

Pregrado

Carrera: PETROLÉOS

Asignatura (UIC): SEMINARIO DE CARRERA

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS

**Tema: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO PUCUNA
024 BLOQUE 44 MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE
LA ESTIMULACION MATRICIAL O EL USO DE EMPAQUE
CON GRAVA EN EL RESERVORIO HOLLÍN EN EL AÑO 2025**

Autor/s:

Darío Xavier Pozo Abad .

Frantz Carlos Molina Herrera

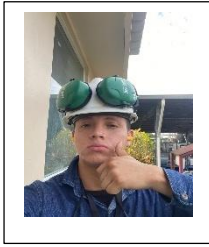
Jose Julian Garcia Ponce

Tutor: Ing. Luis Alvarez

Fecha: 15/Marzo/2025



Autor:



Dario Xavier Pozo Abad

Título a obtener: Tecnología Superior en petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: dario.pozo@ister.edu.ec

Autor:



Frantz Carlos Molina Herrera

Título a obtener: Tecnología Superior en petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: frantz.molina@ister.edu.ec

Autor:



Jose Julian Garcia Ponce

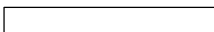
Título a obtener: Tecnología Superior en petróleos.

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: josejulian.garcia@ister.edu.ec

Dirigido por:

Luis Alfredo Alvarez Lazo





Título: Ingeniero en Petroleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico:

luis.alvarez@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico Universitario

Rumiñahui SANGOLQUÍ – ECUADOR

Dario Xavier Pozo Abad

Frantz Carlos Molina Herrera

Jose Julian Garcia Ponce

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO PUCUNA 024 BLOQUE 44
MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTIMULACION MATRICIAL O EL USO
DE EMPAQUE CON GRAVA EN EL RESERVORIO HOLLÍN EN EL AÑO 2025

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 15 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez

DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez

COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, **DARIO XAVIER POZO ABAD** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO PUCUNA 024 BLOQUE 44 MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTIMULACION MATRICIAL O EL USO DE EMPAQUE CON GRAVA EN EL RESERVORIO HOLLÍN 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,



DARÍO XAVIER POZO ABAD

C.I: 2200529234

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 15 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez

DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez

COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, **FRANTZ CARLOS MOLINA HERRERA** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO PUCUNA 024 BLOQUE 44
MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTIMULACION MATRICIAL O EL
USO DE EMPAQUE CON GRAVA EN EL RESERVORIO HOLLÍN 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,



FRANTZ CARLOS MOLINA HERRERA

C.I: 2200100952

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 15 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez

DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez

COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, **JOSE JULIAN GARCIA PONCE** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO PUCUNA 024 BLOQUE 44 MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTIMULACION MATRICIAL O EL USO DE EMPAQUE CON GRAVA EN EL RESERVORIO HOLLÍN 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,



JOSE JULIAN GARCIA PONCE

C.I: 2200072185

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

DARIO XAVIER POZO ABAD

FRANTZ CARLOS MOLINA HERRERA

JOSE JULIAN GARCIA PONCE

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO):

Ing. LUIS ALFREDO AÑVAREZ

CONTACTO ESTUDIANTE:

0939113960 / 0979760486 / 0989682663

CORREO ELECTRÓNICO:

dario.pozo@ister.edu.ec

frantz.molina@ister.edu.ec

josejulian.garcia@ister.edu.ec

TEMA:

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL POZO PUCUNA 024

BLOQUE 44 MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTIMULACION

MATRICIAL O EL USO DE EMPAQUE CON GRAVA EN EL RESERVORIO

HOLLÍN EN EL AÑO 2025

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR: TRABAJO DE TITULACIÓN

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, DARIO XAVIER POZO ABAD con C.I.: 2200529234 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

DARIO XAVIER POZO ABAD

C.I.: 22005292324

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, FRANTZ CARLOS MOLINA HERRERA con C.I.: 2200100952 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

FRANTZ CARLOS MOLINA HERRERA

C.I.: 2200100952

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, JOSE JULIAN GARCIA PONCE con C.I.: 2200072185 alumno de la Carrera de
TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del
presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos
con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

JOSE JULIAN GARCIA PONCE

C.I.: 2200072185

Dedicatoria

Con gratitud y cariño, dedico este proyecto a todos aquellos que han sido mi fuente de inspiración, apoyo y fortaleza en este camino, que ha sido lleno de desafíos y oportunidades.

A Dios, por su guía y amor, que han sido mi faro en los momentos más desafiantes. A mi familia, por su amor incondicional y apoyo incansable, que han sido mi motor y mi inspiración. A mis amigos, por su amistad y compañía, que han sido fundamentales en mi crecimiento personal y emocional.

Al Instituto Rumiñahui, por la oportunidad de haber estudiado en esta prestigiosa institución, que ha sido un lugar de crecimiento y aprendizaje para mí. Y a todos aquellos que han contribuido a la realización de este proyecto, gracias por su apoyo, colaboración y expertise.

Gracias a todos por su amor, apoyo y confianza. Esto no habría sido posible sin ustedes, y espero que sigan siendo una fuente de inspiración y apoyo para mí en el futuro.

Agradecimientos:

Con un corazón lleno de gratitud y aprecio, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han sido parte de mi camino en la realización de este proyecto.

A mi familia, que ha sido mi roca, mi apoyo y mi motivación, gracias por creer en mí, por su amor incondicional y por su paciencia. Sus palabras de aliento y su confianza en mí han sido fundamentales para seguir adelante, incluso en los momentos más desafiantes.

A mis profesores y asesores, que han sido mis guías y mentores, gracias por su dedicación, su experiencia y su orientación. Su compromiso con la enseñanza ha sido clave en mi formación académica y profesional.

A mis amigos y compañeros, que han sido mi red de apoyo y mi fuente de motivación, gracias por su amistad, su compañía y su apoyo. Han hecho que este camino sea más llevadero y enriquecedor.

Al ingeniero Luis Álvarez, que ha sido un faro de orientación y apoyo, gracias por su experiencia, su conocimiento y su guía. Su contribución ha sido fundamental para la culminación exitosa de este proyecto.

Y a todas las personas que han contribuido de alguna manera a la realización de este proyecto, gracias por su apoyo, su colaboración y su confianza. Su contribución ha sido invaluable y ha hecho que este proyecto sea una realidad.

A todos ustedes, mi más sincero agradecimiento y reconocimiento.

Resumen:

La problemática en el pozo Pucuna 024 se basa en la disminución de la producción de hidrocarburos, afectada principalmente por el bloqueo por sedimentos y el desprendimiento de partículas, lo que obstruye los poros de la formación y reduce la permeabilidad del reservorio. Esto afecta el flujo de los fluidos y disminuye la tasa de producción. Para mejorar esta situación se aplicó la estimulación ácida, se inyectó una mezcla de 15% HCl y 1,6% HF, una presión de 910,6 PSI en superficie, con un caudal de 1,97 BPM. La presión de inyección en la formación alcanzó los 946,8 PSI, y se inyectaron 2911,7 galones de fluido en un tiempo total de 35 minutos. Este tratamiento tuvo un impacto positivo significativo en la productividad del reservorio, resultando en un aumento notable en el índice de producción (IP), que pasó de 0,39 a 0,62 BFPD/PSI, reflejando una mejora en la eficiencia de la extracción de fluidos. Además de la estimulación ácida, se implementó un empaque con grava que también contribuyó a la mejora en los parámetros de producción. Las presiones en el yacimiento (3800 PSI) y en el fondo de pozo (2400 PSI) se mantuvieron constantes, lo que indica que no hubo alteraciones adversas en la presión. El índice de producción aumentó de 0,39 a 0,42

BFPD/PSI, mejorando la eficiencia de la extracción. Asimismo, la permeabilidad de la formación (K) aumentó de 69 mD a 89 mD y la porosidad de la formación ($\emptyset$) pasó del 18% al 24%, lo que facilitó un mejor flujo de los fluidos y aumentó la capacidad del reservorio para almacenar y extraer hidrocarburos. Además, se observó una reducción en el daño de formación (S), de 12 a 9.

Palabras claves: Estimulación, permeabilidad, incrustaciones, grava, producción

Abstract:

The issue in well Pucuna 024 is based on the decrease in hydrocarbon production, mainly affected by sediment blockages and particle detachment, which obstruct the pores of the formation and reduce the reservoir's permeability. This affects fluid flow and decreases the production rate. To improve this situation, acid stimulation was applied, injecting a mixture of 15% HCl and 1.6% HF at a surface pressure of 910.6 PSI, with an injection rate of 1.97 BPM. The injection pressure in the formation reached 946.8 PSI, and 2911.7 gallons of fluid were injected over a total time of 35 minutes. This treatment had a significant positive impact on the reservoir's productivity, resulting in a notable increase in the production index (IP), which rose from 0.39 to 0.62 BFPD/PSI, reflecting an improvement in fluid extraction efficiency. In addition to the acid stimulation, a gravel pack was implemented, further contributing to the improvement of production parameters. Pressures in the reservoir (3800 PSI) and bottom hole (2400 PSI) remained constant, indicating no adverse pressure changes. The production index increased from 0.39 to 0.42 BFPD/PSI, improving extraction efficiency. Furthermore, the formation permeability (K) increased from 69 mD to 89 mD, and the formation porosity ($\emptyset$) rose from 18% to 24%, facilitating better fluid flow and enhancing the

reservoir's capacity to store and extract hydrocarbons. A reduction in formation damage (S) was also observed, from 12 to 9.

Keywords: Stimulation, permeability, incrustations, gravel, production

Índice de contenido:

CAPITULO I	21
INTRODUCCIÓN.....	21
Planteamiento del Problema	21
Justificación	21
Hipótesis:	21
Incremento de producción	22
Justificación legal	22
Alcance	23
Objetivos.....	24
Objetivo General.....	24
Objetivos Específicos	24
CAPITULO II.....	25
MARCO TEÓRICO	25
2.1 Ubicación del Campo Pucuna.....	25
Características del Campo Pucuna	25
Reservorio Hollín	26

Correlación Estratigráfica.....	26
Problemas del Reservorio.....	27
Migración de Finos.....	27
Arenamiento (Arena no consolidada).....	28
Análisis Granulométrico.....	29
Análisis de Abrasividad.....	30
Sólidos Suspendidos	31
Método Gravimétrico	31
Método Fann Model 35A	32
Gravel Pack.....	33
Material Grava.....	33
Propiedades Físicas de la Grava	34
Rejillas Empaque con Grava	34
Cálculo de la Permeabilidad en Empaque con Grava.....	35
Cálculo de la Porosidad en Empaque con Grava.....	36
Cálculo del Daño de Formación en Empaque con Grava.....	36
Ley de Darcy	36
Sistema Electrosumergible (ESP).....	37
Sistema de Cavidades Progresivas (PCP).....	38
Estator y rotor en el Sistema de Cavidades Progresivas.....	39
Velocidad en el Sistema de Cavidades Progresivas (PCP).....	40
Torque en el Sistema de Cavidades Progresivas	40
Características del pozo PUC-024.....	41
Historial de Producción PUC-024	41

Sistema de fluido cerrado	41
Análisis PVT Campo Pucuna	42
Prueba de Producción Pucuna-024	43
Completación del pozo	44
Eficiencia de la bomba	45
Correlación Estratigráfica.....	46
Registros eléctricos.....	46
Prueba de presión.....	47
CAPITULO III	48
Análisis de finos	48
Análisis de los finos y fluidos de la arena Hollín PUC-024.....	48
Análisis de abrasividad de las partículas de arena.....	50
Análisis de viscosidad del fluido	52
Resultados de las pruebas de laboratorio.....	52
Implementación del Gravel Pack PUC-024.....	54
Análisis de distribución acumulativa.....	54
Diámetro de la arena.....	54
Tamaño óptimo de la grava	55
Verificación de la Uniformidad de la Grava	55
Índice de abrasividad de la grava	55
Material de la grava	56
Variables del flujo de fluidos.....	59
Selección de la rejilla.....	62
Estimulación Matricial	71
Compatibilidad fluido y roca estimulación matricial.	71

Diseño de la estimulación acida	71
Gradiente de fractura	71
Presión de fractura	72
Presión de inyección en superficie	72
Caudal de inyección.....	72
Caídas de presión en tubería (Pt).....	73
Presión de inyección en la formación.....	75
Cálculo de la permeabilidad	77
Completación del pozo con PCP	79
Diseño del rotor y estator.....	80
Cálculo de la potencia consumida	82
Cálculo de esfuerzos axiales.....	82
Características de la bomba BRZ 579-4100	83
Capacidad de producción PUC-024	83
Torque.....	84
Costos operativos de la implementación del sistema de cavidades progresivas	85
CAPÍTULO IV	88
PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO	88
Incremento de producción Empaque con grava y sistema electrosumergible	88
Incremento de producción Estimulación acida.....	89
Selección de la propuesta optima	91
CAPITULO V.....	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
Conclusiones.....	93

Recomendaciones	94
Bibliografía.....	95

Indice de Tablas

Tabla 1 Análisis PVT Campo Pucuna	42
Tabla 2 Prueba de producción PUC-024	43
Tabla 3 Dimensiones bomba jet tipo 6D	44
Tabla 4 Resultados de la Prueba de presión	47
Tabla 5 Distribución de partículas.....	48
Tabla 6 Porcentaje acumulado.....	49
Tabla 7 Viscosidad vs velocidad	52
Tabla 8 Resultados de laboratorio PUC-024	53
Tabla 9 Diámetro medio de la arena.....	54
Tabla 10 Características de la grava	57
Tabla 11 Tipos de Grava	57
Tabla 12 Propiedades físicas Carbohydro	58
Tabla 13 Permeabilidad grava Carbohydro	59
Tabla 14 Permeabilidad grava Carbohydro	61
Tabla 15 Características de la rejilla Allfrac	62
Tabla 18 Resultados empaque con grava PUC-024	64
Tabla 17 Costos de la implementación PCP PUC-024.....	85
Tabla 19 Resultados incremento de producción empaque con grava PUC-024.....	88

Índice de Figuras

Figura 1 Campo Pucuna ubicación.....	25
Figura 2 Correlación estratigráfica	27
Figura 3 Migración de finos	28
Figura 4 Arenamiento cercano al pozo.....	29
Figura 5 Análisis granulométrico	30
Figura 6 Arenamiento cercano al pozo.....	30
Figura 7 Suspensión de sólidos	31
Figura 8 Principio gravimétrico.....	32
Figura 9 Equipo de viscosidad Fann Model35A	32
Figura 10 Empaque con grava instalado en el pozo	33
Figura 11 Carbohydro.....	34
Figura 12 Rejillas empaque con grava	35
Figura 13 Sistema eléctrico sumergible.....	38
Figura 14 Componentes PCP.....	39
Figura 15 Estator y rotor cavidades progresivas	40
Figura 16 Historial de producción PUC-024.....	41
Figura 17 Sistema de fluido motriz Pucuna.....	42
Figura 18 Curva de producción IPR PUC-024.....	44
Figura 19 Eficiencia bomba Jet 6D	45
Figura 20 Correlación estratigráfica PUC-024, PUC-08, PUC-017	46
Figura 21 Registro eléctrico PUC-024	47
Figura 22 Porcentaje acumulado de finos.....	50
Figura 23 Rejilla Allfrac.....	62

Figura 29 IPR GRAVEL PACK.....	63
Figura 31 ESP REDA RMD1700N	70
Figura 32 Completación empaque con grava	71
Figura 35 Curva IPR pozo PUC-024.....	78
Figura 24 Diagrama pozo Pucuna-024	80
Figura 25 Dimensiones rotor y estator PUC-06	81
Figura 26 PCP BRZ 579-4100.....	83
Figura 27 PCP BRZ 579-4100.....	84
Figura 28 Operación del torque BRZ-579-4100.....	84
Figura 34 Análisis nodal PCP PUC-024.....	86
Figura 36 Incremento de producción PUC-024 empaque con grava.....	89
Figura 37 Incremento de producción PUC-024 cavidades progresivas PCP	90

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del Problema

La problemática en el pozo Pucuna 024 se centra en la reducción de la producción de hidrocarburos debido a diversos factores que afectan la eficiencia en la recuperación. El bloqueo por sedimentos y el desprendimiento de partículas son causas principales, obstruyendo los poros en la formación y reduciendo la permeabilidad del reservorio, lo que disminuye el flujo de fluidos y, por ende, la tasa de producción. Además, las variaciones químicas en los fluidos de producción pueden generar depósitos dentro de la roca, lo que agrava el daño a la formación y empeora la eficiencia del proceso. La acumulación de residuos en los equipos de producción también es un factor que contribuye a la pérdida de eficiencia, al obstruir los mecanismos de extracción y generar costos adicionales por mantenimiento. Las incrustaciones minerales que se forman durante la producción agravan aún más la obstrucción de los poros en la formación, lo que limita la capacidad de flujo de los hidrocarburos y reduce la tasa de recuperación. La combinación de estos factores genera una disminución en la producción de petróleo, afectando la rentabilidad y la viabilidad económica del pozo. Es crucial implementar soluciones tecnológicas para mitigar estos problemas y mejorar la eficiencia en la extracción.

Justificación

Hipótesis:

La implementación de un sistema integral para controlar la entrada de arena en el pozo Púcuna 024, utilizando tecnologías especializadas y mejores prácticas, mejorará la operatividad, aumentará la producción de hidrocarburos, reducirá los costos operativos y prolongará la vida útil del campo, contribuyendo a una mayor rentabilidad y sostenibilidad

Incremento de producción

La implementación de un sistema integral para controlar la entrada de arena en el pozo Púcuna 024, mediante tecnologías especializadas como la estabilización del reservorio y el uso de sistemas de control de arena, está justificada por los impactos negativos actuales, como la obstrucción del flujo de hidrocarburos y el daño a los equipos de extracción. Un análisis nodal permitirá identificar restricciones en la producción, optimizando la eficiencia de los sistemas y ajustando parámetros operativos clave, como la presión y el flujo. Según estudios de campos similares, se prevé que esta solución pueda incrementar la producción entre un 10% y 25%, con un potencial de mejora de hasta un 20% en el primer año. Además, se estima una reducción de tiempos de inactividad en un 15% a 30%. Esta combinación de acciones no solo mejorará la producción y eficiencia operativa, sino que también aumentará la rentabilidad del pozo Púcuna 024

Justificación legal

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, es fundamental asegurar la eficiencia en la producción y la optimización de los recursos naturales, promoviendo el desarrollo sostenible del sector. En este contexto, la implementación de un sistema integral para controlar la entrada de arena en el pozo Púcuna 024 está alineada con las normativas que buscan maximizar la producción de hidrocarburos y reducir los impactos ambientales y operativos. La solución propuesta contribuye a mejorar la eficiencia del reservorio, optimizar la recuperación de petróleo, reducir costos operativos y, en última instancia, incrementar la producción, lo que favorece tanto la rentabilidad como el cumplimiento de los objetivos establecidos por la ley para una explotación responsable y sostenible de los recursos energéticos.

