

# Pregrado

**Carrera: TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS**

**Asignatura (UIC):**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del**

**Título en: TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

**Tema: Mitigar el daño de formación a través de un diseño de Fluido de control o uso de un gas durante actividades de workover en el pozo armadillo B-05 del Bloque 55 en el año 2024.**

**Autor/s: Moreno Mancilla Lizbeth Estefania  
Paredes Quishpilema Gabriela Estefania  
Salinas Pardo Víctor Daniel**

**Tutor: Ing. Álvarez Lazo Luis**

**Fecha: 31 – Agosto- 2024**



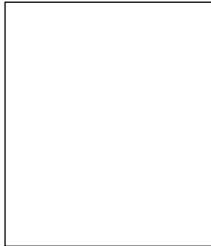


**Autor:** Moreno Mancilla Lizbeth Estefania  
Paredes Quishpilema Gabriela Estefania  
Salinas Pardo Víctor Daniel  
**Título a obtener:** Tecnólogo Superior en Petróleos

**Matriz:** Sangolquí -Ecuador

**Correo electrónico:**

**Dirigido por:** Ing. Álvarez Lazo Luis Alfredo



**Título:** Mitigar el daño de formación a través de un diseño de Fluido de control o uso de un gas durante actividades de workover en el pozo armadillo B05 del BLOQUE 55 en el año 2024.

**Matriz:** Sangolquí -Ecuador

**Correo electrónico:** [lizabeth.moreno@ister.edu.ec](mailto:lizabeth.moreno@ister.edu.ec)  
[gabrielaestefania.paredes@ister.edu.ec](mailto:gabrielaestefania.paredes@ister.edu.ec)  
[victor.salinas@ister.edu.ec](mailto:victor.salinas@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

Moreno Mancilla Lizbeth Estefania  
Paredes Quishpilema Gabriela Estefania  
Salinas Pardo Víctor Daniel

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, **MORENO MANCILLA LIZBETH ESTEFANIA** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, **MITIGAR EL DAÑO DE FORMACIÓN A TRAVÉS DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE CONTROL O USO DE UN GAS DURANTE ACTIVIDADES DE WORKOVER EN EL POZO ARMADILLO B05 DEL DEL BLOQUE 55 EN EL AÑO 2024** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



---

MORENO MANCILLA LIZBETH ESTEFANIA

C.I.: 2250209927

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, **PAREDES QUISHPILEMA GABRIELA ESTEFANIA** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, **MITIGAR EL DAÑO DE FORMACIÓN A TRAVÉS DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE CONTROL O USO DE UN GAS DURANTE ACTIVIDADES DE WORKOVER EN EL POZO ARMADILLO B05 DEL DEL BLOQUE 55 EN EL AÑO 2024** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



PAREDES QUISHPILEMA GABRIELA ESTEFANIA  
C.I.: 1500799026

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

**CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2**

Sangolquí, 03 de Noviembre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez  
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín  
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, **SALINAS PARDO VICTOR DANIEL** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, **MITIGAR EL DAÑO DE FORMACIÓN A TRAVÉS DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE CONTROL O USO DE UN GAS DURANTE ACTIVIDADES DE WORKOVER EN EL POZO ARMADILLO B05 DEL DEL BLOQUE 55 EN EL AÑO**

**2024** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



---

**SALINAS PARDO VICTOR DANIEL**

C.I.: 1105068892

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

**CT-ANX-2024-ISTER-1**

**CARRERA:**

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

**AUTOR /ES:**

PAREDES QUISHPILEMA GABRIELA ESTEFANIA  
MORENO MANCILLA LIZBETH ESTEFANIA  
SALINAS PARDO VÍCTOR DANIEL

**TUTOR:**

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

**CONTACTO ESTUDIANTE:**

0959025517

0997877262

0986624697

**CORREO ELECTRÓNICO:**

Gabrielaestefania.paredes@ ister.edu.ec

lizbeth.moreno@ ister.edu.ec

victor.salinas@ister.edu.ec

**TEMA:**

MITIGAR EL DAÑO DE FORMACIÓN A TRAVÉS DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE CONTROL O USO DE UN GAS DURANTE ACTIVIDADES DE WORKOVER EN EL POZO ARMADILLO B-05 DEL BLOQUE 55 EN EL AÑO 2024.

**OPCIÓN DE TITULACIÓN:**

TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULARPREVIO A LA OBTENION DEL TITULO DE TECNOLOGO SUPERIOR EN PETROLEOS

**RESUMEN EN ESPAÑOL:**

El daño de formación en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo se manifiesta como una reducción de permeabilidad causada por la obstrucción de los poros por residuos y sólidos durante la producción. Este problema resulta en un estrechamiento de los poros y una migración de finos, alterando las propiedades físicas de la roca debido a la exposición a fluidos con altos porcentajes de arcilla y salinidad. Este fenómeno no solo impacta negativamente en la producción, reduciendo el rendimiento del pozo de 409 barriles a 215 barriles de petróleo, sino que también afecta la rentabilidad económica del proyecto. En respuesta a este desafío, se realizaron dos intervenciones: el diseño de un nuevo fluido de control y la inyección de nitrógeno. El diseño del fluido de control, que incluyó agua fresca, inhibidores, antiespumantes, solventes y bactericidas, logró aumentar la permeabilidad del pozo de 45 mD a 70 mD, reduciendo el daño de formación a un valor de 2. Esto se tradujo en un IP de 1,89 bfpd/psi, con una producción de 873,29 bfpd a una presión de fondo del pozo de 808 psi. La intervención tuvo un costo de \$1.980.013,3, con un VAN positivo de \$8.696.514,84, una TIR del 37% y un índice de Beneficio-Costo (B/C) de 4,56, indicando una alta rentabilidad. Por otro lado, la inyección de nitrógeno incrementó la permeabilidad de 45 mD a 57,23 mD y redujo el daño de formación a 5,17. La productividad resultante fue de 1,59 bfpd/psi, con una producción de 736 bfpd. Aunque el VAN fue de \$7.159.410,33 y la TIR también alcanzó el 37%, el índice B/C fue de 1,1, mostrando una rentabilidad menor en comparación con el diseño de fluido. En resumen, el diseño del fluido de control ofrece mayores beneficios económicos y operativos, siendo más efectivo en aumentar la productividad y reducir el daño de formación en comparación con la inyección de nitrógeno.

**PALABRAS CLAVE:**

- Daño De Formación
- Fluido De Control
- Nitrógeno
- Permeabilidad
- Económico

**ABSTRACT:**

Formation damage in the U Inferior reservoir of the Armadillo Field manifests as a reduction in permeability caused by the obstruction of pores by residues and solids during production.

This problem results in pore narrowing and fine migration, altering the physical properties of the rock due to exposure to fluids with high percentages of clay and salinity. This phenomenon not only negatively impacts production, reducing well output from 409 barrels to 215 barrels of oil but also affects the economic viability of the project. In response to this challenge, two interventions were performed: the design of a new control fluid and nitrogen injection. The control fluid design, which included fresh water, inhibitors, antifoams, solvents, and biocides, increased the well's permeability from 45 mD to 70 mD, reducing formation damage to a value of 2. This resulted in a productivity index of 1,89 bfpd/psi, with a production of 873,29 bfpd at a bottomhole pressure of 808 psi. The intervention cost \$1.980.013,30, with a positive Net Present Value (NPV) of \$8.696.514,84, an Internal Rate of Return (IRR) of 37%, and a Benefit-Cost (B/C) ratio of 4.56, indicating high profitability. On the other hand, nitrogen injection increased permeability from 45 mD to 57,23 mD and reduced formation damage to 5.17. The resulting productivity was 1.59 bfpd/psi, with a production of 736 bfpd. Although the NPV was \$7.159.410,33 and the IRR was also 37%, the B/C ratio was 1.1, showing lower profitability compared to the control fluid design. In summary, the control fluid design offers greater economic and operational benefits, being more effective in increasing productivity and reducing formation damage compared to nitrogen injection.

**PALABRAS CLAVE:**

- Formation Damage
- Control Fluid
- Nitrogen
- Permeability
- Economic



## SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**CT-ANX-2024-ISTER-2**

Sangolquí, 31 de Octubre del 2024

**Sres.-**

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

**Presente**

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital "DsPace" de los estudiantes: PAREDES QUISHPILEMA GABRIELA ESTEFANIA con CI. 1500799026, MORENO MANCILLA LIZBETH ESTEFANIA con CI. 2250209927, SALINAS PARDO VÍCTOR DANIEL con CI. 1105068892 alumnos de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Atentamente,



PAREDES GABRIELA  
C.I. : 1500799026



MORENO LIZBETH  
C.I: 2250209927



SALINAS VÍCTOR  
C.I: 1105068892

### SÓLO PARA USO DEL ISTER

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software "TURNITING" y cuenta con un porcentaje de 6 %; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

Fecha del Informe \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_

*Mitigar el daño de formación a través de un diseño de Fluido de control o uso de un gas durante actividades de workover en el pozo armadillo B05 del del bloque 55 en el año 2024.*

### **Dedicatoria**

Dedicamos este trabajo a nuestras familias, quienes con su paciencia y amor incondicional han sido un pilar fundamental en cada etapa de este camino. Sin su apoyo constante, no hubiera sido posible alcanzar este logro.

A nuestros compañeros y amigos, por sus palabras de ánimo y comprensión en los momentos de incertidumbre y cansancio. Su compañía, apoyo fueron fuente invaluable de motivación.

Expresamos nuestra más sincera gratitud a nuestros docentes y mentores, quienes no solo nos compartieron sus conocimientos, sino también su guía al igual que su tiempo.

Agradecemos también a cada persona que, de una u otra forma, contribuyó con su granito de arena para que este trabajo fuera posible.

Finalmente, dedicamos este logro a nosotros mismos, por la capacidad de superarnos, perseverancia, y la dedicación puesta en cada página de este trabajo. Este esfuerzo simboliza no solamente la culminación de una etapa académica, sino también es el reflejo de nuestro crecimiento tanto en lo personal y profesional.

## **Agradecimientos**

Queremos expresar nuestro más profundo agradecimiento a nuestras familias, cuyo constante apoyo y comprensión nos dieron la fuerza para persistir en los momentos más desafiantes de este proceso.

Su amor y respaldo han sido primordiales para conseguir esta meta.

A nuestros compañeros de tesis, por la colaboración, perseverancia y el esfuerzo compartido para la terminación de este trabajo. El compromiso y el respeto mutuo fueron clave para superar desafíos y el logro de avances. Esta tesis es el resultado de la dedicación de cada uno de nosotros.

Agradecemos profundamente a nuestros profesores y mentores del Instituto Tecnológico Rumiñahui, por su dedicación, paciencia y sabiduría. Gracias por compartir con nosotros sus conocimientos y por guiarnos en el desarrollo de este proyecto. Su orientación ha sido clave para nuestra formación académica y profesional.

Finalmente, extendemos nuestro reconocimiento a todas las personas e instituciones que, de alguna manera, contribuyeron con información y recursos durante la elaboración de esta tesis. Sin su colaboración, este trabajo no hubiera sido posible.

Este logro es el resultado del esfuerzo conjunto de todos los que, directa o indirectamente, formaron parte de este proceso. A todos ustedes, ¡gracias!

