial. *ReserchGate*, 4.
- Arismendi, J. (2007). OPTIMIZACIÓN UTILIZANDO MODELAJE DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. *Universidad Central de Venezuela*, 100.
- Aguilar, E. (2018). Curva IPR. *UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO*, 200.
- Madrid, M. (2010). Estimulación de Pozos: Metodología para selección de candidatos. *Portal del Petróleo*, 20.
- Madrid, M. (25 de febrero de 2010). *Portal del Petróleo*. Obtenido de Portal del Petróleo: <https://portaldelpetroleo.com/metodologia-para-seleccion-de-candidatos-a-estimulacion-de-pozos/>
- Tecpetrol. (23 de 2 de 2017). *Otro hito en el camino a la optimización*. Obtenido de Otro hito en el camino a la optimización: <https://www.tecpetrol.com/es/noticias/2022/otro-hito-en-el-camino-a-la->

Anexos

Permanent Datum - Sea Level
 Elevation K.B.: 855.47 ft.
 Elevation G.L.: 826.97 ft.
 Original KB: 28.5

28" CASING DESIGN
 8' - 130'
 BTC / N-56 / 166.54
HINCADO

13 3/8" CASING DESIGN
 8' - 1679'
 BTC / K-55 / 54.52
 I.D. 12.615"
 Drift 12.459"
 Burst 2730 psi
 Collapse 1130 psi
 Volume 0.15459 bbl/ft.

13 3/8" CASING DESIGN
 1879' - 6108'
 BTC / K-55 / 688'
 I.D. 12.415"
 Drift 12.259"
 Burst 3450 psi
 Collapse 1950 psi
 Volume 0.14972 bbl/ft.

9 5/8" CASING DESIGN
 0' - 7630'
 TNP-BTC / L-80 / 479'
 I.D. 8.588"
 Special Drift 8.525"
 Burst 6870 psi
 Collapse 4760 psi
 Volume 0.07320 bbl/ft.

9 5/8" CASING DESIGN
 7630' - 10310'
 TNP-BTC / L-80 / 53.59
 I.D. 8.535"
 Special Drift 8.379"
 Burst 7930 psi
 Collapse 5620 psi
 Volume 0.07078 bbl/ft.

9 5/8" CASING DESIGN
 7630' - 10310'
 TNP-BTC / L-80 / 53.59
 I.D. 8.535"
 Special Drift 8.379"
 Burst 7930 psi
 Collapse 5620 psi
 Volume 0.07078 bbl/ft.

7" CASING DESIGN
 10312'-10993'
 TW / L-80 / TSH BLUE
 I.D. 6.184"
 Drift 6.059"
 Burst 8160 psi
 Collapse 7920 psi
 Volume 0.03714 bbl/ft.

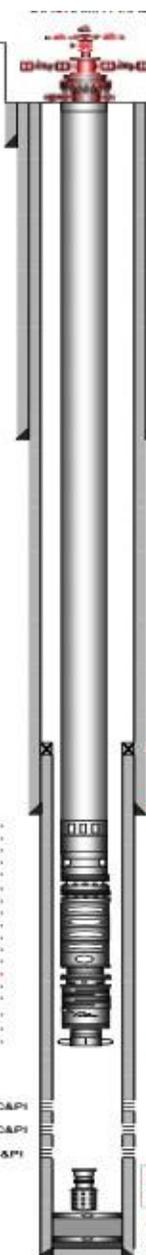
ACCESORIOS INSTALADOS
 *CABLE INFERIOR: 5000 FT 2 1/2 ELC GSF 2WT 3/8" NUEVO
 *CABLE SUPERIOR: 5285.2 FT 2 1/2 ELC GSF 2WT 3/8" NUEVO
 *EMPATE 1-2 CARRETO A 5000 FT.
 *1/2" 154' DE MLE.
 26 BANDAS EN BANDA.
 16 BANDAS EN TUBERIA.
 11 BANDAS EN BHA.
 28 LOW PROFILE "HYDRASHIELD 3 1/2".
 826 MID JURY CANNON (3500 C-76).
 826 PROTECTORES CANNON (3500 A-76).
 *CONECTOR: "QUICK CONNECTOR".