Alcance

El proyecto se enfocará en resolver el problema de la migración de finos se implementarán dos soluciones técnicas clave: el bombeo de cavidades progresivas (PCP) y el empaque con grava. Ambas técnicas se evaluarán para determinar su efectividad en mejorar la extracción de hidrocarburos, estabilizar el flujo de petróleo, reducir los daños en los equipos y aumentar la eficiencia operativa del pozo.

La estimulación matricial en el pozo Pucuna-024 consiste en un tratamiento diseñado para mejorar la permeabilidad del reservorio mediante la inyección de fluidos ácidos o químicos a baja presión, sin fracturar la formación. Este proceso permite disolver los depósitos de arcilla, carbonatos o minerales que obstruyen los poros, facilitando el flujo de hidrocarburos. En el pozo Pucuna, la estimulación matricial podría emplear una mezcla de ácidos como HCl y HF, inyectados a través del fondo del pozo para mejorar la capacidad de producción del reservorio, aumentar la eficiencia de extracción y optimizar la recuperación de petróleo.

La instalación de un sistema de empaque con grava se llevará a cabo para estabilizar el flujo de hidrocarburos y filtrar las partículas de arena presentes en el reservorio. Esta técnica evitará la entrada de arenas no consolidadas al sistema de producción, reduciendo los riesgos de taponamientos y protegiendo los equipos de extracción. La implementación de esta solución buscará mejorar la eficiencia operativa y garantizar un flujo continuo y estable de hidrocarburos, lo que también contribuirá a incrementar la producción en el pozo.

Objetivos

Objetivo General

Optimizar la producción de hidrocarburos en el pozo Púcuna 024 mediante técnicas de control de migración de finos, como bombeo de cavidades progresivas y empaque con grava, para incrementar la producción de hidrocarburos

Objetivos Específicos

- Implementar una estimulación matricial que mejorar la permeabilidad del reservorio Hollín para incrementar la producción del pozo Pucuna-024.
- Implementar un sistema de empaque con grava para estabilizar el flujo de hidrocarburos mejorando la permeabilidad para optimizar la permeabilidad.
- Mejorar los métodos de extracción en el pozo Pucuna 024 mediante la implementación de sistemas de levantamiento artificial electrosumergible y cavidades progresivas.

MARCO TEÓRICO

La orientación del anticlinal indica que el petróleo se acumula en áreas específicas, lo que obliga a un enfoque cuidadoso en la localización de nuevos pozos para optimizar la extracción. Las instalaciones de producción del campo manejan una producción diaria de 2.300 barriles de

petróleo, con un porcentaje de agua en crudo (BSW) de 25,6% y una producción de gas de 553 Mmpc. La infraestructura incluye un separador, bota de gas, tanque de lavado, tanque de surgencia y tanques de almacenamiento. En cuanto al sistema de levantamiento artificial, se emplean bombas eléctricas en 5 pozos, mientras que 11 pozos utilizan un sistema hidráulico de levantamiento artificial accionado por Power Oil. Estos sistemas son clave para la extracción eficiente del petróleo, aunque se deben gestionar cuidadosamente los problemas relacionados con la arena y la fluctuación de presión. Estos factores, sumados a la estructura geológica compleja, requieren la implementación de tecnologías avanzadas y un manejo eficiente de los pozos para prolongar la vida útil del campo y mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Reservorio Hollín

El presente estudio se fundamenta en el reservorio hollín cuya presión de reservorio equivale a 3800 PSI donde la influencia del acuífero de fondo permite tener una presión de valores sumamente exorbitantes en comparación a las demás arenas las características petrofísicas del reservorio se fundamentan en alto contenido de cuarzo alto contenido de feldespatos arcillas como la montmorillonita caolinita ilita y un incremento en el bsw equivalente al 26% en hollín superior cabe recalcar que la producción en el reservorio tiende a ser afectada por la migración de finos que se da desde el reservorio hacia el pozo las características del reservorio Hollín son presentes en el alto contenido de arena que tiende a desplazarse con los fluidos. (Rodríguez, 2020)

Correlación Estratigráfica

La correlación estratigráfica permite observar la secuencia geológica de las distintas características de las rocas como se ilustra en la figura 2. En el presente estudio se realiza una correlación entre tres pozos que poseen similitudes en las características petrofísicas con la

finalidad de observar la acumulación de hidrocarburos a lo largo de las fases estructurales además de detectar daños o fracturas normales ejercidas por esfuerzos de presión además nos permite determinar la secuencia estratigráfica de fluidos y de propiedades de la roca cabe recalcar que este análisis se lo realiza en el reservorio hollín cuya secuencia estratigráfica presenta arenas no consolidadas con un alto porcentaje de minerales como cuarzo y distintos tipos de arcilla como la ilita o la caolinita. (García, 2021)

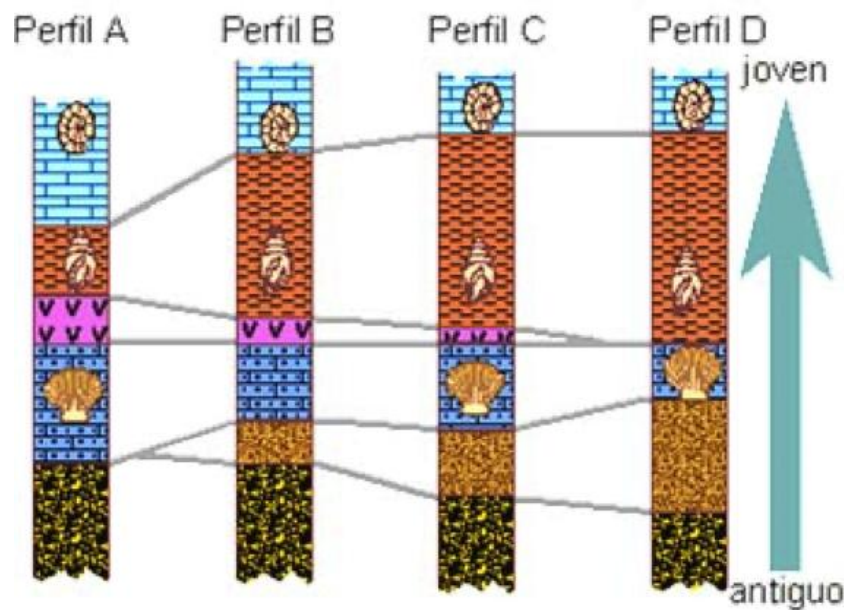


Figura 2 Correlación estratigráfica

Problemas del Reservorio

El problema latente en el reservorio Hollín se fundamenta en la migración de finos de arenas no consolidadas ocasionando que las partículas sueltas entren en el flujo de producción y por medio del transporte se acumulen en la cara de formación y afecten los equipos reduciendo en gran significancia la producción del pozo. (Ruiz, 2017)

Migración de Finos

La migración de finos que taponan el espacio poroso de la roca tiende a reducir la permeabilidad incrementando el daño de formación. Estos finos viajan conjuntamente con los

fluidos de petróleo agua o gas provocando que exista una disminución en la tortuosidad del reservorio. Están conformados principalmente por limos y arcillas, mediante el análisis granulométrico se puede establecer los porcentajes de minerales que obstruyen el espacio poroso a lo largo del reservorio. Para lo cual se busca implementarse distintos métodos de contención de finos con la finalidad de incrementar la producción de hidrocarburos desde el reservorio hacia el pozo. Cabe recalcar que la migración de finos es un problema latente en el reservorio el cual se evalúa en función del historial de producción del mismo y a los problemas de reducción de producción como se indica en la ilustración tres el espacio se ve afectado en la roca. (González, 2016)

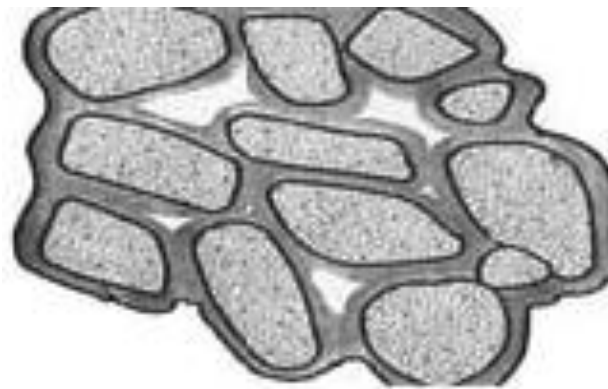


Figura 3 Migración de finos

Arenamiento (Arena no consolidada)

El arenamiento, o la presencia de arena no consolidada, ocurre cuando las partículas de arena sueltas del reservorio entran en el flujo de producción y se trasladan hacia la superficie. Esto puede causar obstrucciones en el pozo, dañar equipos de producción y reducir la eficiencia operativa.

La arena no consolidada es más común en reservorios poco consolidados o en formaciones con baja cohesión entre las partículas de roca. Para evitar este problema, se utilizan

tecnologías como el empaque con grava, que estabiliza las partículas y evita que lleguen al sistema de producción. En la ilustración 4 se denota la obstrucción del flujo de fluidos.

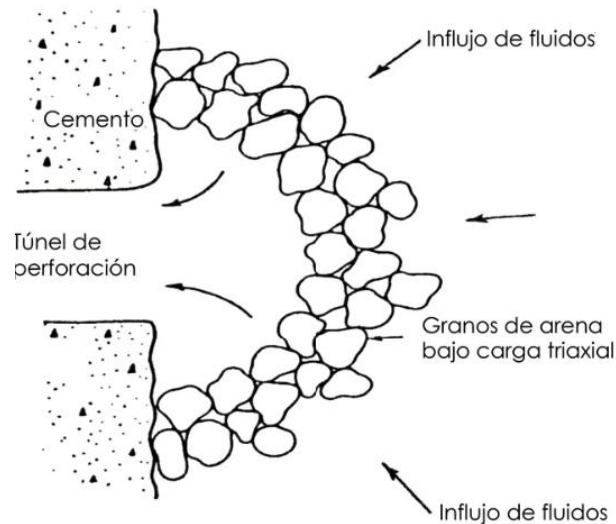


Figura 4 Arenamiento cercano al pozo

Análisis Granulométrico

El análisis granulométrico permite determinar los distintos tamaños que poseen los granos de una muestra de arena de una roca del reservorio. Con la finalidad de predecir los problemas del reservorio en función del diámetro de cada uno de ellos. Los resultados que se obtienen mediante el laboratorio se determinan por medio de la utilización de tamices de distinta serie con la finalidad de obtener los finos que se encuentran provocando la obstrucción en el flujo de fluidos del reservorio hacia el pozo. (Torres, 2019). El objetivo de este análisis es determinar la técnica adecuada para disolverlos o tratarlos con el control y mitigación de estas micropartículas como se indica la toma de muestra en la figura 5.



Figura 5 Análisis granulométrico

Análisis de Abrasividad

Uno de los parámetros importantes es la medición del índice de abrasividad el cual permite determinar como un material afecta a otro por medio de un desgaste continuo al estar en contacto con él mismo. La fricción que genera entre los dos materiales ocasiona una erosión prematura de los componentes que lo recubren. (Ramírez, 2018) La finalidad de esta prueba de laboratorio es determinar si la muestra tiende a afectar componentes móviles de un sistema de levantamiento artificial o un sistema de control de finos, para ello se muestra una prueba en la ilustración 6.



Figura 6 Arenamiento cercano al pozo

Sólidos Suspendedos

Para medir la concentración de sólidos suspendidos a una muestra de hidrocarburos por medio de su valor másico se utiliza un método gravimétrico el cual consiste en un análisis de los sólidos que se encuentran en el fluido de producción con la finalidad de calcular la cantidad de sólidos que se encuentran en dicha muestra asegurando que exista un equilibrio en el control de finos para poder producir de una manera eficiente los fluidos del reservorio hacia el pozo como la muestra de la figura 7 que se tomó del pozo cuyos solidos se encuentran sobre el fluido. (Jiménez, 2020)



Figura 7 Suspensión de sólidos

Método Gravimétrico

Para medir la concentración de sólidos suspendidos a una muestra de hidrocarburos por medio de su valor másico se utiliza un método gravimétrico el cual consiste en un análisis de los sólidos que se encuentran en el fluido de producción con la finalidad de calcular la cantidad de sólidos que se encuentran en dicha muestra asegurando que exista un equilibrio en el control de finos para poder producir de una manera eficiente los fluidos del reservorio hacia el pozo. En la

ilustración 8 se analiza el principio de un gravímetro al variar el valor masico de la muestra.
(Martínez, 2021)



Figura 8 Principio gravimétrico

Método Fann Model 35A

Ese método permite determinar la viscosidad y el nivel de fluidez de los fluidos que se encuentran en producción este método permite determinar la resistencia del fluido al movimiento es esencial asegurar que los fluidos cumplan las propiedades de los fluidos y peróxidos por medio de este método se llega a concluir cómo sería el comportamiento del fluido en la producción del sistema de cavidades progresivas. Como se ilustra el equipo en la figura 9 para realizar la prueba de viscosidad. (Pérez E. , 2017)



Figura 9 Equipo de viscosidad Fann Model35A

Gravel Pack

El empaque con grava permite filtrar un gran porcentaje la migración de finos que se encuentran en una transición entre reservorio y pozo para ello está configurado con una rejilla y un tipo de material con minerales que se acerquen a la composición propia del reservorio para ello la completación del empaque con grava mejora el sistema de productividad incrementando en alguna manera la porosidad del sistema entre reservorio y el empaque mejorando la permeabilidad y disminuyendo el daño de formación en la vecindad del pozo. (Fernández, 2019). El objetivo es introducir una capa de grava cuyo tamaño se relacione con la formación o reservorio que se está evaluando por medio de sus características petrofísicas tal como se ilustra en la figura 10.

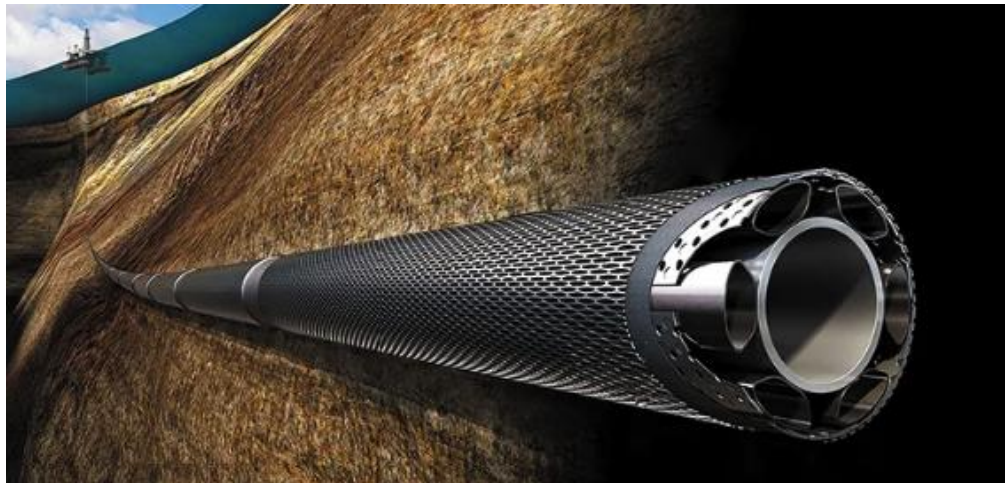


Figura 10 Empaque con grava instalado en el pozo

Material Grava

Material grava utilizada en la industria petrolera el cual se considera como un material de tipo granular que permite filtrar distintas partículas en función de sus tamaños partículas no consolidadas que evitan que se encuentren en un sistema de producción permitiendo un incremento del mismo en este caso la grava puede ser de cuarzo o cerámica dependerá de las

características petrofísicas del reservorio en el cual se vaya a instalar el objetivo es que este material cuyo diámetro tenga las características de la formación permita que no exista una obstrucción en el flujo más bien que ayude a fluir el flujo de fluidos desde el reservorio hacia el pozo evitando daños que sean causados hacia el sistema de levantamiento artificial que se está evaluando un ejemplo del material o el tipo de grava es el carbohydro o el Carbolite que se indica en la figura 11.



Figura 11 Carbohydro

Propiedades Físicas de la Grava

Físicamente las propiedades de tener una grava bien seleccionada permite que exista un desempeño con una eficiencia alta del empaque con grava con la finalidad de permitir filtrar de una manera muy importante las partículas finas que transitan desde el reservorio al pozo sin que se obstruya el flujo de fluidos de hidrocarburos variables como la dureza la abrasión y la resistencia en el empaque con grava ayudan a que el proceso de extracción de hidrocarburos se logre de una manera eficaz incrementando el índice de productividad por la alteración de estas variables petrofísicas.

Rejillas Empaque con Grava

Las rejillas que se indican en la figura 12 son diseñadas de un empaque con grava permiten que no exista un contacto directo del empaque con grava con la producción del reservorio para ello están diseñadas principalmente con un tamaño adecuado para que exista esta

transición entre flujo de fluidos cabe recalcar que deben soportar altas presiones que se dan en el reservorio . Particularmente es un equipo esencial dentro del empaque con que permite que la eficiencia de la instalación del mismo permita que exista una fluidez de agua gas o petróleo existen distintas rejillas que se toman en cuenta para la selección adecuada en función del diámetro y material por el cual están constituidas. (Torres J. , 2020)



Figura 12 Rejillas empaque con grava

Cálculo de la Permeabilidad en Empaque con Grava

La permeabilidad del empaque con grava o del sistema viene con el cálculo de la prioridad del reservorio y la permeabilidad del empaque gracias a esto se puede calcular en función de la saturación del empaque con grava y la saturación de la formación la relación de estas variables permite encontrar una permeabilidad efectiva y una permeabilidad del sistema medida en milidarcys cabe recalcar que esta reducción o incremento de permeabilidad es en función de las variables del reservorio y del empaque con grava para ello se utiliza la siguiente expresión. (Sánchez, 2021)

$$\frac{1}{k_{\text{eff}}} = \frac{S_f}{k_f} + \frac{S_g}{k_g}$$

$$K_{sistema} = \frac{2 K_{form} * K_{grava}}{K_{form} + K_{grava}}$$

Cálculo de la Porosidad en Empaque con Grava

Para determinar la porosidad del sistema se establece una relación entre las variables de porosidad y saturación tanto de la grava como la del reservorio, esto permite que se calcule la porosidad total mejorando las propiedades petrofísicas de la misma por medio de la siguiente expresión. (Sánchez, 2021)

$$\phi_{sist} = \phi_f . S_f + \phi_{grav} . \phi_{Sg}$$

Cálculo del Daño de Formación en Empaque con Grava

Por medio del cálculo del daño de formación en función de la permeabilidad se estima por medio de la relación porcentual de aumento o disminución de permeabilidad este dato se resta de la permeabilidad final obteniendo una reducción significativa al estar en contacto los granos de la grava con la formación mejora el flujo de fluidos durante la transmisión de los hidrocarburos evitando la migración de finos e incrementando la producción de petróleo este cálculo se determina con la siguiente expresión. (López, 2018)

$$S_2 = \left[\frac{k_{sistema} - k_{inicial}}{k_{sistema}} \right] \times S_1$$

Ley de Darcy

La ley de Darcy se aplica para determinar el índice de productividad enfocado en parámetros de presión volumen y temperatura de los fluidos con los parámetros petrofísicos permeabilidad saturación etcétera la finalidad es determinar el índice de productividad después

de aplicar algún sistema de reacondicionamiento donde las variables de permeabilidad y daño de formación permitirán que exista un incremento o disminución del aporte del reservorio al pozo para ello se establece la siguiente ecuación que permite realizar el cálculo. (Rivera, 2017)

Sistema Electrosumergible (ESP)

Para poder determinar y controlar la migración de finos cuando se instala un empaque con grava es de vital importancia que este tienda a ser producido por un sistema eléctrico sumergible con la finalidad de manejar el flujo de fluidos. (Vargas, 2020) .Ya que con un sistema de producción hidráulico existe la posibilidad de un taponamiento en este caso viene constituido por:

1. motor de fondo una bomba eléctrica
2. un cable un protector
3. un separador de gas
4. Bomba eléctrica
5. un variador en superficie
6. una caja de venteo tal como se indica en la figura 13.