## **Resumen:**

El daño de formación en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo se manifiesta como una reducción de permeabilidad causada por la obstrucción de los poros por residuos y sólidos durante la producción. Este problema resulta en un estrechamiento de los poros y una migración de finos, alterando las propiedades físicas de la roca debido a la exposición a fluidos con altos porcentajes de arcilla y salinidad. Este fenómeno no solo impacta negativamente en la producción, reduciendo el rendimiento del pozo de 409 barriles a 215 barriles de petróleo, sino que también afecta la rentabilidad económica del proyecto. En respuesta a este desafío, se realizaron dos intervenciones: el diseño de un nuevo fluido de control y la inyección de nitrógeno. El diseño del fluido de control, que incluyó agua fresca, inhibidores, antiespumantes, solventes y bactericidas, logró aumentar la permeabilidad del pozo de 45 mD a 70 mD, reduciendo el daño de formación a un valor de 2. Esto se tradujo en un IP de 1,89 bfpd/psi, con una producción de 873,29 bfpd a una presión de fondo del pozo de 808 psi. La intervención tuvo un costo de \$1.980.013,3, con un VAN positivo de \$8.696.514,84, una TIR del 37% y un índice de Beneficio-Costo (B/C) de 4,56, indicando una alta rentabilidad. Por otro lado, la inyección de nitrógeno incrementó la permeabilidad de 45 mD a 57,23 mD y redujo el daño de formación a 5,17. La productividad resultante fue de 1,59 bfpd/psi, con una producción de 736 bfpd. Aunque el VAN fue de \$7.159.410,33 y la TIR también alcanzó el 37%, el índice B/C fue de 1,1, mostrando una rentabilidad menor en comparación con el diseño de fluido. En resumen, el diseño del fluido de control ofrece mayores beneficios económicos y operativos, siendo más efectivo en aumentar la productividad y reducir el daño de formación en comparación con la inyección de nitrógeno.

**Palabras clave:** Daño de formación, fluido de control, nitrógeno, permeabilidad, económico.

## **Abstract**

Formation damage in the U Inferior reservoir of the Armadillo Field manifests as a reduction in permeability caused by the obstruction of pores by residues and solids during production. This problem results in pore narrowing and fine migration, altering the physical properties of the rock due to exposure to fluids with high percentages of clay and salinity. This phenomenon not only negatively impacts production, reducing well output from 409 barrels to 215 barrels of oil but also affects the economic viability of the project. In response to this challenge, two interventions were performed: the design of a new control fluid and nitrogen injection. The control fluid design, which included fresh water, inhibitors, antifoams, solvents, and biocides, increased the well's permeability from 45 mD to 70 mD, reducing formation damage to a value of 2. This resulted in a productivity index of 1,89 bfpd/psi, with a production of 873,29 bfpd at a bottomhole pressure of 808 psi. The intervention cost \$1.980.013,30, with a positive Net Present Value (NPV) of \$8.696.514,84, an Internal Rate of Return (IRR) of 37%, and a Benefit-Cost (B/C) ratio of 4.56, indicating high profitability. On the other hand, nitrogen injection increased permeability from 45 mD to 57,23 mD and reduced formation damage to 5.17. The resulting productivity was 1.59 bfpd/psi, with a production of 736 bfpd. Although the NPV was \$7.159.410,33 and the IRR was also 37%, the B/C ratio was 1.1, showing lower profitability compared to the control fluid design. In summary, the control fluid design offers greater economic and operational benefits, being more effective in increasing productivity and reducing formation damage compared to nitrogen injection.

**Keywords:** Formation damage, control fluid, nitrogen, permeability, economic.

## Índice de contenido:

CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Planteamiento del problema .....	2
Problema científico.....	2
Preguntas científicas o directrices .....	2
Objetivo general .....	3
Objetivos específicos.....	3
Justificación.....	4
CAPÍTULO II:.....	5
MARCO TEÓRICO .....	5
Ubicación del Campo .....	5
Geología estructural.....	5
Daño factor skin.....	6
Filtración de solidos.....	6
Presencia de arcillas.....	7
Estrategias de Mitigación .....	7
Diseño de fluidos de control.....	7
Compatibilidad con la Formación .....	8
Propiedades de Estabilidad.....	8
Ventajas del Fluido de Control:.....	8

Inhibidores .....	8
Anti espumantes .....	9
Surfactantes .....	9
Bactericidas .....	9
Prueba de retorno de permeabilidad .....	9
Procedimiento General .....	10
Diseño del Tanque de Almacenamiento de Fluido de Control.....	11
Inyección de nitrógeno .....	11
Beneficios .....	12
Equipos de inyección.....	12
Compresores de Nitrógeno .....	12
Intercambiador de calor .....	13
Método para Calcular la Permeabilidad mediante Inyección de Nitrógeno .....	13
Cálculo del daño de formación.....	14
Cálculo de la IPR ley de Darcy .....	14
Sistema de producción electro sumergible .....	15
Depletación exponencial.....	16
Análisis Económico.....	17
CAPÍTULO III .....	18
METODOLOGÍA.....	18
Tipo de Investigación .....	18

Diseño de investigación.....	18
Selección de muestra .....	18
Recolección de datos .....	18
Instrumentos .....	19
Análisis de Datos .....	19
Características generales del pozo B05 .....	19
Historial de producción .....	19
Características petrofísicas .....	20
Prueba de presión.....	21
Capacidad de producción.....	22
Sistema de producción DN1750.....	22
Diseño del fluido de control .....	23
Análisis mineralógico .....	23
Selección de los componentes .....	24
Formulación de los fluidos .....	24
Pruebas de laboratorio .....	24
Mojabilidad.....	25
Equipo de laboratorio FDS-800-10000 .....	26
Permeabilidad .....	26
Daño de formación .....	28
Diseño del plan de trabajo .....	28



Preparación del pozo .....	28
Equipos de superficie.....	29
Aditivos inyectados .....	30
Evaluación de la producción.....	31
Estimación nueva IPR .....	31
Capacidad de producción.....	32
Selección del sistema de producción .....	32
Depletación de la producción .....	33
Análisis Económico.....	34
Interpretación indicadores económicos .....	36
Inyección de Nitrógeno .....	37
Reactores de presión.....	37
Prueba de Compatibilidad Con Nitrógeno.....	37
Viscosidad vs Presión.....	38
Densidad vs Presión.....	38
PH vs Presión.....	39
Determinación de Permeabilidad Final con Inyección de Nitrógeno.....	39
Procedimiento.....	40
Disminución de la permeabilidad .....	40
Cálculo del daño de formación.....	41
Equipos de superficie.....	41

Bomba reciprocante tríplex .....	41
Nitrogen injection tool.....	42
Evaluación de la producción.....	43
Estimación nueva IPR .....	43
Capacidad de producción.....	43
Selección del sistema de producción .....	44
Depletación de la producción .....	45
Análisis Económico.....	46
Interpretación indicadores económicos .....	48
CAPÍTULO IV .....	49
PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO.....	49
Comparación metodológica.....	49
Resultado del Diseño del fluido de control .....	50
Resultado de la inyección de nitrógeno.....	51
Capacidad de producción curvas de oferta .....	52
CAPÍTULO V.....	53
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	53
Conclusiones.....	53
Recomendaciones .....	55
Bibliografía.....	56

## Índice de Figuras

Figura 1 Ubicación del Campo.....	5
Figura 2 Daño de formación.....	6
Figura 3 Minerales arcillosos .....	7
Figura 4 Retorno de permeabilidad .....	10
Figura 5 Tanque de almacenamiento.....	11
Figura 6 Compresor de Nitrógeno .....	12
Figura 7 Intercambiador de calor.....	13
Figura 8 Equipo BES completación .....	16
Figura 9 Historial de producción B05 .....	20
Figura 10 Registro eléctrico pozo B05 .....	21
Figura 11 Prueba de presión pozo B05.....	21
Figura 12 Curva de oferta IPR B05 .....	22
Figura 13 Equipo BES DN1750 .....	22
Figura 14 Difracción de rayos x .....	23
Figura 15 Equipo de simulación de permeabilidad Temco .....	26
Figura 16 Capacidad IPR de producción.....	31
Figura 17 Capacidad de producción pozo B05 nuevo fluido .....	32
Figura 18 REDA RMD1700N.....	33
Figura 19 Declinación nuevo diseño .....	34
Figura 20 Compatibilidad viscosidad vs presión.....	38
Figura 21 Compatibilidad densidad vs presión .....	38
Figura 22 Compatibilidad PH vs presión .....	39
Figura 23 Capacidad IPR de producción.....	43

Figura 24 Capacidad de producción pozo B05 inyección de gas .....	44
Figura 25 REDA S2000N.....	45
Figura 26 Declinación nuevo diseño .....	46
Figura 27 Comparación curvas de oferta.....	53

### **Índice de tablas**

Tabla 1 Composición mineralógico prueba 1 y 2.....	23
Tabla 2 Componentes del fluido de control.....	24
Tabla 3 Caracterización física de los químicos a inyectar.....	24
Tabla 4 Prueba 1 de compatibilidad .....	25
Tabla 5 Prueba 2 de compatibilidad .....	26
Tabla 6 Prueba 1 retorno de permeabilidad.....	27
Tabla 7 Prueba de retorno de permeabilidad prueba 2 .....	27
Tabla 8 Fluido de control diseñado .....	31
Tabla 9 Costos diseño nuevo fluido .....	34
Tabla 10 Flujo de caja Fluido de control nuevo .....	35
Tabla 11 Indicadores económicos .....	36
Tabla 12 Características técnicas de inyección bomba tríplex .....	42
Tabla 13 Herramienta de inyección de nitrógeno.....	42
Tabla 14 Costos diseño nuevo fluido .....	46
Tabla 15 Flujo de caja Fluido de control nuevo .....	47
Tabla 16 Indicadores económicos inyección de nitrógeno.....	48
Tabla 17 Comparación metodológica.....	49

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

El daño de formación en el reservorio U Inferior del Campo Armadillo constituye un desafío técnico y económico de gran relevancia. La permeabilidad reducida es causada por la obstrucción del espacio poroso debido a residuos y sólidos generados durante la producción, ha llevado a un estrechamiento en los poros que limita la migración de finos. Esta problemática no solo afecta la eficiencia de producción del pozo B-05, sino que también tiene consecuencias económicas significativas. La disminución de la producción, que ha pasado de 409 barriles de petróleo al inicio a 215 barriles hasta abril de 2024, refleja claramente el impacto negativo del daño de formación en los ingresos derivados de su comercialización. Durante el desarrollo del presente estudio de carácter técnico en el primer capítulo se analiza el problema que con lleva a una incompatibilidad de los fluidos que desatan un incremento del daño de formación de esta manera se desarrolla una justificación técnica de la aplicación de esta técnica con sus objetivos de solución. En el capítulo dos se analiza estudios de caso similares y publicaciones de artículos científicos que permitan dar solución a la problemática abarcada en el capítulo 1.

El diseño metodológico describe las características actuales del pozo y se determina por medio de la investigación la composición y la simulación de la aplicación de un fluido a base de polímeros y la inyección de gases inertes con la finalidad de determinar la estrategia idónea de aplicación en el capítulo cuatro donde se prevé realizar el análisis técnico y e económico de selección que permita incrementar la producción de hidrocarburos una vez removido el daño de formación. Por último, en el capítulo cinco se determina las conclusiones de la implementación de la técnica adecuada y se recomienda nuevas estrategias de mejora en los fluidos seleccionados.