PESO DE LA BARTA:
 SUELENDO: 120 KLBS
 BALANCO: 82 KLBS

INCL: 44.5 DEG
 6108' MD / 5719' TVD

INCL: 39 DEG
 10320' MD / 10122' TVD

ARENA "TS"
 10744'-10768' (24") 12 DPP C&PI
 10774'-10794' (20") 12 DPP C&PI
 10807'-10820' (13") 5 DPP C&PI



Caberal Multivalv: 13 1/2" x 9 5/8" x 3 3/4" x 54"

28" - 2 1/2" TSH BLUE PIN 2 1/2" ELC GSF 2WT 3/8"

20" ZAPATA REVEST @ 130 R (HINCADO).

327 JTS @ 10" TSH BLUE GLASS "A"; L-80; 6.2 LPP; G-1.

13 3/8" ZAPATA DE REVEST @ 6108 R MD

7" TOL A 10122 R MD

9 5/8" ZAPATA DE REVEST @ 10310 R MD

	LONGITUD BHA
3 1/2" HYDRIDE SLIDING SLEEVE TYPD "L"; ID 2.81"; CLASS "A" S/558-21062	3.14
3 1/2" TSH BLUE (1) TUBO CLASS "A"; L-80; C-15; 9.2 LPP	31.43
3 1/2" TSH BLUE FLOW COUPLING CLASS "A" S/518-007-2021-012	6.2
3 1/2" TSH BLUE NO-SIG CLASS "A" "R"; S/522-0FS-B114 / CON 2.75" STD VALVE S/558061332-07	1.17
3 1/2" BUE PIN X 1 1/2" TSH BLUE BOX FLOW COUPLING CLASS "A"; S/518-010-2021-001	6.2
3 1/2" BUE DESCARGA	0.58
DESCARGA FRODOIS, S/540	0.75
BOMBA DN1750, S/600, 117 STD, 3/2FN1813850-SN823	21.81
BOMBA DN1750, S/600, 117 STD, 3/2FN1813852-SN823	21.81
BOMBA DN1750, S/600, 117 STD, 3/2FN18134747-SN326	21.81
BOMBA DN1750, S/600, 117 STD	21.81
AGH DS-21, S/400, (82 STD), S/MDN1A128803-SN13	0.35
VGRA 020/80 STD HEAD; S/600, S/88N1818244-SN148	3.33
PROTECTOR SUPERIOR S/400; PERFOR. FLOT-AL-INT. 718-MAX-GLACIER; S/37N1813424-SN84	6.03
PROTECTOR INFERIOR S/400; LUBRIF-IT-RECY-AFL-ING 718-MAX-GLACIER; S/37N1818242-SN84	6.03
MOTOR; S/456; 240 HP; 1993 V; 78.6 AMP; RA-S-BLOY-AS-AFL-HL-GRS-MAX; S/1CN18133444-SN4	28.5
SENSOR DMT; S/456; 21500 DESI-1-S05133200N10779	1.87
5 1/2" CENTRALIZADOR	2.1

LONGITUD BHA DE PRODUCCION: 48.14
 LONGITUD EQUIPO BHS: 142.78
 LONGITUD TOTAL COMPLETACION: 190.92

PESADO HERRAMIENTAS: 3/4" CB 1 @ 1088'
 HERRAMIENTA AMP: 3 3/4 FT
 CAÑON DETOTADO: 21.4 FT
 LONGITUD TOTAL DEL PESADO 843'

7" LANDING COLLAR @ 10878 R (MD).
7" FLOAT COLLAR @ 10921 R
7" ZAPATA DEL REVEST, 7" @ 10973 R (MD).