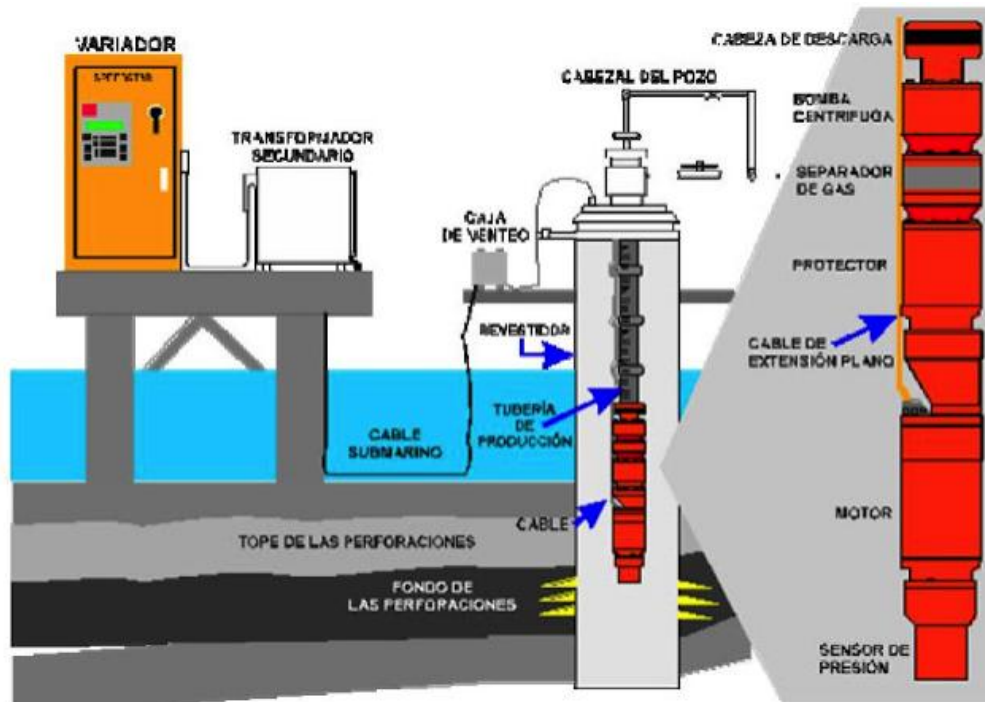


Figura 13 Sistema eléctrico sumergible

Sistema de Cavidades Progresivas (PCP)

El sistema de cavidad progresivas tiene un fundamento de desplazamiento positivo el cual está constituido por un estator y un rotor el cual gira permitiendo manejar fluidos que contengan un excedente de finos o arenamiento de arenas no consolidadas o fluidos de hidrocarburos con un alta viscosidad para ello su desempeño se realiza por medio de un incremento de producción en función de un incremento de la velocidad en revoluciones por minuto del sistema ejerciendo un torque que es distribuido a lo largo de toda la completación cabe recalcar que existe un factor slip o de deslizamiento que nos ayuda a determinar el caudal óptimo con el cual se está produciendo mediante el análisis nodal en la figura 14 se muestra los componentes de la misma. (Rodríguez C. , 2021)

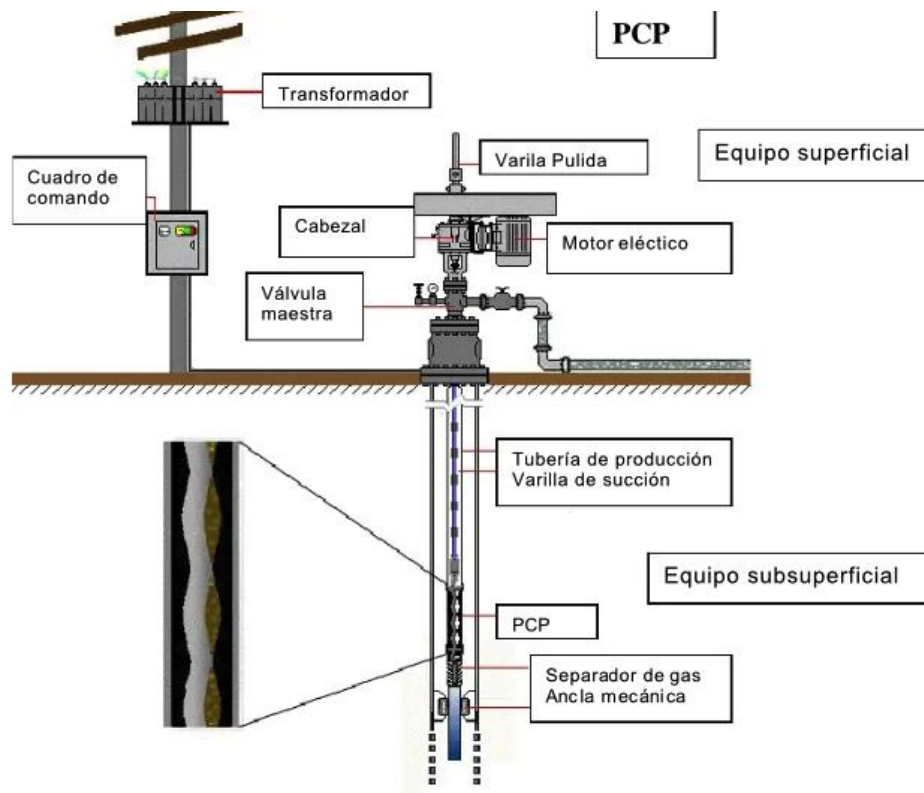


Figura 14 Componentes PCP

Estator y rotor en el Sistema de Cavidades Progresivas

El rotor y estator de las cavidades progresivas que se observa en la figura 15 es la parte fija y móvil del sistema de cavidades progresivas ya que esta permite que exista un movimiento del rotor por medio de un incremento de velocidad en revoluciones por minuto al operar estas dos variables permite que exista un incremento de producción de hidrocarburos logrando un desplazamiento positivo por cada una de las cavidades. (Fernández P. , 2019)

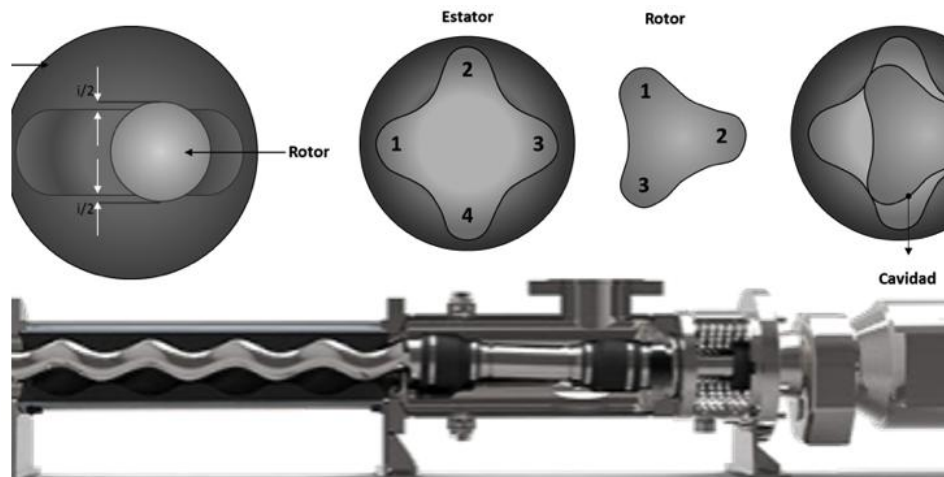


Figura 15 Estator y rotor cavidades progresivas

Velocidad en el Sistema de Cavidades Progresivas (PCP)

Dentro del sistema de la velocidad del sistema de cavidades progresivas hay que tomar en cuenta el factor ya que si existe una excesiva velocidad puede haber un aumento en este tipo de facto lo que disminuye la eficiencia en sí de la bomba por lo contrario si tenemos una velocidad baja esto resulta a una producción insuficiente es de vital importancia trabajar con 300 revoluciones por minuto para que se genere una producción óptima en este sistema.

Torque en el Sistema de Cavidades Progresivas

El torque en un sistema de cavidades progresivas se refiere al esfuerzo de torsión necesario para hacer girar el rotor dentro del estator. Este torque está influenciado por varios factores, incluyendo la viscosidad del fluido, la velocidad de operación y la fricción entre las superficies del rotor y el estator. Mantener un nivel de torque adecuado es fundamental para asegurar la eficiencia de la bomba y prevenir daños en el sistema. Tanto un torque excesivamente bajo como uno demasiado alto pueden provocar problemas operativos que impacten negativamente en la producción del pozo. (Ramírez J. , 2020)

Características del pozo PUC-024

Historial de Producción PUC-024

El pozo Pucuna 024 presenta una declinación de producción, por un avance de la migración de finos, ocasionando el desprendimiento de material arenosos de una formación poca consolidada el registro de producción indica una producción de 550 barriles de fluido con un bsw del 26%, una producción de 143 barriles de agua y una producción de 407 barriles de petróleo como se ilustra a continuación en la figura 16.

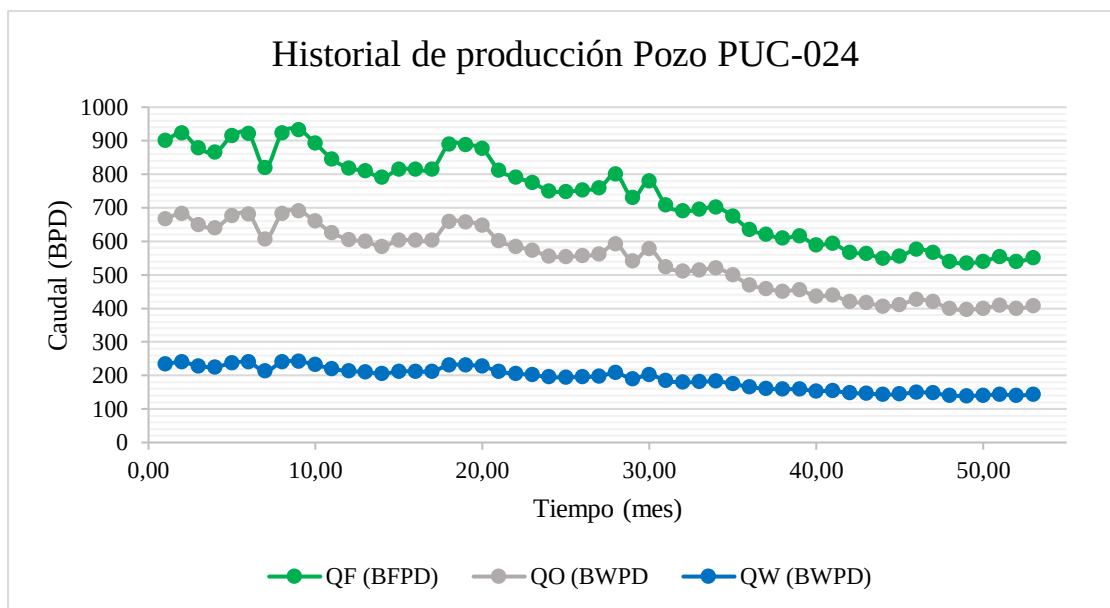


Figura 16 Historial de producción PUC-024

Sistema de fluido cerrado

La ilustración 17 a continuación presenta la configuración del sistema de fluido cerrado en el campo Pucuna, donde se utiliza un fluido motriz limpio. Este fluido motriz tiene la función principal de equilibrar el porcentaje de salinidad del reservorio Hollín, lo que contribuye a la reducción de la corrosión en el sistema. Es relevante destacar que el fluido motriz utilizado mantiene las mismas características que el fluido de producción actual, lo que asegura la

compatibilidad y estabilidad del proceso. Las facilidades de producción describen tres tanques dos de almacenamiento, uno de fluido de motriz dos separadores, un tratador y una bomba de superficie.

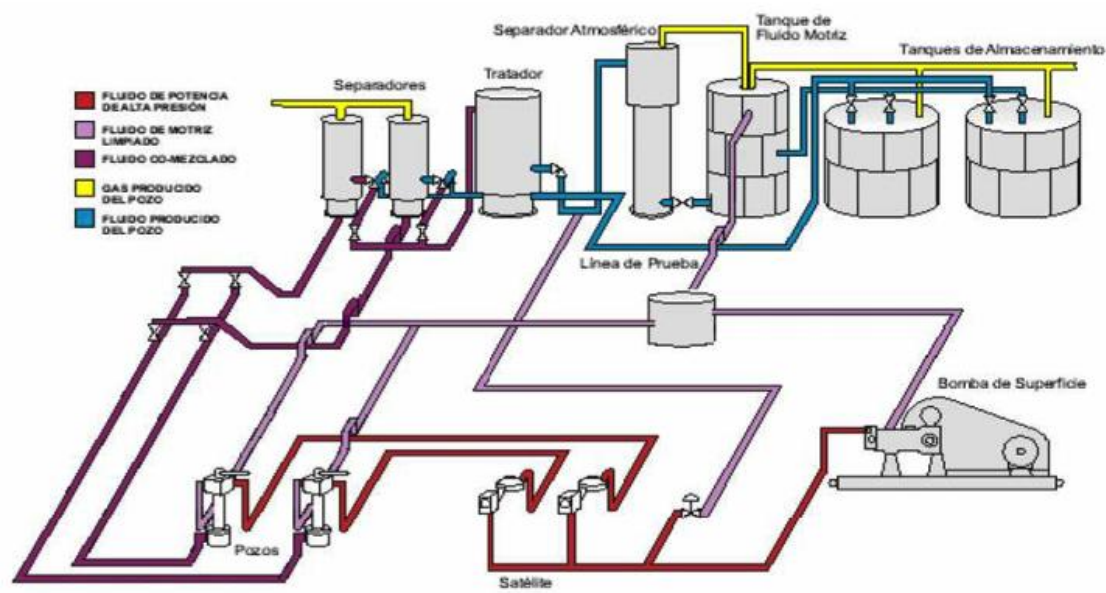


Figura 17 Sistema de fluido motriz Pucuna

Análisis PVT Campo Pucuna

En la tabla 1 se indica los valores de presión, volumen y temperatura del fluido proveniente del Campo Pucuna de la arena Hollín superior con una presión de 3800 psi, una viscosidad de 1,6 cP, una densidad de petróleo equivalente a 59 lb/ft3a una temperatura de 210 grados Fahrenheit, además de un factor volumétrico de 1,2. Con una presión en el punto de burbuja de 1300 psi donde se caracteriza un api de 18 del crudo.

Tabla 1 Análisis PVT Campo Pucuna

PVT		
Pozo	PUC-024	
Arena	Hollín Superior	
Pr	PSI	3800

Pb	PSI	1300
U0	cP	2,2
Bo	BY/BN	1,4
API		18
Densidad Oíl	lb/ft3	59
Temperatura	F	220
GOR	PCN/BY	100

Prueba de Producción Pucuna-024

La curva de producción del pozo PUC-024 se indica a continuación, cabe recalcar que en la tabla 2 se indica que el pozo produce 550 barriles de fluido a una presión de fondo fluyendo de 2400 psi con una capacidad máxima de producción de 1266 barriles de fluido por día, con un índice de productividad de 0,39 bfpd/psi. Cabe recalcar que en la figura 18 se indica la capacidad de producción conjuntamente con los valores de producción en el punto de burbuja a 1300 psi un caudal de 982 barriles de fluido.