## **Planteamiento del problema**

El daño de formación es un problema latente en el reservorio U Inferior del Campo armadillo la reducción de la permeabilidad por la obstrucción del espacio poroso originado por residuos y solidos que acarrea la producción desde el reservorio hasta la cercanía del pozo del pozo generándose de esta manera un estrechamiento en los poros donde se localiza la migración de finos. La selección de un fluido de control que sea compatible con los fluidos del reservorio

La generación de alteraciones de las propiedades de la roca al estar expuestas a fluidos con alto porcentaje de volumen de arcilla y altas concentraciones de salinidad con llevan a una precipitación de soluciones de tipo sal que determina un cambio en las características físicas y mecánicas de la roca, lo que deriva a un comportamiento no predecible durante la producción. Económicamente representa una problemática ya que al disminuir la producción del pozo se obtiene menores réditos de su comercialización.

Cabe recalcar que el daño de formación en este caso ocurre por la incompatibilidad de los fluidos con la roca al variar los parámetros de mojabilidad de la roca. Según el historial de producción del pozo B05 inicio con una producción de 409 barriles de petróleo producto de la existencia del daño de formación se establece un valor de 215 barriles de petróleo hasta abril de 2024.

## **Problema científico**

¿Cuál es el porcentaje mineralógico que obstruye los poros en el reservorio U Inferior ?

## **Preguntas científicas o directrices**

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

¿En qué consiste los parámetros físico químicos del diseño del fluido de control?

¿Qué tipo de problemas acarrea la hinchazón de minerales arcillosos ?

¿Qué tanto es el incremento de producción al aplicar un diseño de fluido de control óptimo para la mitigación del daño?

¿En qué consiste la aplicación de un gas que permita mitigar el daño de formación en las actividades workover?

¿Cómo influye la compatibilidad de fluido a fluido en el reservorio ?

¿Qué tipo de polímeros se utilizan para mitigar el daño de formación en el reacondicionamiento de pozos?

¿Cuáles son las causas de tener fluidos que superen el gradiente de formación?

¿En qué tiempo se observa la viabilidad económica del proyecto ?

¿Cuál es la importancia de realizar la aplicación de polímeros o surfactantes con gases inertes?

### **Objetivo general**

- Analizar técnico y económicamente la selección de un fluido de control a base de polímeros y surfactantes con la inyección de gases inertes como el CO<sub>2</sub> y N para mitigar el daño de formación en el pozo B05 del Campo Armadillo en el año 2024.

### **Objetivos específicos**

- Determinar el daño de formación y la producción de fluidos al implementar un fluido de control compatible con la formación U inferior mediante la utilización de surfactantes.
- Analizar el comportamiento del reservorio U inferior por medio de la inyección de nitrógeno evaluando la mitigación del daño de formación y la producción.

- Realizar un análisis técnico económico de selección del fluido de control y la inyección de nitrógeno en función de los parámetros técnicos de producción y rentabilidad económica en el pozo B05

### **Justificación.**

Las alteraciones en las propiedades de la roca debido a la exposición a fluidos con altos porcentajes de arcilla y concentraciones de salinidad contribuyen a un cambio en las características físicas de la roca, lo que resulta en un comportamiento no predecible durante la producción. Esto se ve agravado por la incompatibilidad de los fluidos con la roca, que afecta los parámetros de mojabilidad, exacerbando el daño de formación y limitando aún más la producción.

Dada la situación crítica del pozo B05, se justifica llevar a cabo un análisis técnico y económico para seleccionar un fluido de control que sea compatible con los fluidos del reservorio. En este sentido, la propuesta de utilizar fluidos a base de surfactantes, junto con la inyección de gases inertes como el  $N_2$ , surge como una alternativa viable para mitigar el daño de formación. Esta estrategia no solo tiene el potencial de mejorar la permeabilidad y recuperar la capacidad productiva del reservorio, sino que también busca optimizar los costos y maximizar la rentabilidad de las operaciones



## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### Ubicación del Campo

El Campo Armadillo está localizado a 300 kilómetros (km) al este de Quito. Es el campo que produce desde el año de 1995. El Campo está ubicado en la cuenca Amazónica. Dentro del Bloque 55 (Barragan, 2016). Como se indica en la figura 1.

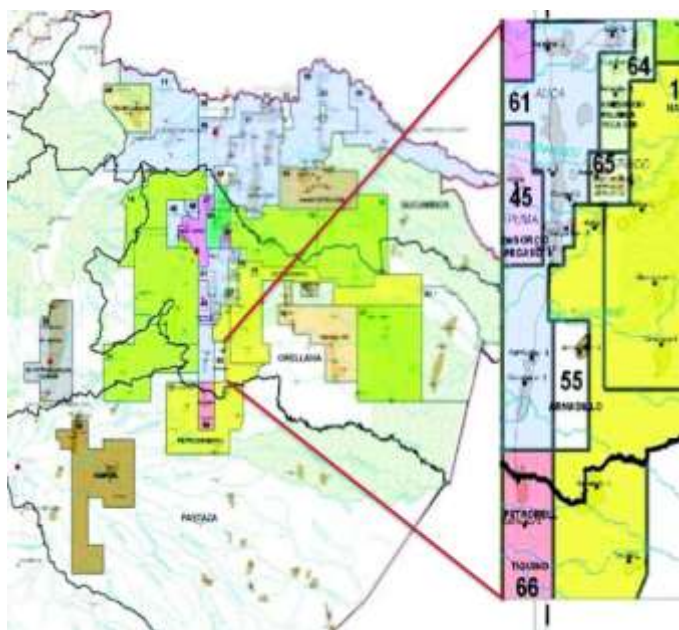


Figura 1 Ubicación del Campo

### Geología estructural

El Campo Armadillo muestra una serie de fallas y fracturas que son el resultado de la compleja dinámica tectónica. Estas fallas pueden ser normales, inversas o de desgarre, y son indicativas de las tensiones y deformaciones en la corteza terrestre. La región presenta pliegues significativos que reflejan la presión y compresión tectónica en la corteza terrestre. Estos

pliegues son importantes para entender la historia de formacional de la región y la formación de los Andes (Martínez, 2020).

### **Daño factor skin**

El daño a la formación debido a las arcillas y la filtración de sólidos es un problema complejo que requiere un enfoque integral para su manejo y mitigación. Los mecanismos involucrados y la implementación de estrategias adecuadas son cruciales para optimizar la eficiencia y la rentabilidad de las operaciones de workover. El daño a la formación es un desafío crítico que puede afectar la productividad y la integridad del pozo. Un aspecto importante de este problema se visualiza en la figura 2 es la interacción entre las arcillas presentes en la formación y la filtración de sólidos durante el proceso de perforación. Este daño puede ser causado por varios mecanismos relacionados con la dinámica (Smith J. , 2018).

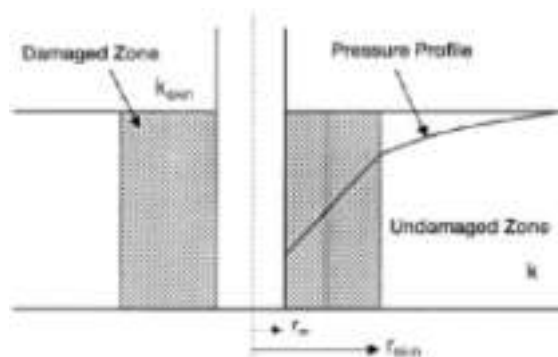


Figura 2 Daño de formación

### ***Filtración de sólidos***

La filtración de estos fluidos puede arrastrar sólidos, incluyendo partículas de arcilla, que se depositan en las paredes del pozo. Este proceso de filtración puede formar una capa de filtrado o "cake" en la pared del pozo, que a menudo es una combinación de arcillas y otros sólidos. La acumulación de esta capa puede obstruir los poros y reducir la permeabilidad de la formación, causando un daño adicional (Johnson, 2019).

### ***Presencia de arcillas***

Las arcillas son minerales comúnmente encontrados en las formaciones geológicas y tienen propiedades que pueden influir significativamente en el daño de formación. Estas arcillas pueden hincharse y dispersarse cuando entran en contacto con los fluidos de perforación. Este fenómeno se observa en la figura 3, se debe a la absorción de agua y a la interacción química entre las arcillas y los fluidos, lo que resulta en una reducción de la permeabilidad de la formación y una disminución en la capacidad de producción del pozo (King, 2015).

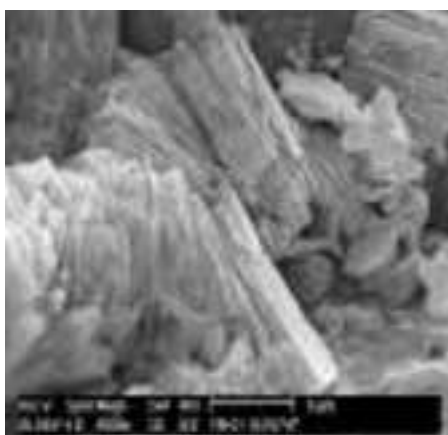


Figura 3 Minerales arcillosos

### ***Estrategias de Mitigación***

Para minimizar el daño a la formación, se pueden emplear varias estrategias

**Uso de Aditivos:** Incorporación de aditivos que estabilicen las arcillas y mejoren el control de la filtración.

**Monitoreo y Ajuste Continuo:** Implementación de técnicas para monitorear el estado de la formación y ajustar las prácticas de perforación en tiempo real.

### **Diseño de fluidos de control**

Es una mezcla de líquidos y aditivos diseñada específicamente para proteger la integridad de la formación durante las operaciones de perforación y completar un pozo. Las características

físicas y químicas optimizadas para reducir la interacción negativa con las rocas formacionales mejorando la eficiencia en la extracción de recursos (Montgomery, 2015).

### ***Compatibilidad con la Formación***

El fluido de control está formulado para tener una baja reactividad con los minerales de la formación, especialmente con arcillas y otros materiales que podrían hincharse o desintegrarse al contacto con el fluido. Esto se logra mediante la selección de aditivos que estabilicen las arcillas y reduzcan su absorción de agua.

### ***Propiedades de Estabilidad***

El fluido debe mantener sus propiedades físicas bajo las condiciones de presión y temperatura del pozo. Esto incluye una viscosidad adecuada para transportar sólidos y cortar fragmentos sin causar bloqueos ni problemas de manejo (Engineers., 2021).

### ***Ventajas del Fluido de Control:***

Protege las rocas formacionales de la alteración y la reducción de permeabilidad, asegurando una mejor productividad del pozo.

Mejora en la Permeabilidad: Minimiza la obstrucción de los poros y facilita un flujo más eficiente de petróleo o gas hacia el pozo.

### ***Inhibidores***

Estos efectos incluyen la alteración de las propiedades de la formación, la reducción de la permeabilidad, y la hinchazón o desintegración de las arcillas presentes en la formación. Los inhibidores se diseñan para mantener la estabilidad de la formación, mejorar el rendimiento del fluido, y proteger el equipo de perforación.

### ***Anti espumantes***

Los inhibidores antiespumantes son aditivos utilizados en fluidos de perforación para eliminar la formación de espuma. La espuma puede causar problemas operativos como la reducción de la eficiencia de perforación y la obstrucción de los equipos. Los antiespumantes trabajan al reducir la tensión superficial en la superficie del líquido, lo que impide la formación de burbujas estables (Fischer, 2018).

### ***Surfactantes***

Los surfactantes son compuestos químicos que alteran la tensión entre líquidos reduciendo la humectación y la dispersión de sólidos, así como para reducir la fricción y la viscosidad del fluido. Los surfactantes pueden ser catiónicos, aniónicos o no iónicos, dependiendo de su carga eléctrica.

### ***Bactericidas***

Los bactericidas son aditivos químicos que previenen el crecimiento de bacterias en fluidos de perforación. La presencia de bacterias en estos fluidos puede llevar a problemas como la producción de ácidos que corroen el equipo y alteran las propiedades del fluido. Los bactericidas se utilizan para garantizar que los fluidos de perforación se mantengan estables y efectivos durante la operación.

### **Prueba de retorno de permeabilidad**

Mide la permeabilidad de la formación después de la aplicación de un fluido de perforación o tratamiento, para evaluar si el fluido ha causado alguna alteración que pueda afectar la capacidad de la formación para transmitir fluidos.

Esto ayuda a garantizar que las operaciones de perforación no comprometan la eficiencia y la integridad del pozo la ilustración 4 indica este procedimiento.

### ***Procedimiento General***

#### **Preparación de Muestras:**

Se prepara una muestra de la formación, ya sea en el laboratorio a partir de núcleos de roca extraídos durante la perforación o en el campo, para realizar la prueba.

#### **Aplicación del Fluido:**

El fluido de perforación o tratamiento se aplica a la muestra para simular las condiciones reales del pozo.

#### **Medición de Permeabilidad Inicial:**

Se mide la permeabilidad de la muestra antes de la aplicación del fluido. Esto proporciona una línea base para comparar después del tratamiento.

#### **Aplicación de Presión:**

El fluido se inyecta en la muestra bajo condiciones controladas de presión y flujo.

#### **Medición de Permeabilidad Final:**

Después de un periodo de tiempo determinado, se mide la permeabilidad de la muestra nuevamente para evaluar cualquier cambio causado por el fluido. (Zhang, 2021)



Figura 4 Retorno de permeabilidad

## Diseño del Tanque de Almacenamiento de Fluido de Control

El diseño del tanque debe garantizar la seguridad, eficiencia y facilidad de uso para el almacenamiento y la gestión del fluido la figura 5 indica el boceto. Debe ser capaz de manejar el tipo de fluido almacenado, su volumen y sus características específicas, como la viscosidad y la corrosividad.

**Capacidad:** Debe ser adecuado para almacenar la cantidad de fluido necesaria para las operaciones. Los tanques pueden variar desde unos pocos metros cúbicos hasta miles de metros cúbicos, dependiendo de la escala de la operación.

**Materiales:** Los materiales de construcción deben ser compatibles con el fluido almacenado. Por ejemplo, los tanques para fluidos corrosivos deben estar hechos de materiales resistentes a la corrosión, como acero inoxidable o polímeros especiales (Davis, 2018).

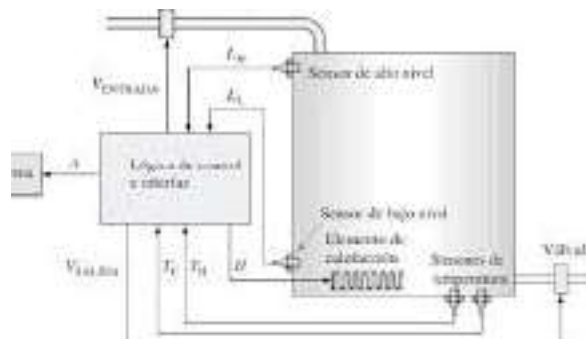


Figura 5 Tanque de almacenamiento

## Inyección de nitrógeno

La inyección de nitrógeno se utiliza para mitigar el daño de formación en pozos petroleros y de gas, que puede ocurrir debido a la interacción de fluidos de perforación, producción o estimulación con las rocas del reservorio. El nitrógeno es un gas inerte y no

reactivo que ayuda a mantener la presión del reservorio, mejorar la movilidad del fluido y reducir los efectos adversos en la formación.

### ***Beneficios***

Reduce la invasión de fluidos dañinos en la formación, que puede causar disminución en la permeabilidad y la productividad del pozo.

**Mantenimiento de la Presión del Reservorio:** Ayuda a mantener la presión del reservorio para evitar problemas de flujo y mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

**Reducción de la Formación de Emulsiones:** El nitrógeno puede ayudar a prevenir la obstrucción del flujo.

### ***Equipos de inyección***

Se utilizan diversos equipos especializados que permiten la inyección controlada y efectiva del gas en el reservorio

### **Compresores de Nitrógeno**

Comprimen el nitrógeno para alcanzar la presión requerida para la inyección en el reservorio. Son esenciales para mantener la presión del gas y permitir una inyección eficiente en profundidades mayores. La figura 6 indica la locación de un compresor de nitrógeno



Figura 6 Compresor de Nitrógeno



### **Intercambiador de calor**

Transfiere calor entre dos fluidos sin que estos se mezclen. En la ilustración 7 se aprecia el modelo y la variación de la temperatura. En el contexto de la inyección de nitrógeno, se utiliza para calentar o enfriar el nitrógeno a la temperatura deseada antes de su introducción en el reservorio.

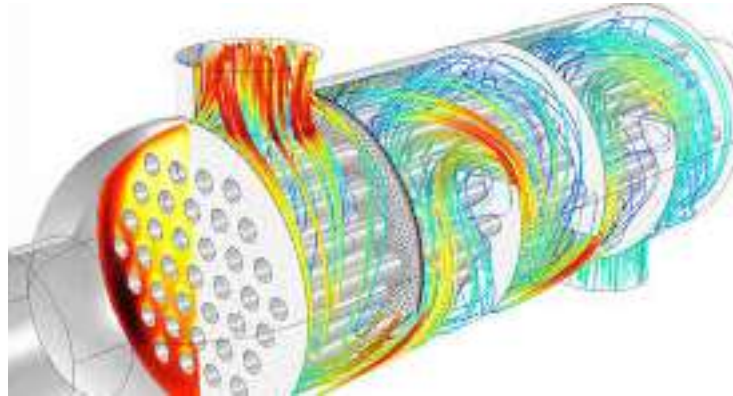


Figura 7 Intercambiador de calor

### **Método para Calcular la Permeabilidad mediante Inyección de Nitrógeno**

#### **Equipos y Materiales Necesarios**

Sistema de inyección de nitrógeno: Incluye generador de nitrógeno, compresores, unidades de inyección y sistemas de control.

Instrumentos de medición: Manómetros, medidores de flujo, y sensores de presión y temperatura.

Muestra de formación: Núcleo de roca o sección del reservorio a evaluar.

Realización de la Prueba de Inyección de Nitrógeno

Pasos a Seguir:

Preparar el Sistema: Configura el equipo de inyección de nitrógeno para asegurar que el gas se pueda inyectar a la presión y caudal deseados.

Inyección de Nitrógeno: Introduce nitrógeno en la formación geológica a una tasa controlada. Registra la presión y el flujo durante el proceso.

Mediciones: Mide la presión de salida y entrada del nitrógeno en el núcleo o sección de formación. También, registra el flujo volumétrico de nitrógeno.

Determinación de la Permeabilidad: Utiliza los datos de presión y flujo para calcular la  $k$  del reservorio utilizando la ley de Darcy (Smith R. , 2011).

### **Cálculo del daño de formación**

La ecuación de Darcy es fundamental para entender cómo la permeabilidad de una formación se altera debido a la interacción con fluidos

$$S = \frac{k \cdot h}{144,2 \cdot q \cdot b \cdot u}$$

Donde:

**k**= permeabilidad en mD

**h**= espesor (ft)

**q**= Caudal (bfpd)

**b**= Factor volumétrico (by/bn)

**u**= Viscosidad (Cp)

### **Cálculo de la IPR ley de Darcy**

El Índice de Productividad del Pozo (IPR) se calcula empleando la ley de Darcy para entender la capacidad de un pozo para producir petróleo o gas. La ley de Darcy, que describe el flujo de fluidos a través de medios porosos, proporciona una base fundamental para este cálculo. Según esta ley, el flujo de un fluido a través de una formación se determina por la permeabilidad

del medio, la viscosidad del fluido, y la diferencia de presión a través de la formación. (Institute, 2018)

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot (\Delta P)}{\mu L}$$

### **Sistema de producción electro sumergible**

Es una solución eficiente para la extracción de fluidos en pozos con bajo caudal natural, pero su rendimiento puede verse afectado por cambios dinámicos en el reservorio y en el propio sistema de producción.

El concepto de Optimización Adaptativa del Sistema Electro Sumergible mediante Análisis Nodal Dinámico propone una metodología avanzada que integra el análisis nodal con técnicas de optimización adaptativa en tiempo real que mejora la capacidad de producción del pozo. Este enfoque es especialmente útil en pozos con condiciones variables o en campos donde se anticipan cambios en la producción debido a la explotación continua. Según la figura 6 se plantea la completación del pozo del equipo BES.

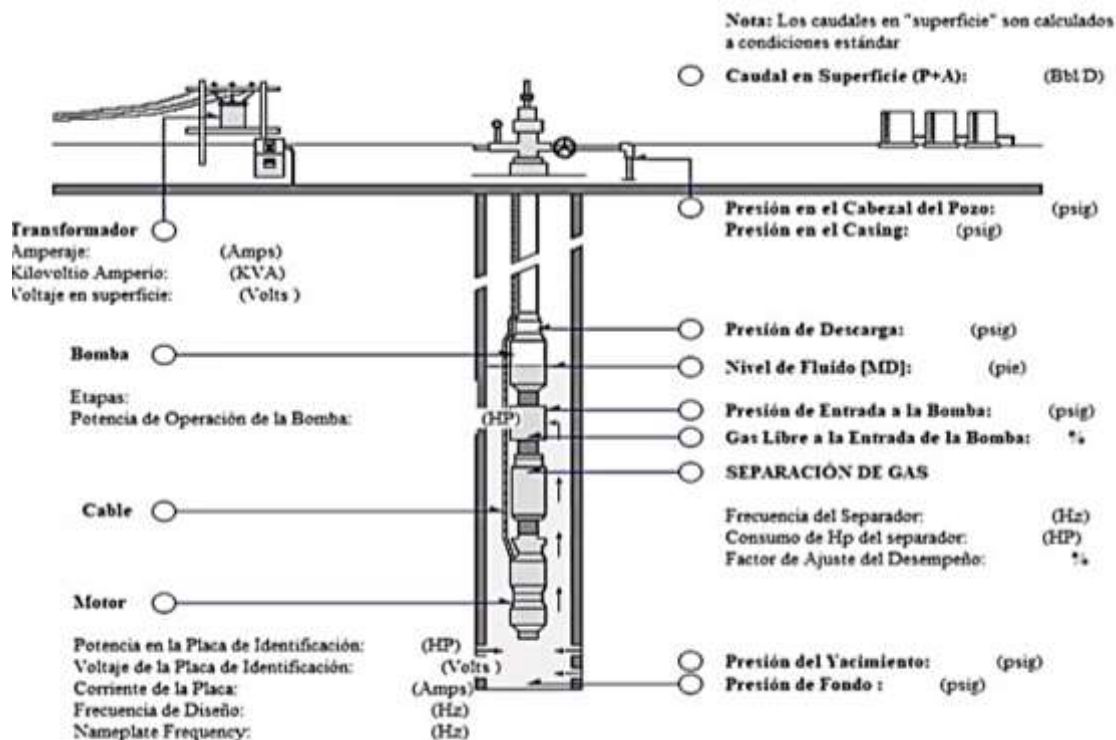


Figura 8 Equipo BES completación

## Depletación exponencial

En el modelo de declinación exponencial, se asume que la tasa de producción de un pozo disminuye de manera proporcional a su tasa de producción actual. Matemáticamente, se representa mediante la ecuación.

Con el tiempo, los efectos de la explotación, como la disminución de presión en el reservorio, la acumulación de agua, y el agotamiento de recursos, causan una reducción en la tasa de producción. Esta reducción sigue un patrón exponencial, donde la tasa de declinación (D) determina la rapidez con la que la producción disminuye.