Tabla 2 Prueba de producción PUC-024

Prueba de producción		
Pozo	PUC-024	
Arena	Hollín Superior	
Pr	PSI	3800
Pb	PSI	1300
Pwf	PSI	2400
Qf	BFPD	550
Qb	BFPD	982
Qmax	BFPD	1266
IP	BFPD/PSI	0,39

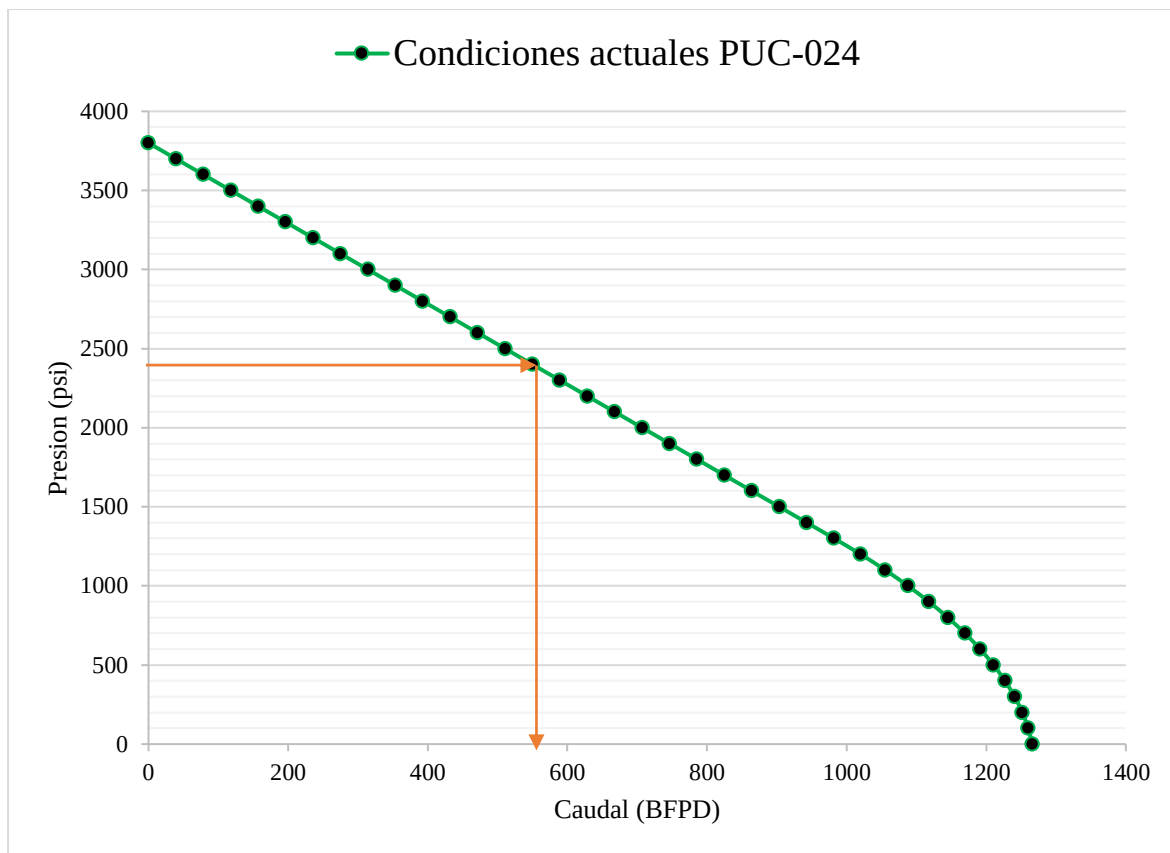


Figura 18 Curva de producción IPR PUC-024

Completación del pozo

En la tabla 3 se indica la operación de las relaciones del nozzle E completado en el pozo Pucuna 24 cuyos valores se observan a continuación con un valor A de 0,0452 y un valor R de 0,39 una bomba JET tipo 6D a una profundidad de 9606 pies.

Tabla 3 Dimensiones bomba jet tipo 6D

Profundidad	ft	9000	
Presión de inyección (psi)	A	Eficiencia	R
4500	0,0452	24,5	0,0177

SIZE	JET	DD	CC	BBA	A	A+	BB	B+	C	C+	D	E	F	G	H	I
MT	AREA	0,0016	0,0028	0,0038	0,0055	0,0075	0,0095	0,0109	0,0123	0,0149	0,0177	0,0241	0,0314	0,0452	0,0661	
OOO	0,0044	0,36	0,64													
OO	0,0071	0,224	0,399	0,543												
O	0,0104		0,272	0,37	0,534	0,72	0,915									
1	0,0143		0,198	0,269	0,387	0,524	0,664	0,762								
2	0,0189			0,204	0,294	0,397	0,504	0,577	0,65							
3	0,0241				0,23	0,311	0,395	0,452	0,51	0,62	0,74					
4	0,0314					0,239	0,303	0,347	0,39	0,48	0,56	0,77				
5	0,038					0,197	0,25	0,237	0,32	0,4	0,46	0,63				
6	0,0452					0,166	0,21	0,241	0,27	0,33	0,39	0,53	0,69			
7	0,0531						0,205	0,23	0,28	0,33	0,45	0,59				
8	0,0661								0,23	0,27	0,36	0,48	0,68			
9	0,0804									0,19	0,22	0,3	0,39	0,56		
10	0,0962											0,25	0,33	0,47	0,69	

Eficiencia de la bomba

Según la figura 19 que se presenta a continuación indica la eficiencia del 24,5 % que en la gráfica se detalla con el color celeste.

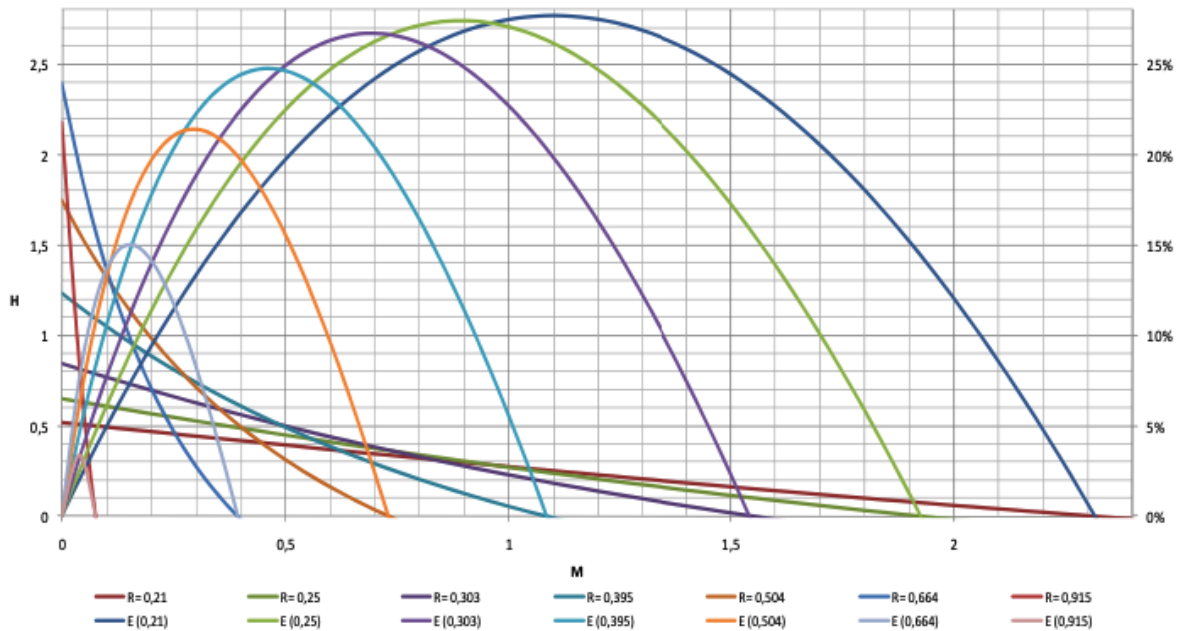


Figura 19 Eficiencia bomba Jet 6D

Correlación Estratigráfica

En la gráfica 20 que se presenta a continuación se observa la correlación estratigráfica del reservorio Hollín Superior con los pozos PUC-24, PUC-08 y PUC-017 se observa como existe la continuidad de la arena no consolidada y un ligero avance del acuífero de fondo.

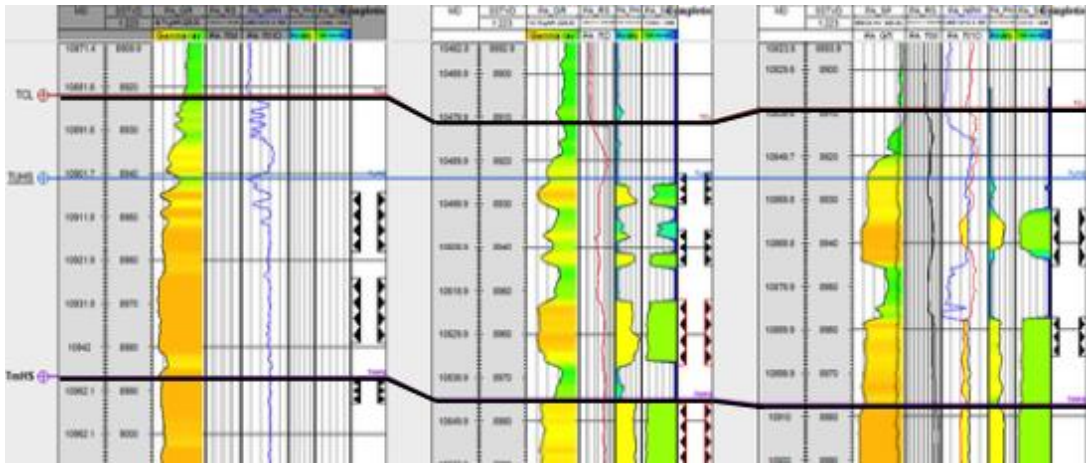


Figura 20 Correlación estratigráfica PUC-024, PUC-08, PUC-017

Registros eléctricos

Según el registro eléctrico de la figura 21 del pozo PUC-024 se evidencia un intervalo productor de 40 pies en el intervalo 9150-9190 pies con una porosidad del 18% un porcentaje del 38% de minerales como el cuarzo, además de un 22% de minerales arcillosos.

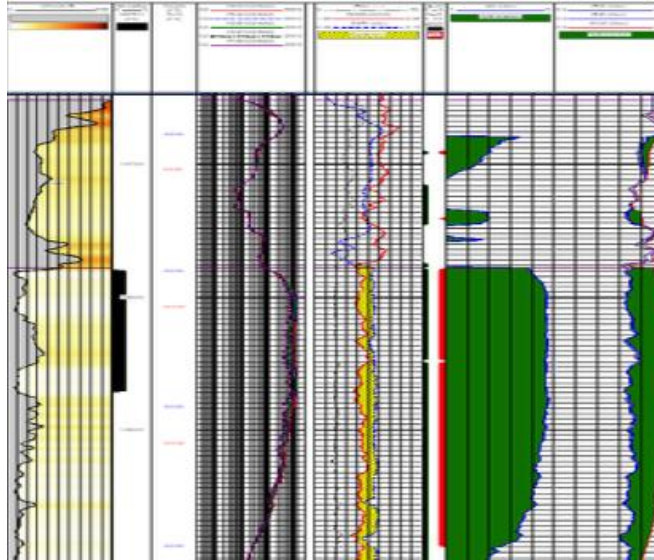


Figura 21 Registro eléctrico PUC-024

Prueba de presión

En la tabla 4 que se muestra a continuación se detalla la prueba de presión desarrollada en un tiempo de 2,83567 horas, asumiendo un reservorio homogéneo con radio finito del pozo logrando obtener una permeabilidad de 69 mD milidarcys y un daño de formación de 12 a una presión de 2400 psia a una tasa de 550 barriles.

Tabla 4 Resultados de la Prueba de presión

Diagnostic	
Reference rate	550 STB/D
P at dt=0	2400 PSIA
Time march	2,83567 1/hr
Pressure match	0,002900 1/psia
Wellbore storage	CONSTANT
Well	Finite radius
Reservoir	Homogeneous
Boundary	Infinte
Wellbore storage	0,00848719 bbl/psi
Transmissibility	59,2917 md.ft
Permeability	69 mD
Well & wellbore	

Wellbore storage	0,00345683	BBL/PSI
Skin	12	
Total skin pressure drop	1037,57	PSI

CAPITULO III

Análisis de finos

Análisis de los finos y fluidos de la arena Hollín PUC-024

El análisis de laboratorio es fundamental para comprender la naturaleza del arenamiento en el pozo. A través de una serie de pruebas, se puede determinar la composición, el tamaño, la abrasividad y la cantidad de las partículas de arena, lo que permite implementar soluciones efectivas para mitigar el problema y mejorar la productividad del pozo.

Tabla 5 Distribución de partículas

Tamiz (mm)	Peso Retenido (g)	Porcentaje Retenido (%)
4.00	40	8
2.00	70	14
1.00	90	18
0.50	100	20
0.25	80	16
0.075	40	8
Pasante 0.075 mm	80	16

Total	500 g	100%
--------------	--------------	-------------

Ahora se calculó el porcentaje acumulado para cada fracción, lo cual nos indica la distribución acumulativa del tamaño de las partículas como se ilustra en la tabla 6.

Tabla 6 Porcentaje acumulado

Tamiz (mm)	Peso Retenido (g)	Porcentaje Retenido (%)	Porcentaje Acumulado (%)
4.00	40	8	8
2.00	70	14	22
1.00	90	18	40
0.50	100	20	60
0.25	80	16	76
0.075	40	8	84
Pasante 0.075 mm	80	16	100

La figura 22 muestra cómo se distribuyen las partículas en la muestra en función de su tamaño. La curva refleja la presencia de partículas finas (< 0.075 mm) que se encuentran en el extremo derecho de la distribución, y el 16% de la muestra pasa por el tamiz de 0.075 mm, lo que representa el 12% de partículas finas (< 0.075 mm), lo que indica un problema de arenamiento en el pozo Pucuna-024.

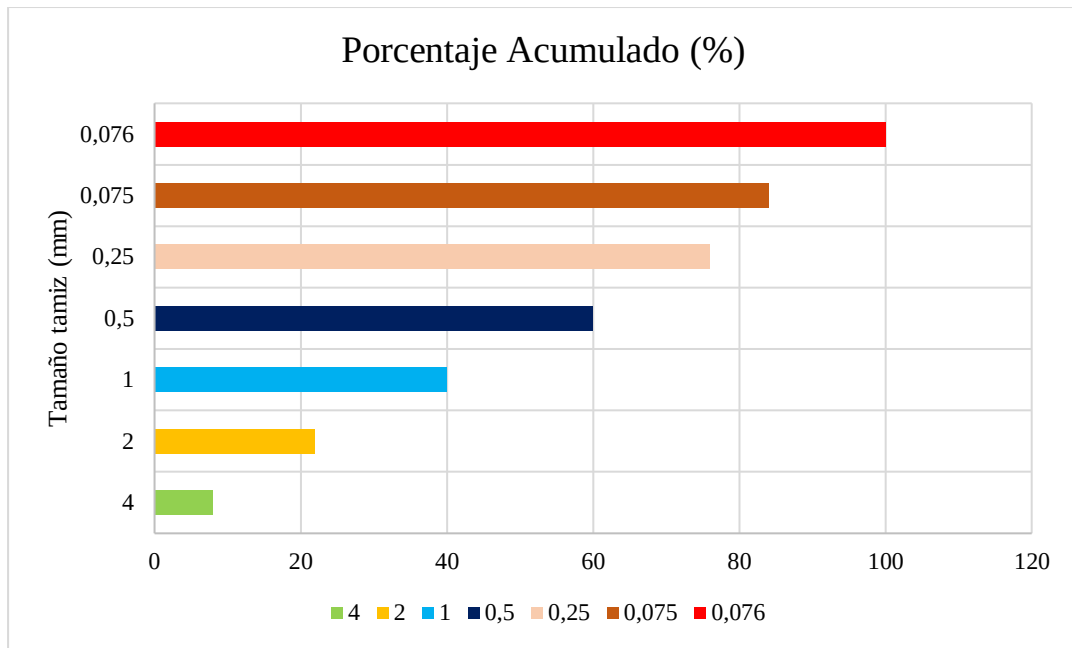


Figura 22 Porcentaje acumulado de finos

Análisis de abrasividad de las partículas de arena

Se determino la capacidad de las partículas de arena para desgastar los equipos en el pozo, específicamente en las bombas y las tuberías. Para ello, se debe conocer el índice de abrasividad de la arena, que se puede obtener por medio del Método de desgaste de arena o prueba de desgaste de los rodillos.

1. abrasividad por medio de la siguiente expresión:

$$Ir = \frac{\text{Desgaste observado}}{\text{Peso de la muestra de arena}} * 100$$

$$Ir = \frac{2 \text{ gr}}{500 \text{ gr}} * 100$$

$$Ir = 0,4 \%$$

El análisis de abrasividad en la muestra de arena del pozo Pucuna-024, con un 12% de partículas finas, revela que existe un nivel moderado de abrasividad 0.4% en la prueba de desgaste de rodillos. Contenido de sólidos suspendidos en el fluido

Se determino la cantidad de sólidos suspendidos en la muestra de fluido extraído del pozo, lo que nos permitirá identificar el nivel de contaminación del fluido por partículas sólidas. Estos sólidos provienen del reservorio o incluso de materiales transportados desde el reservorio.

$$\text{Contenido de sólidos suspendidos } \left(\frac{gr}{L}\right) = \frac{\text{Peso sólidos retenidos}}{\text{Volumen muestra filtrada}} * 100$$

$$\text{Contenido de sólidos suspendidos } \left(\frac{gr}{L}\right) = \frac{0,125 \text{ gr}}{1 \text{ L}} * 100$$

$$\text{Contenido de sólidos suspendidos } \left(\frac{gr}{L}\right) = 0,125 \text{ gr/L}$$

Este es el contenido de sólidos suspendidos en términos de gramos por litro (g/L).

Nota: Aunque este valor no parece muy alto, los sólidos suspendidos finos (<0.075 mm) contribuyen a la abrasividad. Así que debemos tener en cuenta tanto el volumen de los sólidos como su tamaño.

1. Cálculo de la Concentración Total de Sólidos Suspended (2.5%)

Para validar que tenemos un alto contenido de sólidos suspendidos en el fluido, sabemos que:

Si 25 gr de sólidos fueron agregados a 1 litro de fluido, entonces el porcentaje de sólidos suspendidos es:

$$\text{Porcentaje de sólidos suspendidos \%} = \frac{25 \text{ gr}}{1000 \text{ m L}} * 100$$

$$\text{Porcentaje de sólidos suspendidos \%} = 2,5 \%$$

El contenido de sólidos suspendidos medido gravimétricamente en esta muestra con 2.5% de sólidos es 0.125 g/L, lo que nos indica que:

La muestra tiene una cantidad significativa de sólidos suspendidos.

Análisis de viscosidad del fluido

El análisis de viscosidad es un paso crucial para determinar si el fluido del Pozo Pucuna-024, que contiene aceite, agua y sólidos suspendidos, es adecuado para ser bombeado con bombas de cavidades progresivas (PCP). Las bombas PCP son adecuadas para fluidos de alta viscosidad, pero se debe evaluar si el fluido en cuestión tiene las características correctas para garantizar que no haya problemas de obstrucción o desgaste excesivo en las bombas.

1. :

Tabla 7 Viscosidad vs velocidad

Velocidad (rpm)	Viscosidad (cP)
600	0,4
300	1,2
100	1,58
6	2,2

2. Según los resultados de velocidad en el fluido sí, es viable instalar una bomba de cavidades progresivas (PCP) en el pozo Pucuna-024. Sin embargo, se debe considerar la potencia adecuada para la bomba, implementar filtros de control de sólidos si es necesario, y realizar un monitoreo continuo de las condiciones operativas para asegurar la eficiencia y durabilidad de las bombas.

Resultados de las pruebas de laboratorio

A continuación, se presenta una tabla 8 que resume los resultados de las pruebas realizadas granulometría, abrasividad, contenido de sólidos suspendidos, viscosidad.

Tabla 8 Resultados de laboratorio PUC-024

Prueba	Resultado
Análisis Granulométrico	16% de partículas finas (<0.075 mm) en la muestra. 12% de arenamiento potencial.
Análisis de Abrasividad	- Índice de abrasividad (Ir) = 0.4%, lo que indica un nivel moderado de abrasividad.
Contenido de Sólidos Suspendidos	- 0.125 g/L de sólidos suspendidos, lo que indica moderada contaminación en el fluido.
Prueba de Sólidos Suspendidos (Concentración Total de Sólidos)	- 2.5% de sólidos suspendidos en el fluido(significativo, considerando la abrasividad de los finos).
Análisis de Viscosidad	- La viscosidad media es 2,2 cP a 6 rpm, lo que indica un fluido de baja viscosidad.