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

### Análisis Económico

El Valor Actual Neto (VAN) mide la rentabilidad de un proyecto al descontar los flujos de caja futuros esperados al valor presente usando una tasa de descuento. Se calcula como la diferencia entre la suma de los flujos de caja descontados y la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I$$

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero, representando la rentabilidad porcentual del proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I = 0$$

La Relación Beneficio-Costo (B/C) compara el valor presente de los beneficios con el valor presente de los costos, y se calcula dividiendo los beneficios descontados entre los costos descontados. Un B/C mayor a 1 indica que los beneficios superan los costos, sugiriendo viabilidad económica del proyecto. Estos indicadores ayudan a tomar decisiones informadas sobre la inversión en proyectos. Las fórmulas se presentan:

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA**

#### **Tipo de Investigación**

El tipo de investigación para el proyecto de mitigar el daño de formación en el pozo Armadillo B05 a través del diseño de fluidos de control y el uso de gases durante actividades de workover puede clasificarse como una investigación descriptiva ya que se caracteriza el reservorio esto implica recopilar y describir datos relevantes para comprender el fenómeno del daño de formación. Además de ser cuantitativa porque se evalúa los resultados y el análisis costo-beneficio implicarán la rentabilidad del proyecto.

#### **Diseño de investigación**

Es de carácter experimental ya que se diseña y se prueba diferentes formulaciones de fluidos de control en laboratorio, lo que implica una manipulación controlada de los componentes para evaluar su rendimiento en condiciones específicas a diferentes condiciones y tratamientos para medir su impacto en el daño de formación.

#### **Selección de muestra**

El Bloque 55 es el Universo del presente estudio, mientras que la evaluación se realiza en Aguarico en específico en el pozo B05 en la cual se desarrollará la selección de un fluido a base de polímero o la inyección de gases inertes

#### **Recolección de datos**

Para el desarrollo de los fluidos seleccionados se observan los registros de producción, datos geológicos y caracterización del reservorio por medio de registros eléctricos, pruebas de presión Esto permitirá establecer un diagnóstico inicial del daño de formación y su evolución a

lo largo del tiempo. Se llevarán a cabo ensayos para evaluar la compatibilidad de los fluidos de control (polímeros y surfactantes) con la roca del reservorio.

### **Instrumentos**

Para la modelación de los resultados se utilizará hojas de cálculo Excel que ayuden a determinar los cálculos económicos y el software de análisis nodal PIPESIM que permita seleccionar la bomba que permita levantar los fluidos

### **Análisis de Datos**

El proyecto será integral y combinará enfoques descriptivos, inferenciales y económicos. Esto permitirá no solo evaluar la efectividad de las intervenciones para mitigar el daño de formación, sino también proporcionar información valiosa sobre la sostenibilidad y rentabilidad de las acciones implementadas en el pozo Armadillo B05. Se compararán los datos de producción y rendimiento del pozo antes y después de las intervenciones para evaluar su efectividad.

### **Características generales del pozo B05**

Para determinar la mitigación del daño de formación por medio de un diseño de fluidos de control o el uso de un gas durante las actividades de workover se plantea analizar los datos del pozo como son historiales de producción, parámetros petrofísicos, pruebas de presión, capacidad de producción

#### ***Historial de producción***

Según los datos del historial de producción que se indica en la figura 9 se obtiene una tasa de producción en promedio inicial de fluidos de 930 bfpd, con una tasa de producción de petróleo de 521 barriles y un porcentaje de sedimentos y agua del 44% que denota una producción de agua de 409 bapd en el 2022. La producción tiende a declinar de manera

exponencial por la presencia de migración de finos y fluidos incompatibles en el reservorio obteniendo una reducción significativa del 50 % de barriles de petróleo con un porcentaje de agua y sedimentos del 50% producción de agua de 322 bapd, y una tasa de petróleo de 322 barriles con una frecuencia de 50 hz.

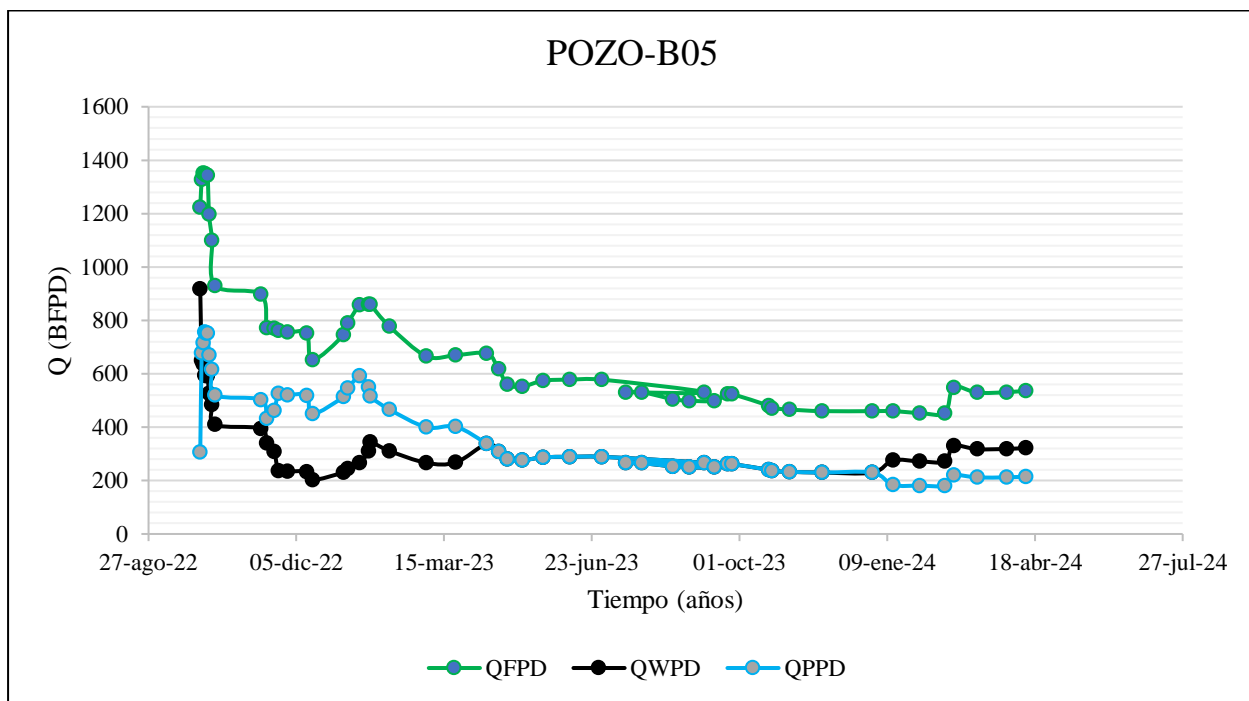


Figura 9 Historial de producción B05

### *Características petrofísicas*

Las características petrofísicas son obtenidas por medio del registro eléctrico de la figura 10 evaluado en la formación U inferior, cabe recalcar que el intervalo productor posee las siguientes dimensiones un espesor neto de 60 pies en un intervalo de 9400 - 9460 pies, con un porcentaje de minerales arcillosos equivalentes al 19% por medio de un análisis cualitativo de porosidad con un valor equivalente al 18%



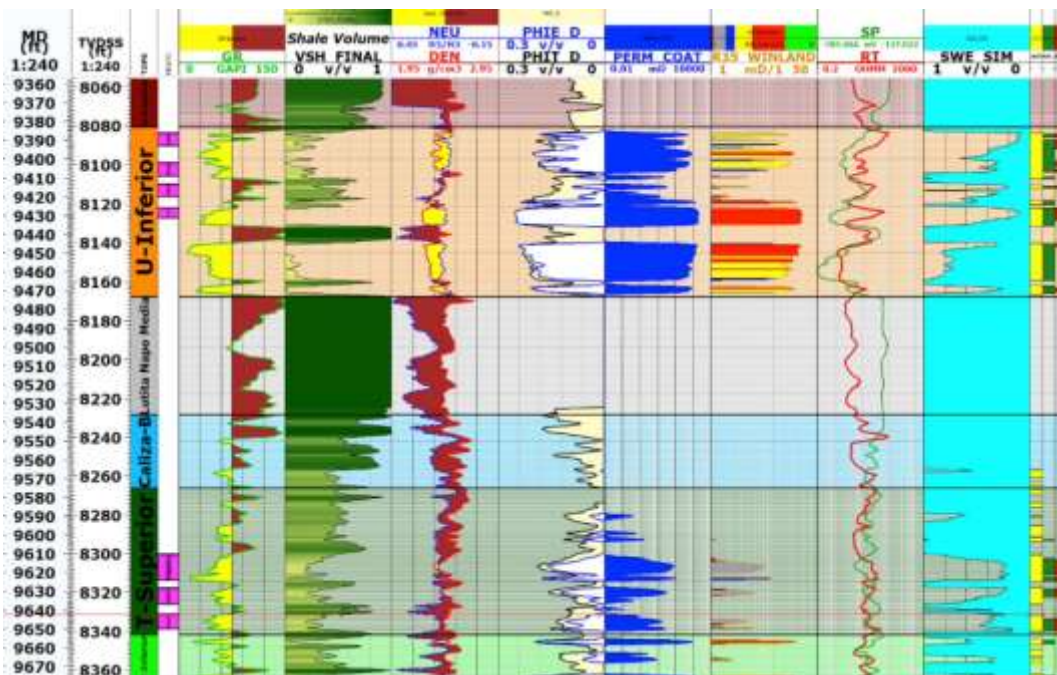


Figura 10 Registro eléctrico pozo B05

### *Prueba de presión*

La imagen 11 que se presenta a continuación presenta un Daño de formación de 10 con una permeabilidad de 45 mD los valores calculados son obtenidos por medio del método de Horner

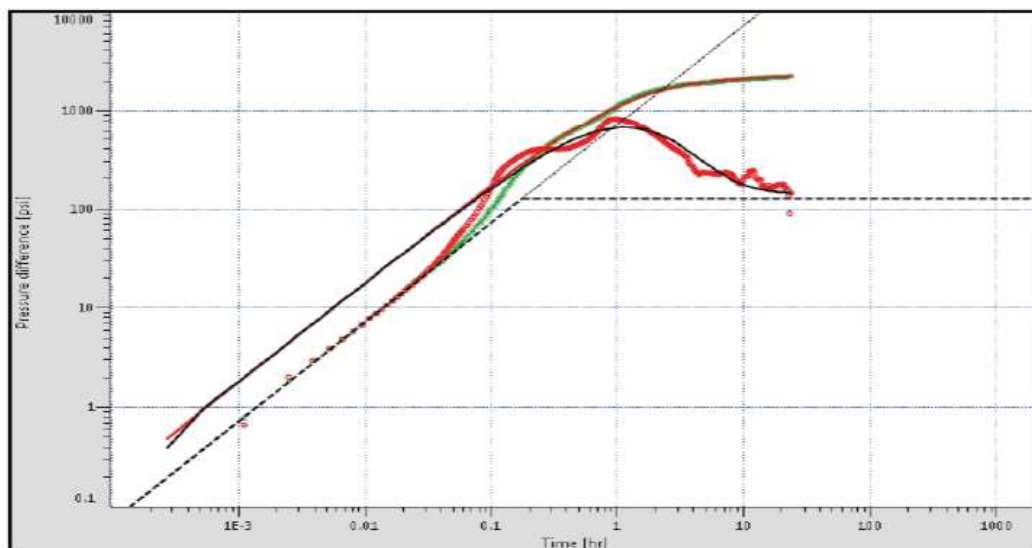
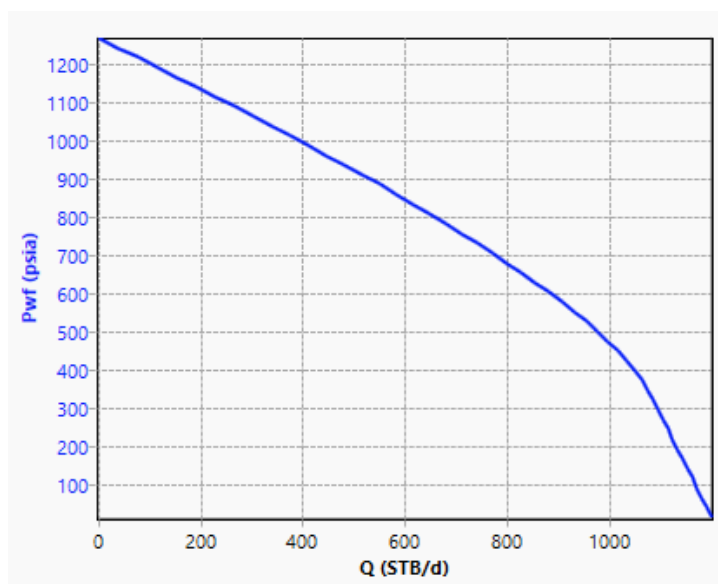


Figura 11 Prueba de presión pozo B05

### ***Capacidad de producción***

De acuerdo a la imagen 12 que se presenta se puede observar la curva de producción del pozo que posee una producción de fluidos de 648 barriles a una presión de fondo fluyendo de 808 psi obteniendo de esta manera un índice de productividad equivalente a 1,53 psi/bfpd.

Figura 12 Curva de oferta IPR B05



### ***Sistema de producción DN1750***

Según la imagen 13 que se presenta tiene a operar de una manera normal, el equipo electrosumergible DN1750 localizado a una profundidad de 9205 pies con una presión intake de 262 psi

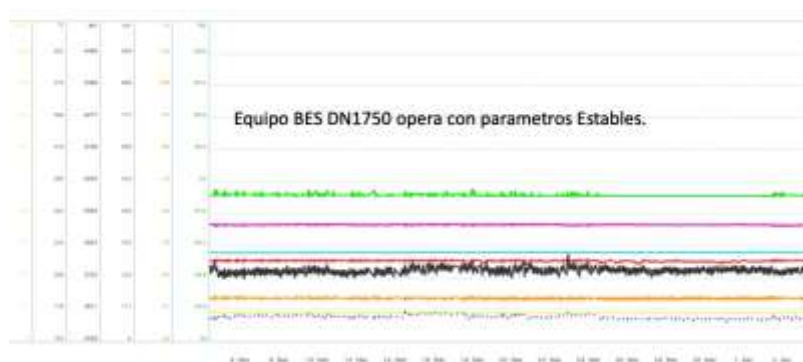


Figura 13 Equipo BES DN1750

### Diseño del fluido de control

El diseño adecuado del fluido debe enfocarse en el porcentaje de volumen arcilloso en la arena U inferior, además de ser compatible con los fluidos y la roca con la finalidad de evitar el hinchamiento de minerales arcillosos, según el registro eléctrico se tiene un porcentaje del 19% de vclay con porcentaje de minerales como el carbonato de calcio el cual se presenta por la cementación del pozo.

### *Análisis mineralógico*

En el registro eléctrico se analiza un porcentaje del 19% de volumen de arcilla, mediante el análisis mineralógico de dos muestras de núcleos por medio de la difracción de rayos X se obtiene los siguientes porcentajes que se indican en la tabla 1 y la figura 14 la prueba realizada.

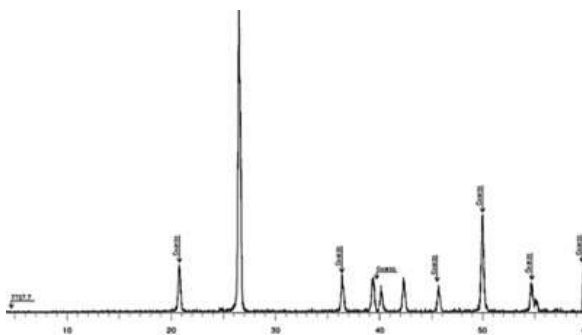


Figura 14 Difracción de rayos x

Tabla 1 Composición mineralógico prueba 1 y 2

<b>Mineral</b>	<b>Composición porcentual prueba 1</b>	<b>Composición porcentual prueba 2</b>
Feldespatos	1%	5%
Glauconitas	3%	7%
Micas	5%	3%
Cuarzo	61%	58%
cemento calcáreo	10%	8%
Montmorillonita	9%	10%
Bentonita	2%	1%
Smectita	6%	6%
Illita	3%	2%

### *Selección de los componentes*

Con la finalidad de determinar los componentes del fluido que ayuden a minimizar el daño con un incremento de la permeabilidad es de vital importancia caracterizar el tipo de componente que se va inyectar para el control del pozo en actividades de workover, este tipo se indica en la tabla 2 adjunta.

Tabla 2 Componentes del fluido de control

<b>Característica</b>	<b>Componentes</b>
Se sugiere inyectar un poliol en fluidos no aceitosos	Antiespumantes
Un aldehído compatible con agua para que logre controlar el nivel bacteriológico	Biocida
Que evite la formación de emulsiones entre los fluidos del reservorio	Surfactantes
Que posea un PH ácido que logre evitar la precipitación del mineral arcillosos	Inhibidores
Con la finalidad de reducir la corrosión el bisulfato de amonio capta el oxígeno y previene este fenómeno	Captador de oxígeno
Además de los inhibidores de arcilla por medio de iones potásicos se inhibe la saturación e hinchamiento de los minerales arcillosos	Cloruro potásico

### *Formulación de los fluidos*

Una vez establecido los químicos que se van a inyectar en la tabla 3 se detalla la caracterización de los parámetros físicos que se inyectaran al pozo B05

Tabla 3 Caracterización física de los químicos a inyectar

<b>Componentes</b>	<b>Características físicas</b>		
Antiespumantes	Densidad	lb/gal	8,36
	Punto de fluidez	F	14,8
Biocida	PH		4,5
Surfactantes	Opera a una T	F	446
Inhibidores	PH		7,5
Captador de oxígeno	PH		5
Cloruro potásico	% Peso		25

## *Pruebas de laboratorio*

### **Mojabilidad**

Para determinar la compatibilidad de los fluidos en la roca se debe realizar ensayos en laboratorio para este caso se analizan núcleos con similares características petrofísicas y de fluidos que el reservorio U inferior en el campo Armadillo para correlacionar los resultados con el pozo B05. Según la tabla 4 se indica la prueba en el primer núcleo donde se determinó la compatibilidad del fluido en un tiempo t de 90 segundos una altura máxima de 489 mililitros con 96% de salmuera recuperada al inyectar 2,5 libras por cada barril de inhibidores, antiespumante, surfactante y biocida con una concentración adicional de 349,8 lb de NaCl por cada barril con un PH de 7

Tabla 4 Prueba 1 de compatibilidad

<b>PRUEBA 1</b>					
<b>Componentes</b>	<b>Características físicas</b>			<b>Concentración</b>	
Antiespumantes	Densidad	lb/gal	8,36	lb/bbl	0,3
	Punto de fluidez	F	14,8		
Biocida	PH		4,5	lb/bbl	0,2
Surfactantes	Opera a una T	F	446	lb/bbl	1
Inhibidores	PH		7,5	lb/bbl	1
Cloruro de sodio NaCl	PH		7	lb/bbl	349,8

La compatibilidad del segundo núcleo con los químicos inyectados indica en la tabla 5 una altura final de 58 mililitros en un tiempo de 70 segundos con una recuperación de Cloruro de sodio de 116 lb/bbl al bombear una mezcla de 4 barriles de inhibidores, antiespumante, surfactante y biocida.

Tabla 5 Prueba 2 de compatibilidad

<b>PRUEBA 2</b>					
<b>Componentes</b>	<b>Características físicas</b>			<b>Concentración</b>	
Antiespumantes	Densidad	lb/gal	8,36	lb/bbl	0,3
	Punto de fluidez	F	14,8		
Biocida	PH		4,5	lb/bbl	0,2
Surfactantes	Opera a una T	F	446	lb/bbl	1
Inhibidores	PH		7,5	lb/bbl	2,5
Cloruro de sodio NaCl	PH		7	lb/bbl	349,8

### **Equipo de laboratorio FDS-800-10000**

El equipo de la figura 15 que permite medir parámetros de retorno de permeabilidad posee una temperatura de operación desde -10 grados centígrados a 50 con un rango de presión operativa de 1 a 500 psi sea el caso con una altura de 2 metros, ancho de 1,5 metros y profundidad de 1,5 metros este equipo permite realizar los ensayos respectivos por medio del uso de anti asfáltenos, para la simulación se requiere datos de viscosidad presiones y caudales la figura indica el modelo Temco



Figura 15 Equipo de simulación de permeabilidad Temco

### **Permeabilidad**

La finalidad de esta prueba es medir la permeabilidad del núcleo luego de haber sido expuesto al fluido de control, con lo cual se consigue cuantificar el daño ocasionado en la

formación mediante la diferencia de las permeabilidades medidas antes y después de la simulación de daño.

En la primera prueba la tabla 6 se puede observar una permeabilidad inicial de 45 mD con un incremento de 24 mD que se correlaciona con la permeabilidad final de 69 Md

Tabla 6 Prueba 1 retorno de permeabilidad

<b>Fluido</b>	<b>Reacondicionamiento</b>
<b>Producto</b>	Anti asfáltenos
<b>Tipo de fluido</b>	LVT200
<b>Permeabilidad inicial mD</b>	45
<b>Permeabilidad de retorno mD</b>	69
<b>% de permeabilidad</b>	34,7826087

En la segunda prueba de la tabla 7 se puede observar una permeabilidad inicial de 45 md con un incremento del 37% a 71 md

Tabla 7 Prueba de retorno de permeabilidad prueba 2

<b>Fluido</b>	<b>Reacondicionamiento</b>
<b>Producto</b>	Anti asfáltenos
<b>Tipo de fluido</b>	LVT200
<b>Temperatura (F)</b>	160
<b>Permeabilidad inicial mD</b>	45
<b>Permeabilidad de retorno mD</b>	71
<b>% de permeabilidad</b>	37%

Para análisis de permeabilidad se determina un valor final medido en laboratorio cuyo valor en promedio equivale a 70 Mili darcys

### **Daño de formación**

Según los datos de permeabilidad determinado por las pruebas de retorno de permeabilidad se prosigue a calcular el daño de formación por medio de la ley de Darcy que se fundamenta en parámetros petrofísicos del reservorio la ecuación indica la metodología para realizar el cálculo.

$$s = \frac{k \cdot h}{144,2 \cdot q \cdot b \cdot u} \Delta p$$

$$s = \frac{(70 \text{ mD}) \times (60 \text{ ft})}{144,2 (873,29 \text{ bfpd}) \cdot \left(1,4 \frac{BN}{BY}\right) \cdot (5,5 \text{ cp})} (1270 \text{ psi} - 808 \text{ psi})$$

$$s = \frac{(420 \text{ mD} \cdot \text{ft})}{144,2 (873,29 \text{ bfpd}) \cdot \left(1,4 \frac{BN}{BY}\right) \cdot (5,5 \text{ cp})} (462 \text{ psi})$$

$$s = 2$$

### **Diseño del plan de trabajo**

En la siguiente fase se determina los volúmenes de fluido de control con la capacidad de almacenamiento y bombeo del fluido de control de igual manera de se determina la proporción volumétrica de aditivos del fluido de control diseñado.