Implementación del Gravel Pack PUC-024

La colocación de un gravel pack en el pozo PUC-024 tiene como objetivo evitar la entrada de arenas y otros sólidos al interior del pozo, lo que protege el equipo de producción y previene una disminución en la productividad.

Análisis de distribución acumulativa

El porcentaje acumulado permite observar cómo se distribuyen las partículas según su tamaño.

El 16% de las partículas tienen un tamaño menor a 0.075 mm, lo que indica una fracción significativa de partículas finas (fines) susceptibles a ser transportadas hacia el pozo.

La curva de porcentaje acumulado refleja la distribución del tamaño de partículas.

La presencia de un 16% de partículas finas (<0.075 mm) sugiere un alto riesgo de arenamiento, especialmente en un pozo de alta producción como Pucuna-024.

Las partículas gruesas (>0.25 mm) representan más del 60% de la muestra, indicando que una buena parte de la formación puede ser controlada con un gravel pack adecuado.

Diámetro de la arena

La tabla 9 muestra los tamaños de las partículas de arena basados en los datos granulométricos proporcionados para la muestra del pozo Pucuna-024.

Tabla 9 Diámetro medio de la arena

Tamiz (mm)	Tamaño Medio (mm)	Porcentaje Retenido (%)
>4.00	4	8
2.00 - 4.00	3	14
1.00 - 2.00	1.5	18
0.50 - 1.00	0.75	20
0.25 - 0.50	0.375	16
0.075 - 0.25	0.1625	8
<0.075	0.089	16

Tamaño óptimo de la grava

Para seleccionar el tamaño de la grava observamos se utiliza la siguiente expresión la cual relaciona el tamaño de partícula de la formación con el tamaño de adecuado de la grava.

$$D_{grava} = 5 * D_{50}(formacion)$$

Sustituyendo el D50 de la formación de 0,25 mm

$$D_{grava} = 5 * 0,25 \text{ mm}$$

$$\mathbf{D_{grava} = 1,25 \text{ mm}}$$

Verificación de la Uniformidad de la Grava

La uniformidad de la grava es crucial para garantizar una buena filtración y evitar obstrucciones. El coeficiente de uniformidad CU se calcula con la fórmula:

$$CU = \frac{D_{40}}{D_{90}}$$

$$CU = \frac{1 \text{ mm}}{1,5 \text{ mm}}$$

$$CU = 0,67$$

Este coeficiente de uniformidad es adecuado, ya que $CU < 2$, lo que indica que la grava está bien clasificada.

Índice de abrasividad de la grava

Este ensayo simula el desgaste de las partículas de grava en contacto con equipos de producción.

Procedimiento:

1. Colocar 500 gramos de grava en una cámara de prueba con un rodillo de acero.
2. Girar el rodillo a 10 rpm durante 2 horas.
3. Medir el desgaste de la grava.

4. Calcular el índice de abrasividad utilizando la fórmula

$$Ir = \frac{\text{Desgaste observado}}{\text{Peso de la muestra}} * 100$$

$$Ir = \frac{2 \text{ gr}}{500 \text{ gr}} * 100$$

$$Ir = 0,04 * 100$$

$$\mathbf{Ir = 0,4\%}$$

El índice de abrasividad de la muestra de grava para el pozo Pucuna-024 es 0.4%.

Un Ir de 0.4% indica que la abrasividad de la muestra es moderada. Esto sugiere que las partículas de la muestra tienen una capacidad de desgaste relativamente baja.

Es recomendable seleccionar bombas de cavidades progresivas (PCP) con materiales resistentes a la abrasión (como aleaciones duras o cerámica) y un sistema de filtrado eficiente para proteger los equipos.

Material de la grava

Grava de cuarzo

Dado que el pozo Pucuna-024 tiene un nivel moderado de abrasividad (índice de abrasividad de 0.4%), el uso de grava de cuarzo es adecuado debido a la alta resistencia de estos materiales a la abrasión, lo que es crucial para proteger las bombas, las tuberías y otros equipos de la producción.

El cuarzo tiene una dureza alta (escala de Mohs 7), lo que asegura que la grava no se desgaste rápidamente, incluso cuando está en contacto con partículas abrasivas presentes en el fluido de producción

Selección de la grava

En la siguiente tabla 10 se indica las características óptimas de la grava que se necesita para el pozo PUC-024, de acuerdo a estos valores se selecciona el tipo de material utilizado en el mercado.

Tabla 10 Características de la grava

Parámetro	Valor
Tamaño óptimo de la grava (Dgrava)	1,25 mm
D50 de la formación	0,25 mm
Coefficiente de Uniformidad (CU)	0,67
Índice de Abrasividad (Ir)	0,40%
Material de la grava	Grava de cuarzo

En la tabla 11 que se indica a continuación se muestran los tipos de grava en mercado.

Tabla 11 Tipos de Grava

Características	Condiciones necesarias	Carbohydro	Carboecono	Carbonice
Tamaño de la Grava	1,25 mm	1,1 - 1,3 mm	1,2 - 1,5 mm	1,3 - 1,6 mm
Diámetro (D50)	0,25 mm	0,1 - 0,3 mm	0,6 - 0,7 mm	0,4 - 0,8 mm
Coefficiente de Uniformidad (CU)	0,67	0,6 - 1,9	0,8 - 2,0	1,6 - 1,8
Índice de Abrasividad (Ir)	0,40%	0,2 - 0,5 %	0,4 - 0,6 %	0,3 - 0,5 %
Material de la Grava	Grava de cuarzo	Cuarzo (alta dureza)	Cuarzo y silicato	Silicatos y caliza

La mejor opción para el pozo Pucuna-024 es la **grava Carbohydro**. Tiene un tamaño óptimo de 1,25 mm, que coincide con el cálculo basado en el D50 de la formación (0,25 mm), garantizando una filtración eficiente. Su bajo índice de abrasividad (0,2% - 0,4%) protege los equipos y bombas, el material de cuarzo proporciona alta resistencia a la abrasión, lo que asegura una larga vida útil. Además, su coeficiente de uniformidad (CU) es adecuado (0,6 - 1,9), lo que optimiza su desempeño. Es la opción más adecuada para las condiciones del pozo.

Propiedades físicas Carbohydro

Al determinar el tipo de grava a utilizar el enfoque se observa en la tabla 12 recae en las propiedades físicas como el equilibrio del pH, acidez residual, vida, redondez, esfericidad

Tabla 12 Propiedades físicas Carbohydro

CARBOHYDRO		
Propiedad Física	Valor del Carbohydro	Descripción
pH	7.5	El pH de la grava Carbohydro es ligeramente alcalino, ideal para aplicaciones en pozos.
Densidad	2.60 g/cm ³	La grava tiene una densidad relativamente alta, lo que indica una composición densa.
Gravedad específica	2.6	La gravedad específica es consistente con su densidad, sugiriendo una grava pesada.
Volumen	0.047 cm ³ /g	El volumen específico por unidad de peso es moderado, adecuado para mantener la circulación.
Saturación de Grava	30%	La saturación indica la capacidad de la grava para absorber líquidos o permitir la circulación de fluidos.
Porosidad de la Grava	32%	La porosidad es adecuada para permitir el paso de fluidos sin perder estabilidad.

Variables del flujo de fluidos

Permeabilidad de la grava seleccionada

Los valores de permeabilidad de la grava Carbohydro ofrecen una referencia clave para elegir el tamaño adecuado de grava según los requerimientos de flujo en el pozo. Las partículas de mayor tamaño de Carbohydro presentan una alta permeabilidad, lo que facilita el paso de fluidos, como se muestra en la tabla 8. Por otro lado, las partículas más pequeñas tienen una permeabilidad inferior, lo que puede ser ventajoso en escenarios donde se necesita un mayor control sobre el flujo y una mejor retención de partículas finas, alcanzando un valor de 115 mD según el diseño establecido anteriormente como se indica la tabla 13.

Tabla 13 Permeabilidad grava Carbohydro

Tamaño de Grava	Permeabilidad
mm	mD
0,5	40
0,75	60
1	85
1,25	115
1,5	150
2	200
2,5	250
3	320
4	450
5	600

Cálculo de la permeabilidad efectiva del empaque con grava

Según el modelo de medios porosos establecido por Darcy el cálculo de la permeabilidad efectiva se calcula por medio de la siguiente expresión: donde se toma en cuenta la permeabilidad de la grava equivalente a 115 mD, permeabilidad formación de 69 mD la

saturación de la grava igual al 30% y la saturación de la formación del 70% respectivamente obteniendo un valor igual a 78 mD.

$$\frac{1}{k_{\text{eff}}} = \frac{S_f}{k_f} + \frac{S_g}{k_g}$$

$$\frac{1}{\frac{S_f}{k_f} + \frac{S_g}{k_g}} = k_{\text{eff}}$$

$$\frac{1}{\frac{0,7}{69} + \frac{0,30}{115}} = k_{\text{eff}}$$

$$\mathbf{k_{eff} = 78 \text{ mD}}$$

Cálculo de la permeabilidad del sistema

Posteriormente se determina el cálculo de la permeabilidad del sistema en función de la permeabilidad efectiva, de la formación y grava.

$$K_{\text{sistema}} = \frac{2 K_{\text{form}} * K_{\text{grava}}}{K_{\text{form}} + K_{\text{grava}}}$$

$$K_{\text{sistema}} = \frac{(2 * 69 \text{ mD}) * (115 \text{ mD})}{(69 \text{ md} + 115 \text{ mD})}$$

$$\mathbf{K_{sistema} = 86 \text{ mD}}$$

Cálculo de la porosidad del sistema

En un sistema simplificado, si la grava llena la mayor parte del espacio, la porosidad puede ser prácticamente igual a la porosidad de la propia grava. La fórmula básica para calcular la porosidad en un sistema compuesto es:

$$\phi_{sist} = \phi_f \cdot Sf + \phi_{grav} \cdot \phi Sg$$

$$\phi_{sist} = (0,18 * 0,7) + (0,37 * 0,3)$$

$$\phi_{sist} = 24\%$$

Reducción del daño de formación

Una vez obtenida la permeabilidad después de la instalación del empaque con grava, se procede a evaluar el daño de formación. Dado que la afectación no ocurre directamente en el reservorio, la reducción del daño se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$S2 = \left[\frac{k_{sistema} - k_{inicial}}{k_{sistema}} \right] \times S1$$

$$S2 = S1 - \left[\frac{86 \text{ mD} - 69 \text{ mD}}{86 \text{ mD}} \right] * 12$$

$$s = 9,6$$

Esto resulta en un nuevo daño de S = 9,6, lo que permite calcular el aumento en la producción utilizando la nueva IPR, que se detalla a continuación en la fase de control, además en la tabla 14 se indican los resultados de las propiedades petrofísicas.

Tabla 14 Permeabilidad grava Carbohydro

EMPAQUE CON GRAVA PUC-024		
Pozo	PUC-024	
	HOLLIN SUPERIOR	
Arena		
Satur Form.	%	70%
K Formación	mD	69
Ø Formación	%	18%
Satur. Grava	%	30%
K Grava	mD	115
Ø Grava	%	37%

KEFECTIVA	mD	78
KSISTEMA	mD	86
Ø Sistema	%	24%
S1		12
S2		9,6

Selección de la rejilla

Para este estudio, se instalará una rejilla de alambre enrollado Allfrac, la cual se distingue por ser una espiral de alambre de acero inoxidable alrededor de una estructura tubular, como se muestra en la Figura 23. En la Tabla 15 se presentan los valores utilizados para su selección, con un tamaño de grava entre 1 y 1,3 mm, un rango esférico de 0,25 mm y una separación de alambrado de 0,02 mm.



Figura 23 Rejilla Allfrac

Tabla 15 Características de la rejilla Allfrac

Rejilla	Tamaño de la grava (mm)	Rango esférico (mm)	Separación en el alambrado (mm)
Allfrac	1-1,3	0,25	0,02
Premium	0,5-2	0,23	0,012
Wire wrap	1-2	0,12	0,006

Cálculo de la IPR con gravel pack

A continuación, se indica la metodología para la determinación del índice de productividad considerando las propiedades petrofísicas y de los fluidos, cabe recalcar que se tomó en cuenta la nueva permeabilidad y el daño de formación obteniendo un valor de 0,50 BPPD/PSI.

$$IP = \frac{K_{sistema} h}{141,2 \cdot B_0 \cdot U_0 \cdot \ln \left[\frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right]}$$

$$IP = \frac{(86mD)(40 ft)}{141,2 \cdot \left(1,4 \frac{BY}{BN}\right) (2,2 cP) \cdot \ln \left[\frac{1000 in}{8,5 in} - 0,75 + 9,6 \right]}$$

$$IP = 0,58 \frac{psi}{bfpd}$$

Según la ilustración 29 se presenta la comparación de la Ipr actual con la Ipr después de colocar el empaque con grava obteniendo una producción de 816 barriles de fluido por día (BFPD) a una presión de fondo de 2400 psi con un caudal máximo de 1877 barriles de fluido por día (BFPD).

Mientras que en la tabla 18 se indica los resultados obtenidos del empaque con grava posteriormente al ser instalado con una permeabilidad del sistema de 86 milidarcys, una reducción de daño de formación a 9,6 y una porosidad del sistema que incrementa del 18% al 24%.

Figura 24 IPR GRAVEL PACK

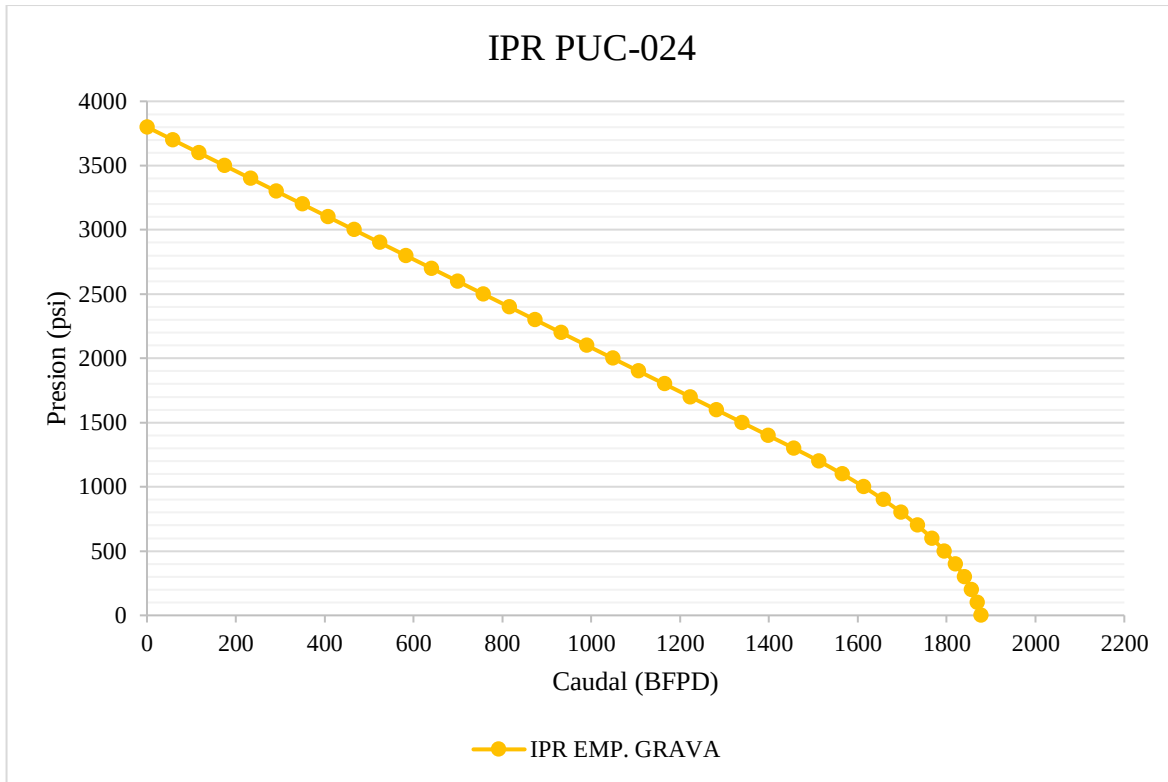


Tabla 16 Resultados empaque con grava PUC-024

EMPAQUE CON GRAVA PUC-024		
Pozo	PUC-024	
Arena	HOLLIN SUPERIOR	
Pr	PSI	3800
Pb	PSI	1300
Pwf	PSI	2400
Qf	BFPD	816
Qo	BPPD	604
Qmax	BFPD	1877
IP	BFPD/PSI	0,58
Satur Form.	%	70%
K Formación	mD	69
Ø Formación	%	18%
Satur. Grava	%	30%
K Grava	mD	115
Ø Grava	%	37%
KEFECTIVA	mD	78
KSISTEMA	mD	86
Ø Sistema	%	24%
S1		12
S2		9,6

Sistema electrosumergible

En la siguiente tabla se detalla los valores para el diseño del sistema electrosumergible a una presión de 2400 psi se diseña una bomba que levante 816 barriles de fluido por día.

Tipo	Unidad	Cantidad
Pr	psi	3800
Pwh	PSIA	90
PWF	PSI	2400
BSW	%	0,26
Qf	BFPD	816
Qo	BPPD	603,84
Prof bomba	FT	9000
Prof perf sup	FT	9150
T	FT	180
Bw	BY/BN	1,1
Bg	BY/BN	0,009
RGP	PCN/BN	400
API	Fracción	17
z	Fracción	0,75
γ G	Fracción	0,9
F OIL	Fracción	0,93
γ OIL	Fracción	0,95286195
F H2O	Fracción	0,07
γ H2O	Fracción	1

Gravedad específica del fluido

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

$$\gamma_{fluido} = (0,93) * 0,95 + (0,07 * 1)$$

$$\gamma_{fluido} = 0,956$$

Nivel estático del fluido (NF)

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

$$h = \frac{2400}{0,433 * 0,956}$$

$$h = 5796,8 \text{ ft}$$

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

$$NF = 9150 \text{ ft} - 5796,8 \text{ ft}$$

$$\mathbf{NF = 3353,15 \text{ ft}}$$

Cálculo de la PIP

Para determinar la presión de entrada de la bomba determinamos con la siguiente expresión:

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

$$PIP = 1587 - ((9150 - 9000) * (0,956 * 0,433))$$

$$\mathbf{PIP = 2337 \text{ PSI}}$$

Cálculo del Rs Solubilidad del petróleo

$$Rs = \gamma_f \left[\frac{PIP}{18} * \frac{10^{0,0125 * API}}{10^{0,000917}} \right]^{1,2048}$$

$$Rs = 0,956 \left[\frac{2337}{18} * \frac{10^{0,0125 * 17}}{10^{0,00091 * 180}} \right]^{1,2048}$$

$$\mathbf{Rs = 362,5 \text{ PCN/BN}}$$

Cálculo de Bo Factor volumétrico del petróleo

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

$$F = 362,5 * \left[\frac{0,0}{0,95} \right]^{0,5} + 1,25 * 180$$

$$F = 577,3$$

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

$$Bo = 0,972 + 0,000147 * (577,31)^{1,175}$$

$$\mathbf{Bo = 1,23 BY/BN}$$

Factor volumétrico del gas Bg

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

$$Bg = 5,04 * \frac{(0,75 * 180)}{3800}$$

$$\mathbf{Bg = 0,179 BY/BN}$$

Volumen del gas que maneja la bomba

Volumen total del gas

$$Tg = qo * RGP$$

$$Tg = 603,84 * 400$$

$$\mathbf{Tg = 241536 PCN/D}$$

Volumen del gas en solución

$$Sg = Qo * Rs$$

$$Sg = 603,84 * 362,51$$

$$\mathbf{Sg = 218900,48 PCN/D}$$

Volumen del gas libre

$$Fg = Tg - Sg$$

$$Fg = 241536 - 218900,48$$

$$\mathbf{Fg = 22635,52 PCN/D}$$

Volumen de los fluidos

Volumen de petróleo

$$V_o = q_o * B_o$$

$$V_o = 604 * 1,23$$

$$\mathbf{V_o = 742,85 BY/D}$$

Volumen de agua

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

$$V_w = 816 * (0,26) * 1,1$$

$$\mathbf{V_w = 233,37 BY/D}$$

Volumen de gas

$$V_g = F_g * B_g$$

$$V_g = 22635,52 * 0,009$$

$$\mathbf{V_g = 203,71 BY/D}$$

Porcentaje del gas libre

$$\%GL = \frac{V_g}{V_o + V_w + V_g} * 100$$

$$\%GL = \frac{203,72}{742,85 + 233,37 + 203,71} * 100$$

$$\mathbf{\%GL = 17\%}$$

Características del sistema electrosumergible

Cálculo carga dinámica total TDH

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

$$TDH = 3201,81 + 27,6 + 217,43ft$$

$$\mathbf{TDH = 3446ft}$$

Altura dinámica

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

$$Hd = 9000 - \frac{2400 * 2,31}{0,956}$$

$$\mathbf{Hd = 3201,81 ft}$$

Perdidas por fricción en líneas de flujo

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

$$Pd = \frac{90}{0,433 * 0,956}$$

$$\mathbf{Pd = 217,43ft}$$

Perdidas por fricción en tubería

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

$$Ft = \frac{9000 * (3,068)}{1000}$$

$$\mathbf{Ft = 27,6 ft}$$

Numero de etapas

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

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

$$Netapas = \frac{3446,86 \text{ ft}}{40}$$

$Netapas = 86 etapas$

Selección de la bomba

En la gráfica 31 se indica la carga dinámica total de 3446,86 aproximadamente se selecciona la bomba REDA RMD1700N de 86 etapas que opera a una potencia de 34 Hp, y un valor eficiente del 54%. La presión de entrada de la bomba tiene una equivalencia de 2366 psi con una fracción de gas equivalente a 0,0002.

Cabe recalcar que dotara una presión de descarga de 3574 psi.

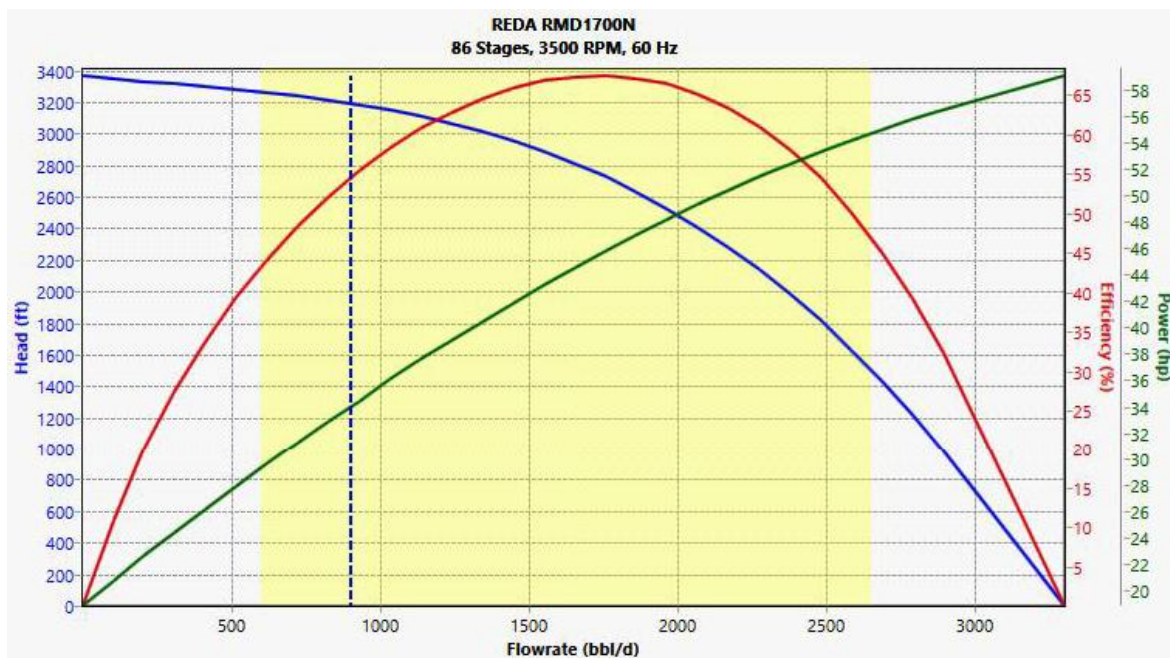


Figura 25 ESP REDA RMD1700N

Diseño de la Completación

A continuación, se indica en la figura 32 la completación del sistema de empaque con grava con el sistema electrosumergible ESP REDA RMD1700N.

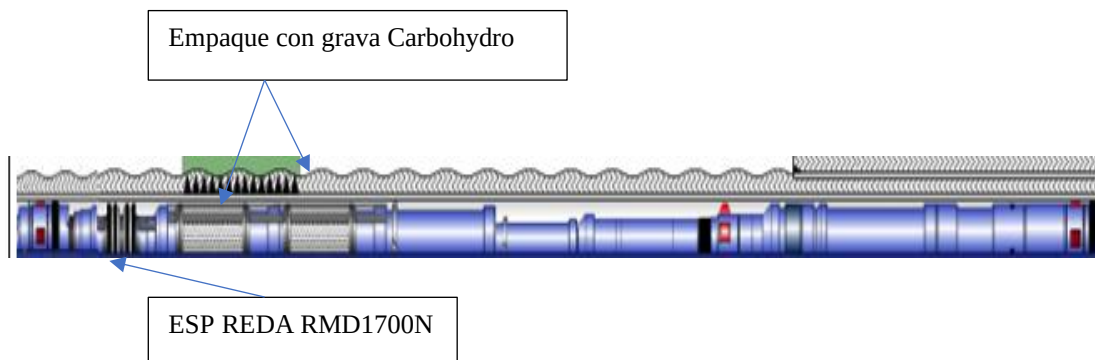


Figura 26 Completación empaque con grava

Estimulación Matricial

Para la mitigación del daño de formación se establece la aplicación de la estimulación matricial

Compatibilidad fluido y roca estimulación matricial.

La finalidad de la aplicación de la acidificación es evaluar como el ácido clorhídrico y fluorhídrico disuelven los minerales arcillosos presentes en la migración de finos en especial la illita que es la que obstruye en gran porcentaje el flujo de fluidos. El objetivo del presente es incrementando la permeabilidad reduciendo el daño de formación.

Diseño de la estimulación acida

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

Variable	Símbolo	Unidad	Valor
Profundidad	D	ft	9150
Densidad fluido	d	g/cc	1,3
Permeabilidad	k	mD	69
Porosidad		%	18
Espesor	h	FT	40
Presión reservorio	PR	PSI	3800
Viscosidad del fluido	u	Cp	2,3
Radio de drenaje	re	ft	500
Radio del agujero	rw	ft	0,7083

Gradiente de fractura

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

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

S = Esfuerzo horizontal: 3000 psi

P = Esfuerzo vertical: 2500 psi (presión de reservorio inicial).

D = Profundidad: 9160 pies.

V = Coeficiente de Poisson: 0.25

$$GF = \frac{6000 - 2300}{9150} + \left(\frac{0,2}{1 - 0,2} \right) + \frac{2300}{9150}$$

$$GF = GF = 0,15 + 0,25 + 0,25$$

$$\mathbf{GF = 0.65 \text{ psi/pie}}$$

Presión de fractura

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

$$Pf = Gf * D$$

$$Pf = 0,65 \text{ psi/ft} * 9150 \text{ ft}$$

$$\mathbf{Pf = 5947,5 \text{ psi}}$$

Presión de inyección en superficie

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

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

$$Pi = 6061,2 - (0,433 * 9150 * 1,3)$$

$$\mathbf{Pi = 910,6 \text{ psi}}$$

Caudal de inyección

Con este valor se determina el caudal de inyección desde superficie

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

$$Q_{iny} = \frac{4,917 * 10^{-6} * 69 * 40 * (5947,5 - 3800)}{2,1 * \ln(\frac{500}{0,7083})}$$

$$Q_{iny} = \frac{29,85}{13,77}$$

$$Q_{iny} = 1,97 \text{ bpm}$$

$$\mathbf{Q_{iny} = 82,74 \text{ gpm}}$$

Caídas de presión en tubería (Pt)

Velocidad del fluido

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

$$V = \frac{17,16 * 1,97}{5,791^2 - 2,875^2}$$

$$V = 1,33 \frac{ft}{s} * 0,3048$$

$$\mathbf{V = 0,4 \text{ m/s}}$$

Densidad del fluido

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

$$\rho = 1,3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 0,12 * 1000$$

$$\mathbf{\rho = 156 \text{ kg/m}^3}$$

Diámetro de la tubería

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

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

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

Viscosidad del fluido

$$u = 2,3 \text{ cP} \cdot 0,001$$

$$u = 0,0023 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Numero de Reynolds

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

$$NR = \frac{156 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,4 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot 0,074 \text{ m}}{0,0023 \text{ Pa} \cdot \text{s}}$$

$$NR = 2007,6$$

Al ser menor que 4000 el flujo es laminar.

$$f = \frac{64}{RE}$$

$$f = \frac{64}{2007,6}$$

$$f = 0,031$$

$$Pt = \frac{f \cdot \rho \cdot V \cdot D}{* (5,791 - 2,875)}$$

Las pérdidas de la tubería se muestran a continuación

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

$$Pt = \frac{0,0031 * 1,3 \text{ lb/gal} \cdot 8,58^2 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \cdot 9150}{25,8 * (5,791 - 2,875)}$$

$$P_t = \frac{2714,56}{75,23}$$

$$P_t = 36,2 \text{ psi}$$

Presión de inyección en la formación

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

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

$$P_{iny form} = 910,6 + 36,2$$

$$P_{iny form} = 946,8 \text{ psi}$$

Profundidad de la acidificación

La profundidad de penetración tiene una equivalencia de 42 pulgadas

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

$$r_x = (0,7083 + 40) \text{ ft}$$

$$r_x = 40,71 \text{ ft}$$

Volumen de fluido de estimulación

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

$$V_f = 23,5 * \phi * h * (r_x^2 - r_w^2)$$

$$V_f = 23,5 * 0,18 * 40 * (4,20^2 - 0,7083^2)$$

$$V_f = 2911,7 \text{ galones}$$

Cálculo del tiempo de inyección

El proceso de inyección tiene una duración de 18 minutos

$$t_f = \frac{0,023805 * v_f}{q_i}$$

$$tf = \frac{0,023805 * 2911,7}{1,97}$$

$$tf = \frac{69,31}{1,97}$$

$$tf = 35 \text{ minutos}$$

Químicos para la estimulación

Producto Químico	Descripción	Cantidad (Galones)
Solvente Mutual	Solvente común	25
JP1	Combustible JP1	25
Surfactante	Agente tensioactivo	27
Demulsificantes	Agentes desemulsionantes	79
Preflujo HCl 15%	Preflujo Ácido Clorhídrico 15%	650
Agua Fresca	Agua potable o no tratada	940
HCl (Ácido Clorhídrico)	Ácido clorhídrico	720
Tratamiento 15% HCl + 1.6% HF	Tratamiento ácido + fluorado	280
Secuestrante de Hierro	Agente quelante de hierro	29
Surfactante	Agente tensioactivo	97
Estabilizador	Aditivo estabilizante	39
Total		2911

Cálculo de la permeabilidad

Mediante la siguiente formula se obtiene la permeabilidad después de realizar la estimulación matricial

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

$$K_{post\ estimulación} = \frac{141,2 * 0,5 * 2,3 * 23}{3,14 * 12,5} *$$

$$K_{post\ estimulación} = 95\ mD$$

Cálculo del daño de formación post estimulación

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

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

$$S = \frac{69}{95} * Ln \frac{4,20}{0,7083}$$

$$S = -0,46$$

Cálculo del Índice de productividad

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

$$J = 0,53 * \frac{Ln(\frac{500}{0,7083})}{Ln(\frac{500}{40,71}) + \frac{69}{95} * Ln(\frac{40,71}{0,7083})}$$

$$J = 0,39 * 1,58$$

$$J = 0,62\ BFPD/PSI$$

IPR post estimulación

La figura 35 indica la construcción de la curva de oferta del pozo después de realizar la estimulación matricial obteniendo una producción de fluidos equivalente a 864 barriles a la misma presión de fondo que el pozo estaba produciendo de 2400 psi.

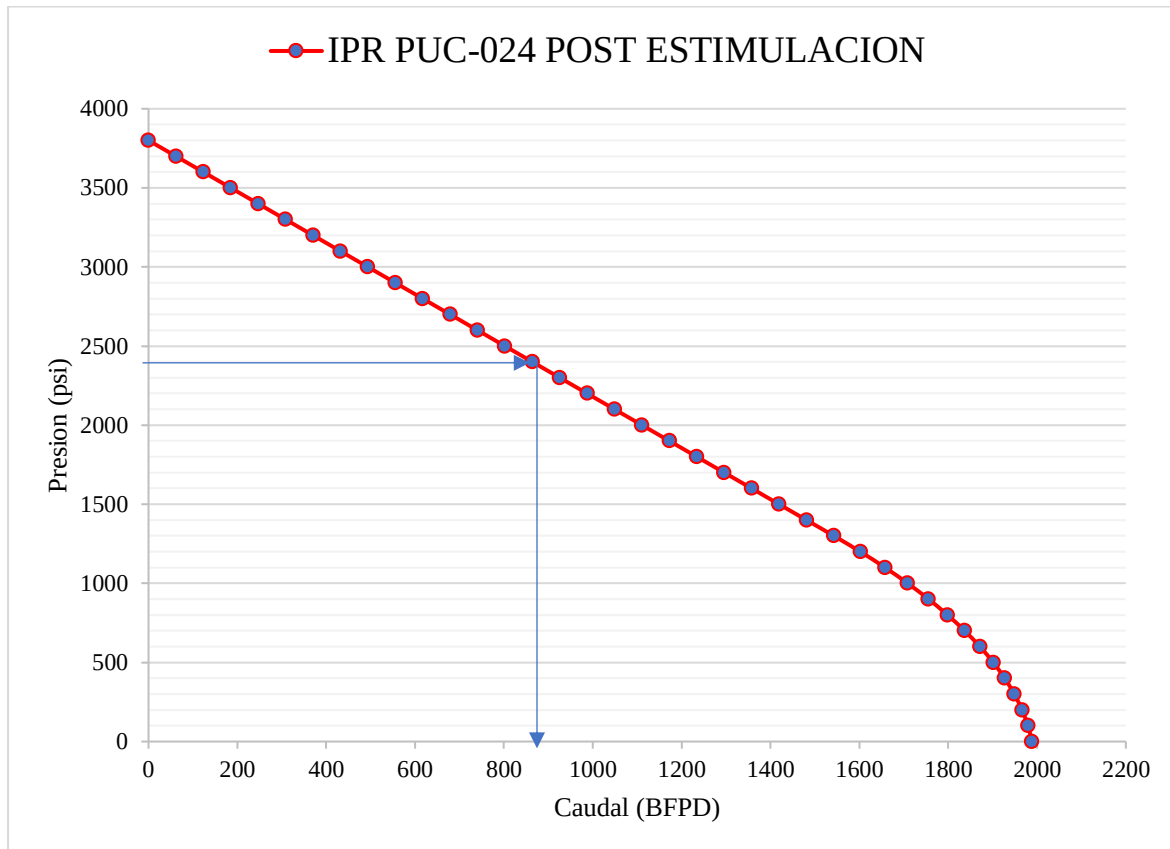


Figura 27 Curva IPR pozo PUC-024

Cálculo de la presión de fondo fluyente

$$J = \frac{Q_f}{Pr - p_{wf}}$$

$$Pr - P_{wf} = \frac{Q_f}{J}$$

$$Pr - \frac{Q_f}{J} = P_{wf}$$

$$3800 - \frac{864}{0,62} = P_{wf}$$

$$P_{wf} = 2400 \text{ psi}$$

Cálculo del Caudal del fluido

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

$$Q_f = 0,62 * (3800 - 2400)$$

$$Q_f = 864 \text{ bfpd}$$

Con el caudal obtenido de 864 barriles de fluido por día se prosigue a determinar el sistema de cavidades progresivas.