### ***Preparación del pozo***

Para desarrollar los trabajos de workover con el fluido se determina el volumen de fluido de control fundamentado en la profundidad del pozo y el diámetro del mismo, en este caso se calcula a una profundidad de 9500 pies con un diámetro de 8,5 pulgadas que en metros equivale a 2892,6 metros y 0,2159 metros respectivamente

$$V = \pi \times \left[\frac{D}{2}\right]^2 \times L$$



$$V = \pi \times \left[ \frac{0,2159}{2} \right]^2 \times 2892,6$$

$$V = 106,1 \text{ m}^3$$

$$V = 667,3 \text{ barriles de fluido}$$

### ***Equipos de superficie***

Para inyectar fluido en un pozo durante operaciones de workover, se utilizan varios equipos en superficie que aseguran una transferencia eficiente y segura del fluido desde la superficie hasta el pozo

### ***Bomba tríplex***

Bomba tríplex que opere a una presión de 600 psi con una tasa que se calcula con la siguiente formula.

$$Q = \frac{N.A.S.RPM}{231}$$

Donde:

**N:** Número de pistones:3

**A:** El área del cilindro:19,63 in<sup>2</sup>

**S:** La carrera del piston:6 in

**RPM:** revoluciones por minuto (100)

**Factor de conversión:**231

$$Q = \frac{3 \times 19,63 \times 6 \times 100}{231}$$

$$Q = 153,6 \text{ gal/min}$$

### ***Tanque de almacenamiento***

Para calcular las dimensiones del tanque necesario para almacenar un volumen de 670 barriles de fluido de control, usaremos la fórmula del volumen de un cilindro. El volumen del tanque en metros cúbicos se calculará primero, y luego determinaremos las dimensiones del tanque, es decir, el diámetro con un valor de 4 metros la altura sería de 8,5 metros.

$$V = 106,1 \text{ m}^3$$

$$106,53 = \pi \times \left(\frac{4}{2}\right)^2 \times H$$

$$106,53 = \pi \times 4 \times H$$

$$106,53 = 12,566 \times H$$

$$H = \frac{106,53}{12,566}$$

$$H \approx 8,5 \text{ m}$$

### ***Aditivos inyectados***

Cada uno de estos aditivos y fluidos tiene un propósito específico en la gestión de pozos durante operaciones workover. La selección y dosificación adecuada de estos productos es crucial para optimizar el rendimiento del pozo, garantizar la seguridad de las operaciones y proteger el equipo.

La combinación de estos aditivos debe ser cuidadosamente manejada y ajustada según las condiciones específicas del pozo y los objetivos de la operación en la tabla 8 se indica el tipo de aditivo con la capacidad de inyección.

Tabla 8 Fluido de control diseñado

Aditivos	Composición	Proporción volumétrica	Barriles
Agua fresca	Nacl	82%	547,19
Diclayplus 60	inhibidor de arcillas	5%	33,37
Dyclaynorm 35	Antiespumante	2%	13,35
Dysm-96	Solvente	5%	33,37
Dyas-50	Surfactante	5%	33,37
Dycide 57	Bactericida	1%	6,67

### Evaluación de la producción

Durante esta fase se determina la producción del pozo al preparar el volumen de 667 barriles de fluido con aditivos que permitan mitigar el daño de formación de 10 a 2.

### Estimación nueva IPR

Por medio de la ley de Darcy en la ilustración 16 se considera el daño de formación de 2, la permeabilidad de 70 mD post inyección de fluido con una presión de reservorio de 1270 psi a una presión de 808 psi se obtiene una tasa de 873,29 barriles de fluido con un índice de productividad de 1,89 barriles por cada psi.

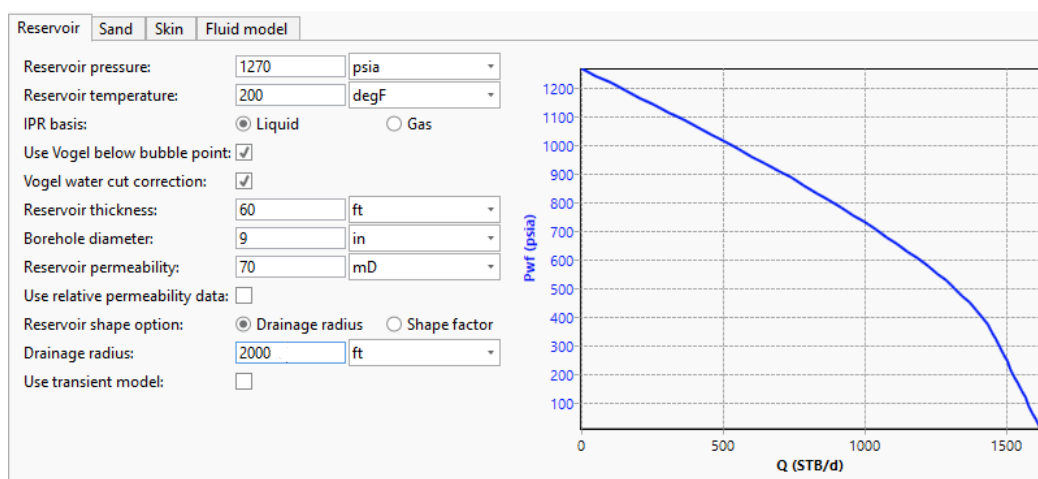


Figura 16 Capacidad IPR de producción

### *Capacidad de producción*

Posteriormente a determinar la producción se ilustra en la figura 17 el equipo de producción que se necesita para levantar desde el subsuelo hasta superficie en donde las intersecciones de las curvas azul y roja muestra la capacidad de producción equivalente a 873,29 barriles de fluido con un porcentaje de agua y sedimentos del 50% y una producción de petróleo de 436,645.

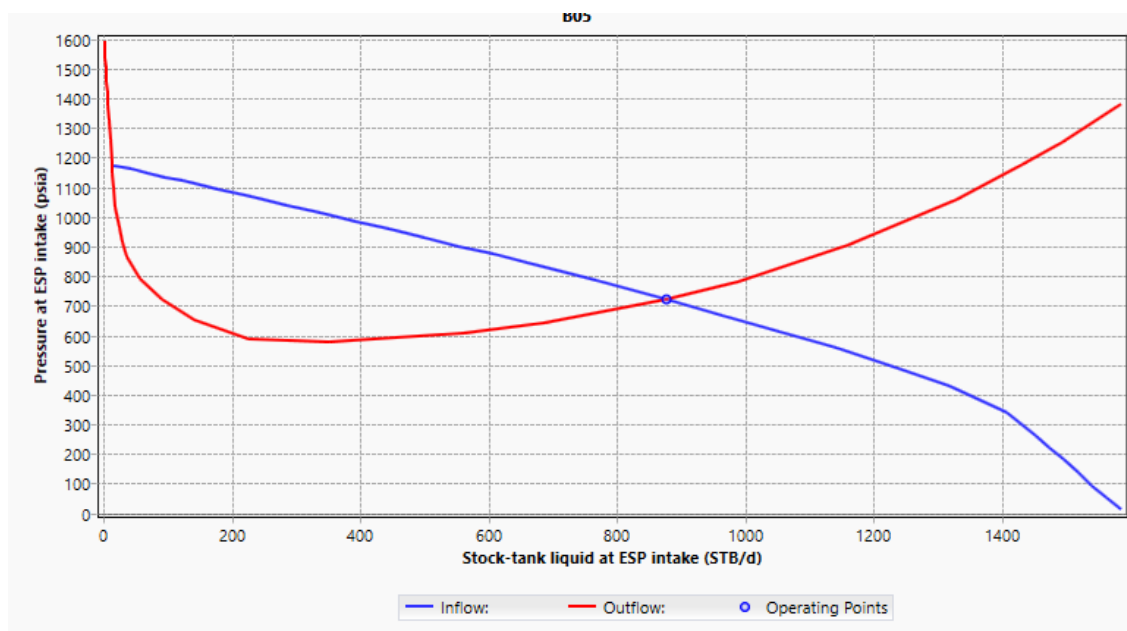


Figura 17 Capacidad de producción pozo B05 nuevo fluido

### *Selección del sistema de producción*

El equipo capaz de levantar los fluidos desde el subsuelo hasta superficie es una bomba REDA RDM1700N comparada a la anterior el diseño se fundamenta en levantar menor cantidad de fluido por el historial de producción que tiende a decaer la producción en función de la tasa de declinación. En este caso la bomba que se ilustra en la figura 18 tiene un rango de operación de 500 a 2200 barriles de fluido con una eficiencia del 65% y una potencia de 105 caballos de fuerza. La presión intake que se maneja es de 721,92 psi de 288 etapas.

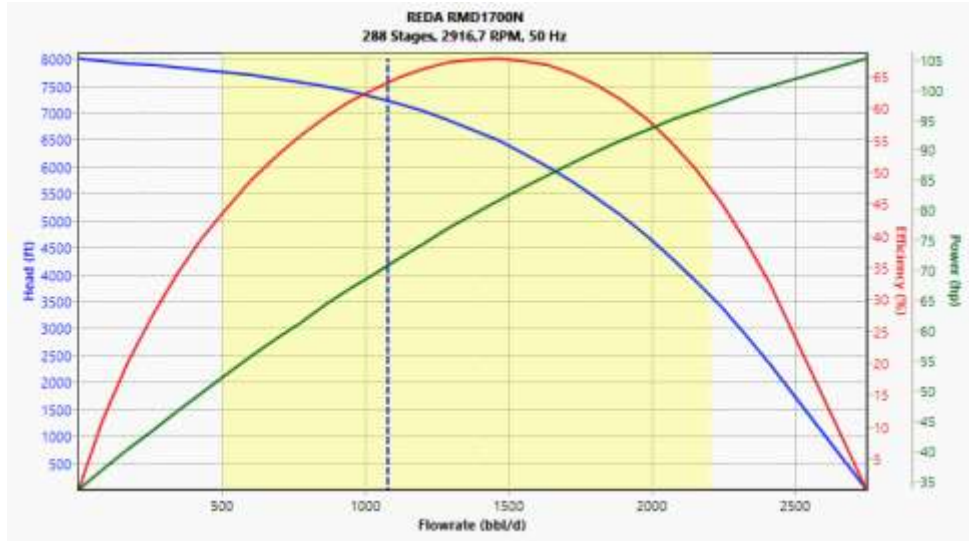


Figura 18 REDA RMD1700N

### Depletación de la producción

Al determinar una tasa de producción como se muestra en la ilustración 19 equivalente a 873,29 barriles de fluido decrece con una tasa del -0,0023 el análisis técnico Se calcula a un año de intervención con una tasa de 755,50 bfpd y una tasa de 377,75 bppd la finalidad de determinar la rentabilidad del proyecto mediante el análisis económico. Cabe recalcar que para el segundo mes se experimenta una caída de producción en función a declinación.