Incremento de producción

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

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

A continuación, se indica el diseño del equipo de cavidades progresivas PCP para el pozo Pucuna 06 basándose en cálculos analíticos para la instalación del mismo por medio de la siguiente metodología:

Completación del pozo con PCP

Según la gráfica 24 se observa la completación de la bomba a una profundidad de 9606 pies a una profundidad cercana a la de la formación Hollín en el intervalo 9650 a 0690 pies, además de la configuración tubing casing a la profundidad dada

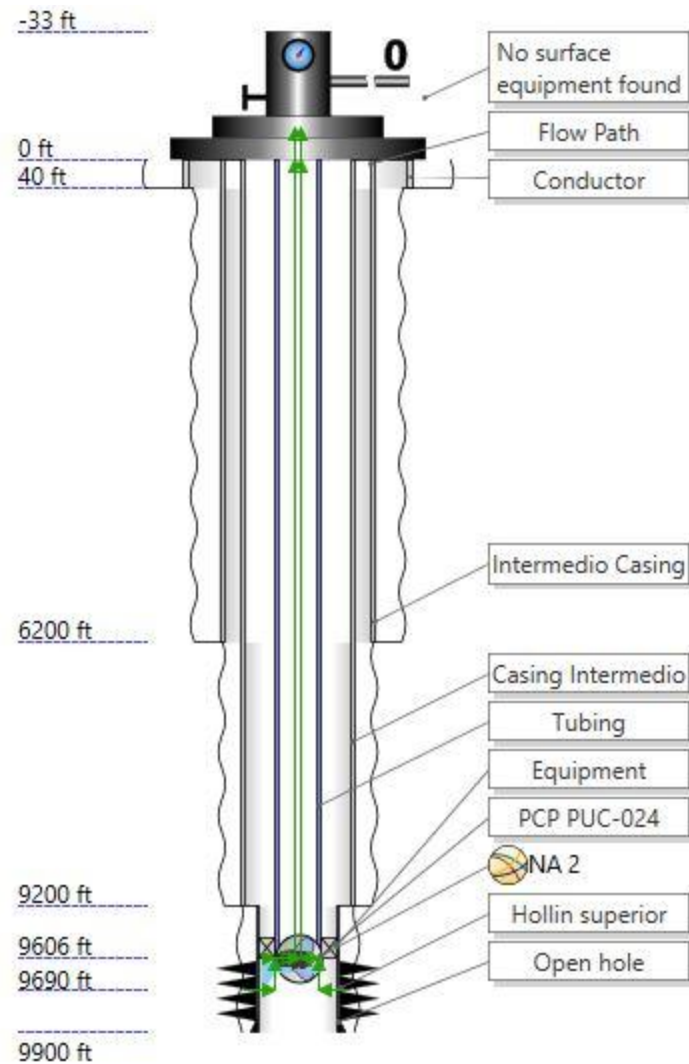


Figura 28 Diagrama pozo Pucuna-024

Diseño del rotor y estator

El diseño del rotor y estator se fundamenta en la figura 25 que se presenta a continuación donde la excentricidad del rotor posee una equivalencia de 0,39 pulgadas. Las características del diámetro interior del estator igual a 1 pulgada, el diámetro exterior del estator un valor de 1,86 pulgadas. La longitud del rotor P_r tiene una equivalencia de 5,34 pulgadas y la longitud del estator P_e de 10,68 pulgadas

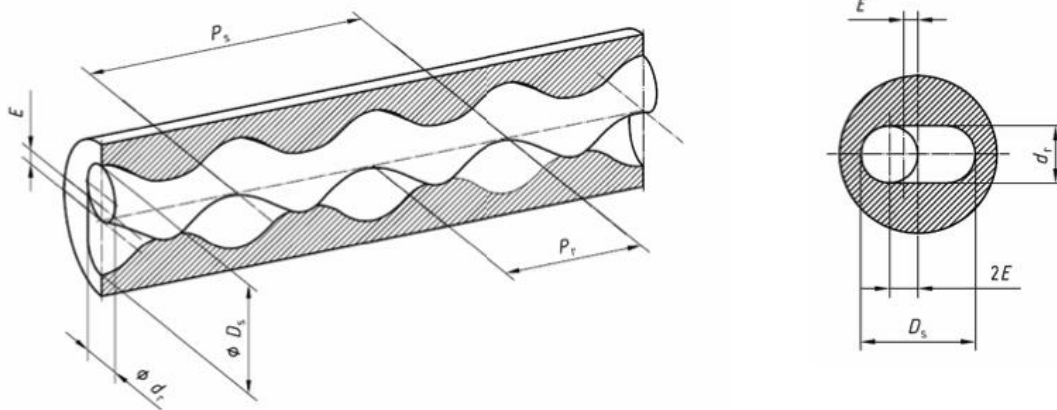


Figura 29 Dimensiones rotor y estator PUC-06

Con la siguiente expresión se calcula la sección de la cavidad

$$A = 4 d_r E$$

$$A = (4)(1 \text{ in})(0,39 \text{ in})$$

$$A = 1,56 \text{ in}^2$$

Para el cálculo del volumen que da cada vuelta el rotor se estima con la siguiente expresión

$$V = 0,0000167 * A * P_e$$

$$V = 0,0000167 * (1,56 \text{ in}^2)(10,68 \text{ in})$$

$$V = 0,00027824 \text{ m}^3$$

Con el valor calculado se obtiene el caudal en función de la velocidad de rotación de 300 revoluciones por minuto:

$$Q = 6,28 * V * N$$

$$N = 300 \text{ rpm} * 60 \text{ min} * 24 \text{ h}$$

$$Q = 6,28 * 0,00027824 \text{ m}^3 * 300\text{rpm} * 24\text{h} * 60$$

$$Q = 869 \text{ BFPD}$$

Para alcanzar una producción establecida a 300 revoluciones por minuto se genera una producción de 754,8 bfpd con las dimensiones señaladas. Para lo cual se fundamenta en las siguientes razones que permiten una mayor eficiencia de la misma

Cálculo de la potencia consumida

Con la finalidad de determinar la potencia consumida se establece partir de la siguiente expresión. Para la bomba PCP se establece un valor de eficiencia del 0,70.

$$\text{Potencia consumida} = \frac{\text{Potenc.hidr}}{n}$$

$$\text{Potencia consumida} = \frac{20}{0,70}$$

$$\text{Potencia consumida} = 28,57 \text{ Hp}$$

Cálculo de esfuerzos axiales

Con la expresión se obtiene el peso de la varilla con una longitud de 256 pies y un peso referencial por pie de 4,3 kg.

$$\text{Peso varilla} = \text{Longitud} * 0,30 \text{ kg/ft}$$

$$\text{Peso varilla} = 650 \text{ ft} * 0,30 \text{ kg/ft}$$

$$\text{Peso varilla} = 195 \text{ kg}$$

Características de la bomba BRZ 579-4100

La figura 26 que se indica a continuación permite producir los 864 barriles de fluido que se producían con el sistema hidráulico el diseño se realizó con una velocidad de estator de 100 revoluciones por minuto. Para lo cual se selecciona el modelo BRZ-579-4100 de Weatherford

PCP	
Name:	PCP PUC-024
Active:	☒
Measured depth:	9606 ft
Performance data Calculation options	
Manufacturer:	Weatherford
Model:	BRZ 579-4100
Diameter:	4,25 in
Nominal rate:	864 bbl/d
Base speed:	100 rpm
Operating speed:	100 rpm

Figura 30 PCP BRZ 579-4100

Capacidad de producción PUC-024

La producción del pozo PUC-024 posteriormente al diseño de los equipos de la bomba de cavidades progresivas permite que se produzca a una tasa equivalente a 864 barriles de fluido por día la misma presión de fondo fluyente de 2400 psi a una velocidad de 150 rpm. En la figura 27 que se indica a continuación se observa la tasa de producción con la cual opera la bomba seleccionada, cabe recalcar que en el análisis nodal se determinara la presión intake y producción a una velocidad dada. Para este caso la bomba opera en un rango de 100 hasta 500 revoluciones por minuto.

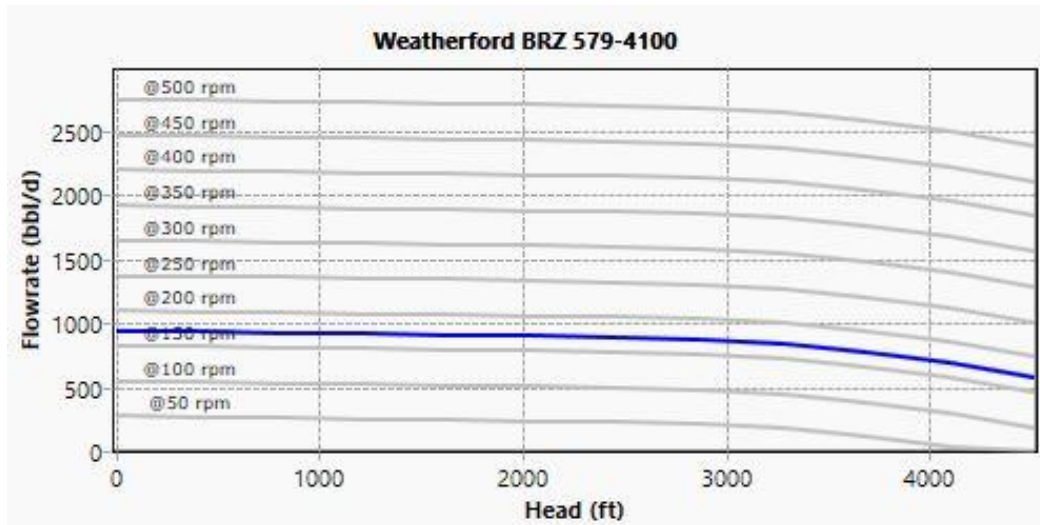


Figura 31 PCP BRZ 579-4100

Torque

Al transmitir la rotación al rotor desde superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido me genera un torque resistivo el cual se observa en el siguiente diagrama 28 un torque de 1000 lb ft y una eficiencia del 20% con un caudal máximo de operación de 750 barriles a una velocidad de 300 rpm.

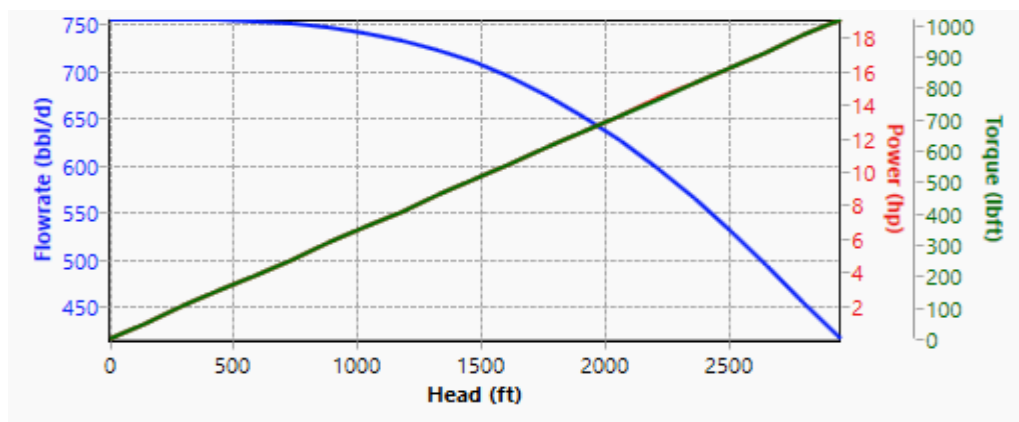


Figura 32 Operación del torque BRZ-579-4100

Costos operativos de la implementación del sistema de cavidades progresivas

En la tabla 17 que se indica a continuación se detalla los costos que permiten la instalación del empaque con grava y la extracción de hidrocarburos por medio de un sistema electrosumergible.

Tabla 17 Costos de la implementación PCP PUC-024

Concepto	Descripción
Bombas de cavidad progresiva	Equipos principales de bombeo para cavidades progresivas
Motores (eléctrico)	Motores para las bombas de cavidad progresiva
Sistema de control y monitoreo	Sistema de monitoreo para las bombas de cavidad progresiva
Tuberías	Tuberías para las conexiones de las bombas
Válvulas y accesorios	Válvulas y accesorios necesarios para la instalación
Costos de instalación	Mano de obra para la instalación de las bombas
Costos de ingeniería y diseño	Diseño y ingeniería para el sistema de cavidades progresivas
Pruebas de flujo y presión	Pruebas de rendimiento de las bombas
Análisis de calidad de fluido	Análisis de la calidad de los fluidos del pozo
Transporte y logística	Transporte de materiales y equipos al sitio de instalación
Sistema de energía (generador solar o diésel)	Sistema de energía autónomo para el pozo
Mantenimiento de infraestructura	Mantenimiento y conservación de los equipos
Total Estimado	

Durante la fase de control se realiza un progreso continuo de la implementación del empaque con grava y el bombeo de cavidades progresivas en el pozo Pucuna 024, se evalúa el incremento esperado de producción con el fin de confirmar la efectividad de la intervención y maximizar la recuperación de hidrocarburos.

Sistema de levantamiento artificial PCP

La bomba seleccionada es modelo BRZ-579-4100 de Weatherford, en la siguiente grafica 34 se muestra el análisis nodal del pozo en mención. La capacidad de producción a distintas velocidades, según las pruebas de laboratorio se obtenía un mejor control y manejo de fluidos con solidos en suspensión al reducir la presión obteniendo un incremento de producción, para este caso se selecciona un rango de operación de 300 revoluciones por minuto obteniendo una producción de 864 barriles de fluido a una presión de 2400 psi.

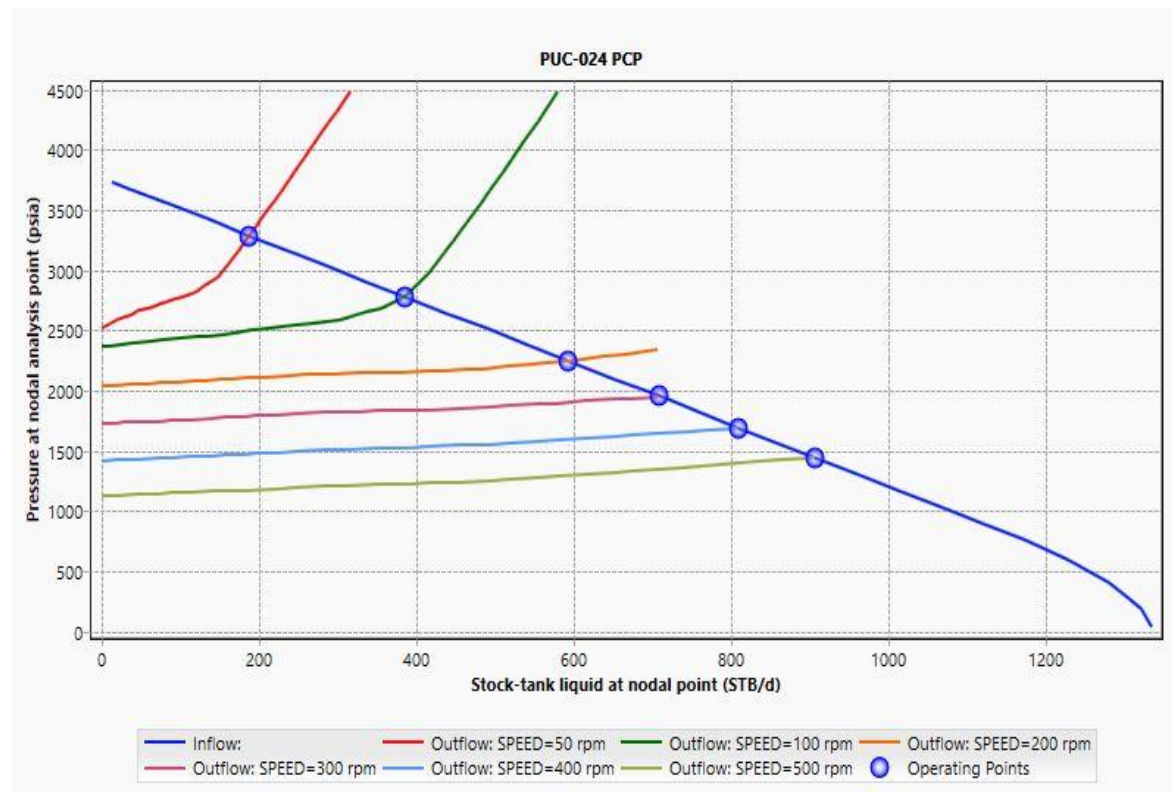


Figura 33 Análisis nodal PCP PUC-024

El factor de slip de 0,1 en las cavidades progresivas de un pozo PUC-024 indica la diferencia de velocidad entre el fluido y el desplazamiento de las cavidades del bombeo. Este valor es esencial para comprender cómo el fluido se mueve dentro de las bombas de cavidad progresiva (PCP), ya que un slip bajo implica que la bomba opera de manera eficiente, con una transferencia de energía casi perfecta entre el rotor y el estator. Sabemos que la producción es de 754 barriles por día (BPD) a una presión de 2000 psi. Con este factor, podemos estimar la eficiencia del sistema de bombeo, ya que un slip más bajo permite una mayor capacidad de extracción sin pérdidas significativas de energía. Además, el cálculo del slip es crucial para determinar el rendimiento de la bomba, ayudando a ajustar las condiciones operativas y optimizar la producción del pozo como se indica en la ilustración 35.

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

En el presente capítulo se detalla la evaluación de los resultados de la implementación del empaque con grava y el sistema de cavidades progresivas instaladas en el pozo Pucuna-024.

Incremento de producción Empaque con grava y sistema electrosurgible

En el pozo Pucuna se implementó un empaque con grava, lo que resultó en una mejora significativa en los parámetros de producción. Las presiones en el yacimiento (P_r) y en el fondo de pozo (P_{wf}) se mantuvieron constantes en 3800 PSI y 2400 PSI, respectivamente, lo que indica que no hubo alteraciones adversas en la presión. Sin embargo, el índice de producción (IP) mostró un incremento de 0,39 a 0,420 BFPD/PSI, lo que indica un aumento en la eficiencia de la producción. Además, las características del yacimiento mejoraron con la implementación del empaque: la permeabilidad de la formación (K) pasó de 69 mD a 89 mD, lo que refleja una mayor facilidad para el flujo de los fluidos, y la porosidad de la formación (ϕ) aumentó del 18% al 24%, mejorando la capacidad de flujo del reservorio. También se observó una disminución en el daño de formación S , de 12 a 9.

Tabla 18 Resultados incremento de producción empaque con grava PUC-024

Variable	Unidad	Condiciones actuales	Empaque con grava
P_r	PSI	3800	3800
P_{wf}	PSI	2400	2400
IP	BFPD/PSI	0,39	0,43
K Formación	mD	69	89
ϕ Formación	%	18	24
S		12	9
TIPO GRAVA		-----	CARBOHYDRO
Q_f	BFPD	550	604
Q_o	BPPD	407	447
Q_w	BWPD	143	157
Incremento producción	BPPD	-----	40
Equipo BES			RMD1770N
COSTO		\$	\$ 358.000,00

En términos de flujo, se registraron aumentos en las tasas de fluido de 550 BFPD a 604 BFPD, a una pwf de 2400 psi como se indica en la figura. La producción de petróleo incremento de 407 BPPD a 447 BPPD y la tasa de agua de 143 BWPD a 157 BWPD. Esto resultó en un incremento en la producción de petróleo de 40 BPPD. El equipo utilizado fue el BES RMD1770N, con un costo de \$358,000.

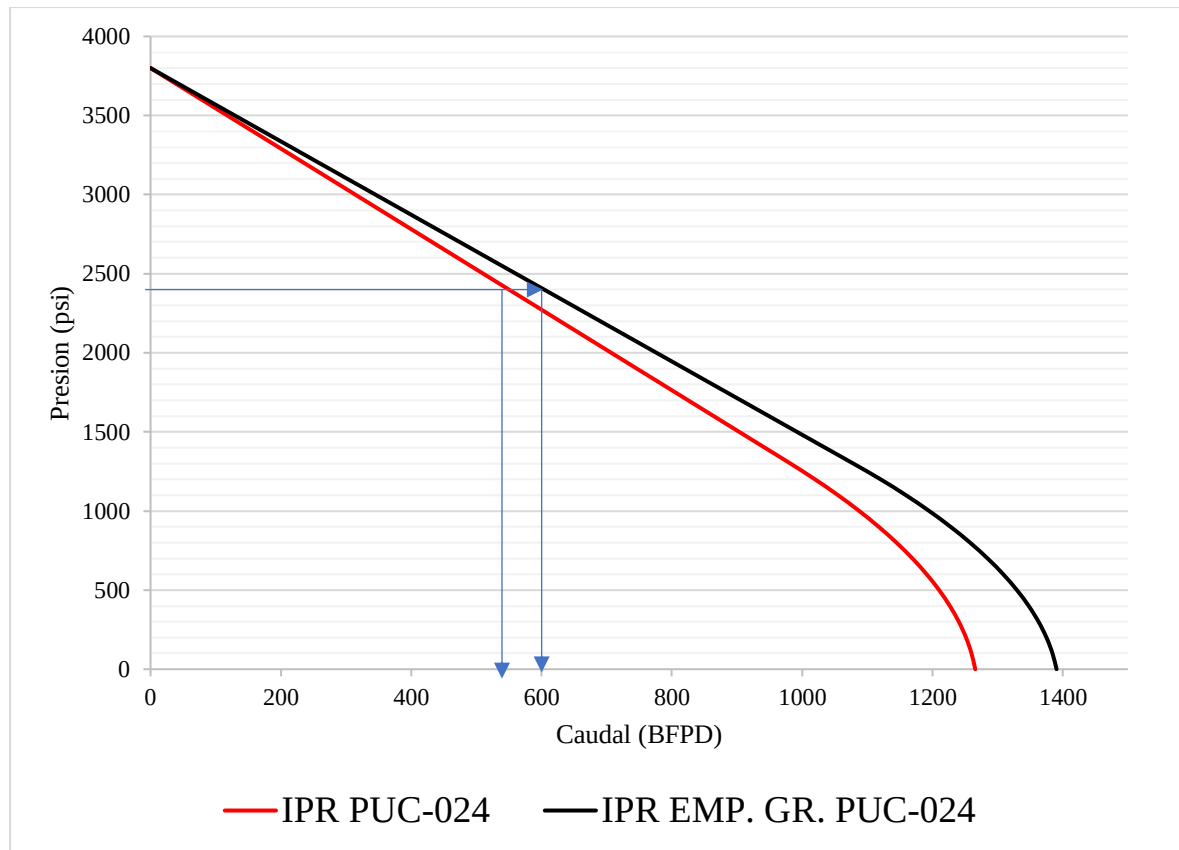


Figura 34 Incremento de producción PUC-024 empaque con grava

Incremento de producción Estimulación ácida

En el pozo Pucuna se implementó una estimulación ácida con el objetivo de mejorar la productividad del reservorio. Las presiones de operación se mantuvieron constantes, con una presión en el yacimiento (P_r) de 3800 PSI y una presión en el fondo de pozo (P_{wf}) de 2400 PSI, similares a las condiciones previas. El índice de producción (IP) experimentó un notable

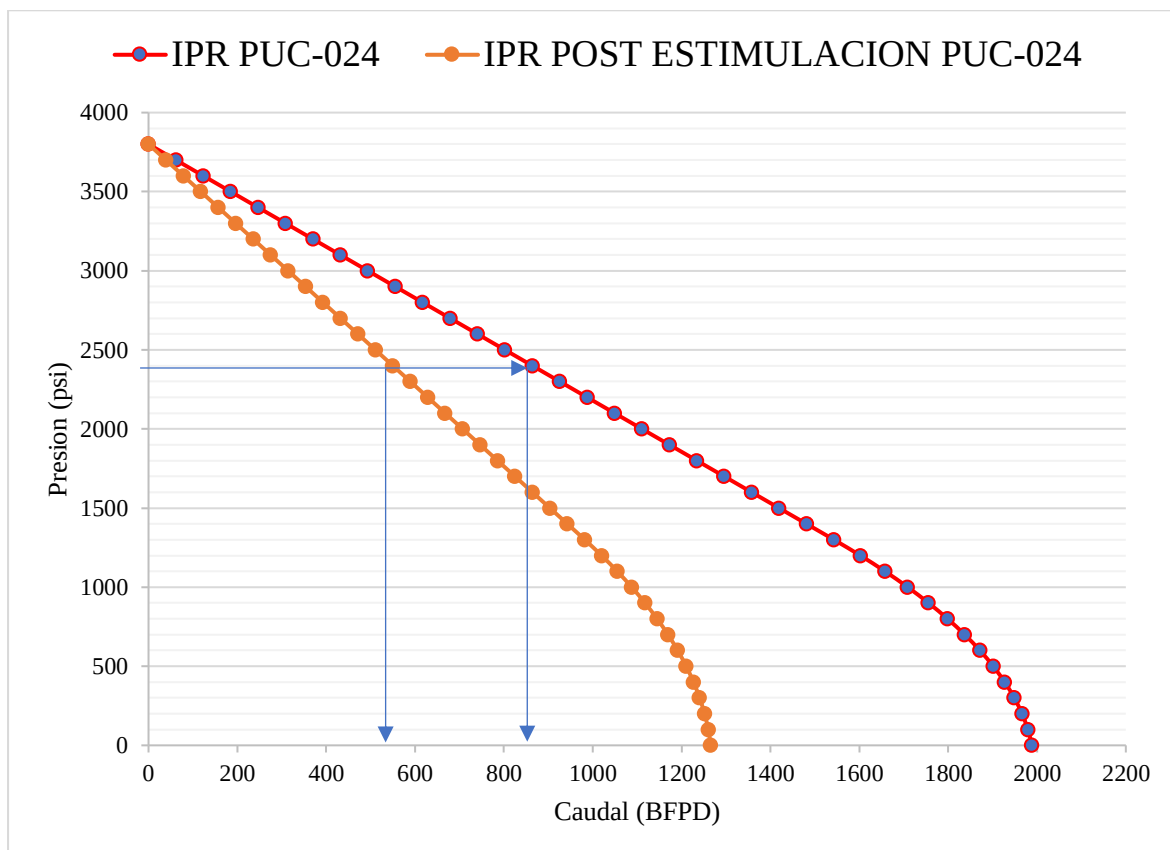
aumento de 0,39 a 0,62 BFPD/PSI, lo que refleja una mejora significativa en la eficiencia de la extracción de fluidos.

La estimulación ácida consistió en un tratamiento con una mezcla de 15% HCl y 1,6% HF, inyectado a una presión de 910,6 PSI en superficie, con un caudal de inyección de 1,97 BPM. La presión de inyección en la formación alcanzó los 946,8 PSI, y se inyectaron 2911,7 galones de fluido en un tiempo total de 35 minutos.

Variable	Unidad	Condiciones actuales	Estimulación ácida
Pr	PSI	3800	3800
Pwf	PSI	2400	2400
IP	BFPD/PSI	0,39	0,62
K Formación	mD	69	95
S		12	-0,46
Tratamiento		-----	15% HCl + 1.6% HF
Presion de inyección en superficie	PSI	-----	910,6
Caudal de inyección	BPM	-----	1,97
Presion de inyección en formación	PSI	-----	946,8
Volumen de fluido	GAL	-----	2911,7
Tiempo de Inyección	Min	-----	35
Qf	BFPD	550	864
Qo	BPPD	407	639
Qw	BWPD	143	225
Incremento producción	BPPD	-----	232
Equipo PCP		-----	BRZ 579-4100
COSTO		\$	\$ 530.000,00

Figura 35 Incremento de producción PUC-024 cavidades progresivas PCP

En cuanto a la producción, se observó un incremento en la producción: el flujo de gas pasó de 550 a 864 BFPD, el flujo de petróleo aumentó de 407 a 639 BPPD y el flujo de agua se elevó de 143 a 225 BWPD. El incremento neto en la producción de petróleo fue de 232 BPPD. El equipo utilizado fue una bomba de cavidades progresivas BRZ 579-4100, con un costo de \$530,000.

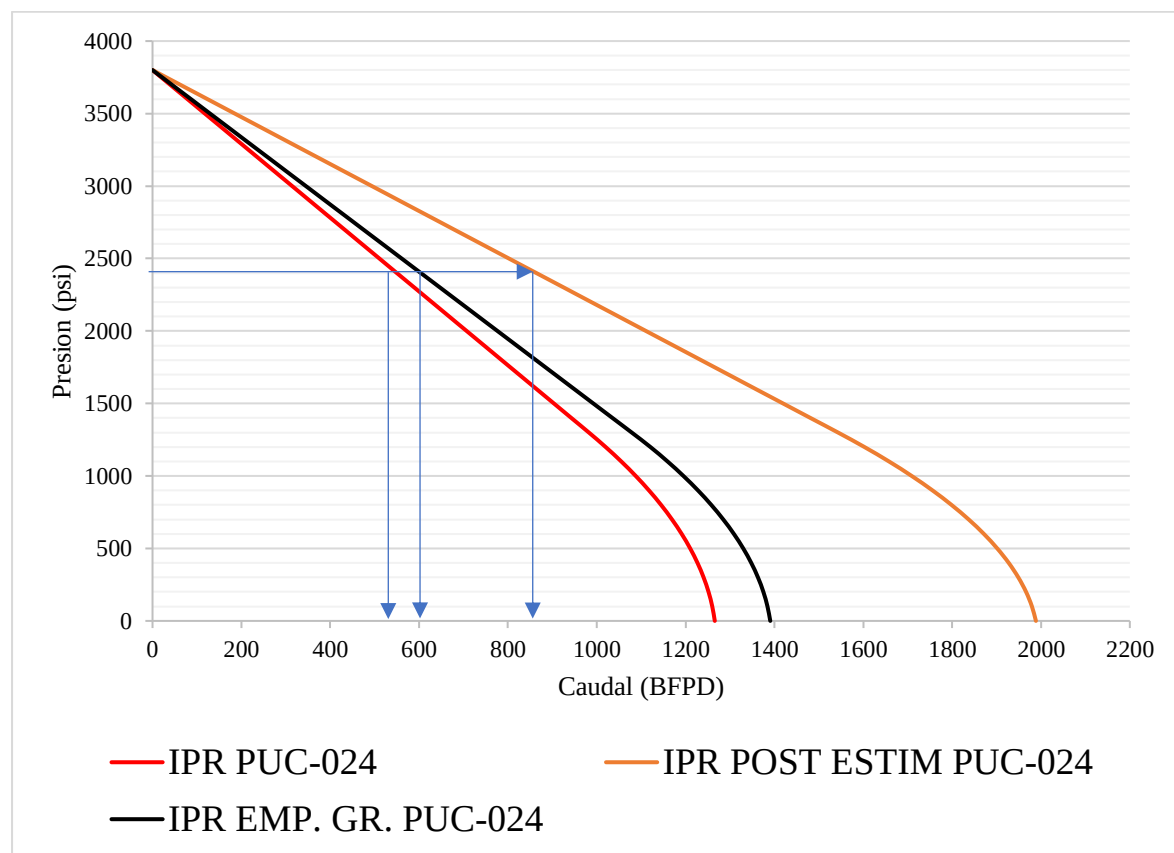


Selección de la propuesta optima

La estimulación ácida se selecciona como la opción más efectiva en el pozo Pucuna debido a su significativo impacto en el incremento de la producción de petróleo. Tras la implementación del empaque con grava, se observó un aumento en la producción de crudo de 40 BPPD, con mejoras en parámetros como la permeabilidad (de 69 mD a 89 mD), la porosidad (de

18% a 24%) y el índice de producción (de 0,39 a 0,420 BFPD/PSI). Sin embargo, el incremento de producción de petróleo fue limitado.

Por otro lado, con la estimulación ácida, se logró un aumento de 232 BPPD en la producción de petróleo, destacándose por su mayor efectividad. El tratamiento consistió en una mezcla de 15% HCl y 1,6% HF, inyectada a una presión de 910,6 PSI en superficie, con un caudal de 1,97 BPM, y un volumen total de 2911,7 galones de fluido inyectado en un tiempo de 35 minutos. Posteriormente, la producción de petróleo aumentó de 407 BPPD a 639 BPPD, y el fluido también subió de 550 BFPD a 864 BFPD. Estos resultados demuestran que la estimulación ácida generó un incremento significativo en la producción de crudo, lo que la convierte en la mejor opción para el pozo Pucuna.



CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La implementación de la estimulación ácida en el pozo Pucuna-024 resultó en un aumento notable en la producción de petróleo, logrando un incremento de 232 BPPD, lo que representa una mejora mucho más significativa en comparación con el aumento de 40 BPPD logrado con el empaque con grava. Esto destaca que la estimulación ácida fue la técnica más efectiva para mejorar la productividad del pozo, superando las expectativas en términos de recuperación de hidrocarburos.

Tanto el empaque con grava como la estimulación ácida contribuyeron positivamente a las características del yacimiento, con mejoras en la permeabilidad y porosidad. La estimulación ácida, en particular, incrementó la permeabilidad de la formación de 69 mD a 95 mD y redujo el daño de la formación, lo cual es crucial para asegurar un flujo de hidrocarburos más eficiente y sostenible a largo plazo. Estos avances permiten una mejor recuperación y optimización del reservorio, lo que mejora la viabilidad de producción en el futuro.

Aunque el empaque con grava tuvo un impacto positivo en la producción y estabilización del flujo de hidrocarburos, la estimulación ácida demostró ser la opción más efectiva para el pozo Pucuna-024. La combinación de mayor incremento en la producción de petróleo y una mejora significativa en la permeabilidad del reservorio justifica su elección como la propuesta óptima para maximizar la eficiencia operativa y económica del pozo. La estimulación ácida resultó ser una opción más rentable a largo plazo debido a los grandes incrementos en la producción obtenidos.

Recomendaciones

Para garantizar que los resultados de la estimulación ácida se mantengan a lo largo del tiempo, es crucial implementar un monitoreo constante de las condiciones del pozo. Esto incluye la medición periódica de la presión en el yacimiento, el fondo de pozo y el índice de producción, así como la evaluación del daño de la formación. Un monitoreo adecuado permitirá realizar ajustes rápidos si se presentan problemas operacionales, optimizando la producción a largo plazo.

Aunque la estimulación ácida ha demostrado ser efectiva, es recomendable explorar y evaluar la implementación de otras técnicas complementarias que puedan mejorar aún más la producción del pozo, como la inyección de HCl o el uso de aditivos químicos específicos que puedan aumentar la eficiencia de la estimulación. Estas técnicas podrían ayudar a mantener el rendimiento del pozo y maximizar la recuperación de hidrocarburos.

Dado que el incremento en la producción de agua también se observó en ambos métodos, es importante establecer estrategias para gestionar eficientemente el agua producida. Se deben investigar soluciones como la reinyección de agua o el tratamiento de agua para evitar posibles efectos negativos sobre la producción y el medio ambiente. Gestionar correctamente la tasa de agua puede mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos asociados con su manejo.

Bibliografía

- Pérez, J. (2018). Estudio geológico y geofísico del campo Pucuna en la cuenca amazónica de Ecuador. . *Revista de Geología y Exploración*, 12(4), 234-245.
- Rodríguez, M. (2020). Caracterización de los reservorios en la cuenca Hollín: Correlación estratigráfica y dinámica de fluidos. *Journal of Petroleum Geology*, 45(3), 134-150.
- García, A. (2021). Correlación estratigráfica de los reservorios petroleros en la cuenca Hollín. *Geological Society of Petroleum Engineers*, 178-189.
- Ruiz, C. (2017). Impacto de la migración de finos en la producción de petróleo en reservorios no consolidados. *Journal of Petroleum Engineering*, 214-223.
- González, P. (2016). Estrategias de manejo de arenamiento en pozos con arena no consolidada. . *Energy and Fuels Journal*, 123-135.
- Torres, L. (2019). Métodos de análisis granulométrico aplicados a la evaluación de reservorios petroleros. *Geology and Energy Journal*, 246-259.
- Ramírez, C. (2018). Estudio de la abrasividad de los materiales en los reservorios de petróleo. *Journal of Petroleum Engineering Science*, 142-151.
- Jiménez, D. (2020). Control y manejo de sólidos suspendidos en sistemas de producción de petróleo. *Petroleum Production Engineering*, 87-99.
- Martínez, H. (2021). Aplicación del método gravimétrico en la evaluación de propiedades de reservorios. *Energy Exploration & Exploitation*, 98-110.
- Pérez, E. (2017). Evaluación de la viscosidad y comportamiento de fluidos con el método Fann Model 35A en pozos petroleros. *Journal of Fluid Mechanics*, 12.
- Fernández, A. (2019). Estudio de materiales para gravel pack en perforaciones petroleras: Propiedades físicas y desempeño. *Journal of Petroleum Engineering Materials*, 345-358.

- Torres, J. (2020). Diseño de rejillas para gravel pack en pozos petroleros:. *Consideraciones y aplicaciones. Oil & Gas Journal*,, 99-110.
- Sánchez, M. (2021). Métodos de cálculo de permeabilidad y porosidad en sistemas de empaque con grava. *Petroleum Reservoir Engineering*, 215-227.
- López, E. (2018). Cálculo del daño de formación en pozos con gravel pack: Un enfoque práctico. *Journal of Petroleum Technology*, 112-121.
- Rivera, F. (2017). Aplicación de la ley de Darcy en el flujo de fluidos en reservorios petroleros. *Journal of Fluid Dynamics and Petroleum*,, 231-244.
- Vargas, G. (2020). Optimización del rendimiento del sistema electrosumergible (ESP) en pozos de baja producción. *Petroleum Engineering Review*, 125-137.
- Rodríguez, C. (2021). Análisis del sistema de cavidades progresivas (PCP) para la mejora en la extracción de petróleo. *Energy Systems and Technology Journal*,, 345-356.
- Fernández, P. (2019). Diseño y materiales del estator y rotor en sistemas de cavidades progresivas (PCP). *Petroleum Engineering and Technology Journal*, 212-223.
- Martínez, H. (2020). Estudio de la velocidad y torque en el sistema de cavidades progresivas (PCP) para optimización de producción. *Oil & Gas Technology*, 98-107.
- Martínez, H. (2020). Estudio de la velocidad y torque en el sistema de cavidades progresivas (PCP) para optimización de producción. *Oil & Gas Technology*, 98-107.
- Ramírez, J. (2020). Estudio de la velocidad y torque en el sistema de cavidades progresivas (PCP) para optimización de producción. *Oil & Gas Technology*, 98-107.