$$Q_{2^{do}mes} = Q_0 \cdot e^{bt}$$

$$Q_{2^{do}mes} = 873,29 \cdot e^{(-0,0023 \cdot 53)}$$

$$Q_{2^{do}mes} = 773,07 \text{ bfpd}$$

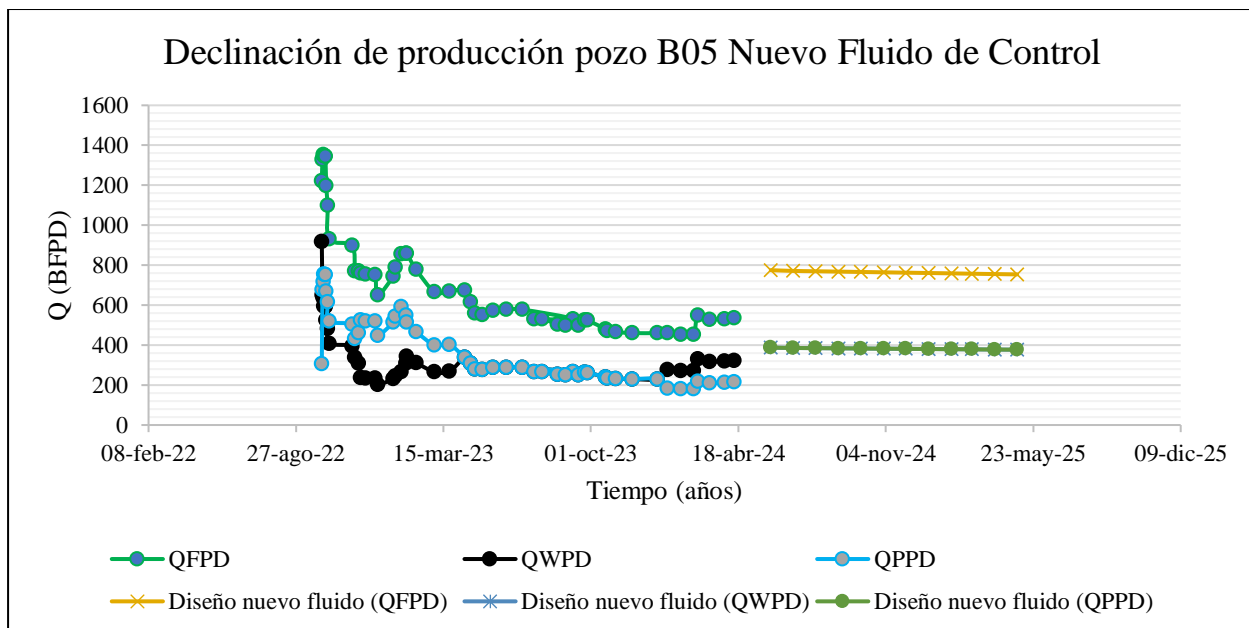


Figura 19 Declinación nuevo diseño

### Análisis Económico

El análisis económico de la mitigación del daño de formación por medio del diseño del nuevo fluido de control se realiza mediante la implementación de un flujo de caja que permita evaluar la rentabilidad del proyecto basándose en la parte técnica y la interpretación de un beneficio en frente al costo, una tasa porcentual de retorno y un valor presente en este caso neto que permita determinar la viabilidad del proyecto. Los costos de la implementación se observan en la tabla 9 adjunta.

Tabla 9 Costos diseño nuevo fluido

<b>Costos</b>	<b>Valor \$</b>
Químicos y aditivos	\$140.133,00
Preparación y mezcla	\$20.000,00
Aplicación en campo	\$30.000,00
Transporte y aplicación	\$30.000,00
Bombas de inyección	\$25.000,00
Tanque de almacenamiento	\$1.100.000,00
Equipos de mezcla	\$500.000,00

<u>Mano de obra</u>	<u>\$120.000,00</u>
<u>Costos de seguridad y regulación</u>	<u>\$15.000,00</u>
<u>Total</u>	<u>\$1.980.133,00</u>

Finalmente, en la tabla 10 se muestra el diagrama de flujo en función de costos y producción de hidrocarburos.

Tabla 10 Flujo de caja Fluido de control nuevo

Tiempo		meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Caudal de fluido</b>		<b>BFPD</b>	873,29	774,858234 3	771,302439 8	769,530666 2	767,762962 6	765,999319 6	764,239728	762,484178 3	760,732661 3	758,985167 8	757,241688 5	755,502214 1
<b>Caudal de agua</b>		<b>FAPD</b>	436,65	387,43	385,65	384,77	383,88	383,00	382,12	381,24	380,37	379,49	378,62	377,75
<b>Caudal de petróleo</b>		<b>BPPD</b>	436,65	387,43	385,65	384,77	383,88	383,00	382,12	381,24	380,37	379,49	378,62	377,75
<b>Precio del petróleo WTI</b>		<b>USD</b>	\$ 79,66	\$ 80,38	\$ 81,38	\$ 82,38	\$ 83,38	\$ 84,38	\$ 85,38	\$ 86,38	\$ 87,38	\$ 88,38	\$ 89,38	\$ 90,38
<b>Precio crudo Oriente (- \$6,05)</b>		<b>USD</b>	\$ 73,61	\$ 74,33	\$ 75,33	\$ 76,33	\$ 77,33	\$ 78,33	\$ 79,33	\$ 80,33	\$ 81,33	\$ 82,33	\$ 83,33	\$ 84,33
<b>Ingresos totales</b>		<b>USD</b>	\$ 979.671,04	\$ 877.751,04	\$ 885.477,72	\$ 895.171,32	\$ 904.815,71	\$ 914.411,08	\$ 923.957,58	\$ 933.455,40	\$ 942.904,70	\$ 952.305,67	\$ 961.658,48	\$ 970.963,29
<b>Inversión</b>			-\$ 1.980.133,00											
<b>Tratamiento</b>	<b>USD/BBL</b>	<b>\$ 0,70</b>	\$ 611,30	\$ 542,40	\$ 539,91	\$ 538,67	\$ 537,43	\$ 536,20	\$ 534,97	\$ 533,74	\$ 532,51	\$ 531,29	\$ 530,07	\$ 528,85
<b>Operaciones por barril</b>	<b>USD/BBL</b>	<b>\$ 7,96</b>	\$ 6.951,39	\$ 6.167,87	\$ 6.139,57	\$ 6.125,46	\$ 6.111,39	\$ 6.097,35	\$ 6.083,35	\$ 6.069,37	\$ 6.055,43	\$ 6.041,52	\$ 6.027,64	\$ 6.013,80
<b>Renta del sistema electrosumergible</b>	<b>USD</b>	<b>\$ 380,00</b>	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40
<b>Transporte SOTE</b>	<b>USD/BBL</b>	<b>\$ 0,59</b>	\$ 7.852,27	\$ 6.967,22	\$ 6.935,24	\$ 6.919,31	\$ 6.903,42	\$ 6.887,56	\$ 6.871,74	\$ 6.855,95	\$ 6.840,20	\$ 6.824,49	\$ 6.808,81	\$ 6.793,17
<b>Ley 10</b>	<b>USD</b>	<b>\$ 1,00</b>	\$ 13.308,94	\$ 11.808,84	\$ 11.754,65	\$ 11.727,65	\$ 11.700,71	\$ 11.673,83	\$ 11.647,01	\$ 11.620,26	\$ 11.593,57	\$ 11.566,93	\$ 11.540,36	\$ 11.513,85
<b>Comercialización</b>	<b>USD</b>	<b>\$ 0,10</b>	\$ 1.330,89	\$ 1.180,88	\$ 1.175,46	\$ 1.172,76	\$ 1.170,07	\$ 1.167,38	\$ 1.164,70	\$ 1.162,03	\$ 1.159,36	\$ 1.156,69	\$ 1.154,04	\$ 1.151,39
<b>Ley 40</b>	<b>USD</b>	<b>\$ 0,05</b>	\$ 665,45	\$ 590,44	\$ 587,73	\$ 586,38	\$ 585,04	\$ 583,69	\$ 582,35	\$ 581,01	\$ 579,68	\$ 578,35	\$ 577,02	\$ 575,69
<b>Egresos totales</b>	<b>USD</b>	\$ 390,40	\$ 42.302,65	\$ 38.840,05	\$ 38.714,97	\$ 38.652,64	\$ 38.590,46	\$ 38.528,42	\$ 38.466,52	\$ 38.404,76	\$ 38.343,15	\$ 38.281,68	\$ 38.220,35	\$ 38.159,15
<b>FLUJO DE CAJA</b>		\$ 979.280,64	\$ 835.448,39	\$ 846.637,67	\$ 856.456,35	\$ 866.163,07	\$ 875.820,62	\$ 885.429,16	\$ 894.988,88	\$ 904.499,94	\$ 913.962,52	\$ 923.376,80	\$ 932.742,94	-\$ 38.159,15
Flujo neto de caja	-\$ 2.100.000,00	\$ 862.611,09	\$ 799.341,322 3	\$ 791.802,889 4	\$ 783.631,263 8	\$ 775.400,184 9	\$ 767.116,968 2	\$ 758.788,618	\$ 750.421,837 9	\$ 742.023,041 1	\$ 733.598,360 7	\$ 725.153,658 9	\$ 716.694,536 3	\$ 287.604,924 2



### **Interpretación indicadores económicos**

Al desarrollar el análisis económico los resultados se muestran en la tabla 11 el VAN de \$8.696.514,84 es positivo, con una viabilidad del proyecto y que se espera que genere una ganancia neta significativa después de descontar los costos de inversión y el valor del dinero en el tiempo.

Posteriormente la TIR de 37% es considerablemente alta. Esto indica que el proyecto ofrece una tasa de retorno anualizada del 37%, que es bastante atractiva en comparación con las tasas de retorno esperadas en distintos proyectos se sugiere que el proyecto es financieramente sólido y debería ser considerado para su implementación.

Finalmente, el análisis del beneficio costo de 4,56 esto indica que los beneficios esperados muestran la rentabilidad del proyecto lo cual es positivo para su aplicación.

Tabla 11 Indicadores económicos

<b>Indicadores Económicos</b>	
<b>Armadillo</b>	
<b>VAN</b>	<b>\$ 8.696.514,84</b>
<b>TIR</b>	<b>37%</b>
<b>B/C</b>	<b>4,56</b>

### **Inyección de Nitrógeno**

El uso de gas durante actividades de workover, especialmente nitrógeno (N<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), puede ser una estrategia efectiva para mitigar el daño de formación.

### **Reactores de presión**

Los reactores de presión son equipos especializados utilizados en laboratorios para realizar pruebas a alta presión y temperatura, simulando las condiciones que se encuentran en el subsuelo durante las operaciones de workover. En el contexto de pruebas de compatibilidad de nitrógeno con la roca, estos reactores permiten evaluar cómo el nitrógeno interactúa con los fluidos bajo condiciones controladas.

La siguiente metodología se aplica en el laboratorio:

1. Preparación: Llena el reactor con 5 litros del fluido de perforación.
2. Carga de Gas: Introduce nitrógeno hasta alcanzar 1,000 psi.
3. Ajuste de Temperatura: Establece la temperatura en 150°F usando el sistema de calefacción.
4. Monitoreo: Registra cambios en viscosidad, densidad y pH del fluido a lo largo del experimento.
5. Análisis: Determina si el nitrógeno causa alteraciones significativas en las propiedades del fluido.

### **Prueba de Compatibilidad Con Nitrógeno**

Con la finalidad de determinar la compatibilidad del nitrógeno en el reservorio U inferior se desarrolla las pruebas de laboratorio en los núcleos de la prueba 1 y 2 evalúan el comportamiento de la viscosidad, la densidad y el pH con la presión de inyección del Nitrógeno

### *Viscosidad vs Presión*

El nitrógeno no parece tener un impacto significativo en la viscosidad del fluido en las presiones evaluadas como se ilustra en la figura 20. La variación en la viscosidad es relativamente pequeña y estable en la mayoría de los rangos de presión.

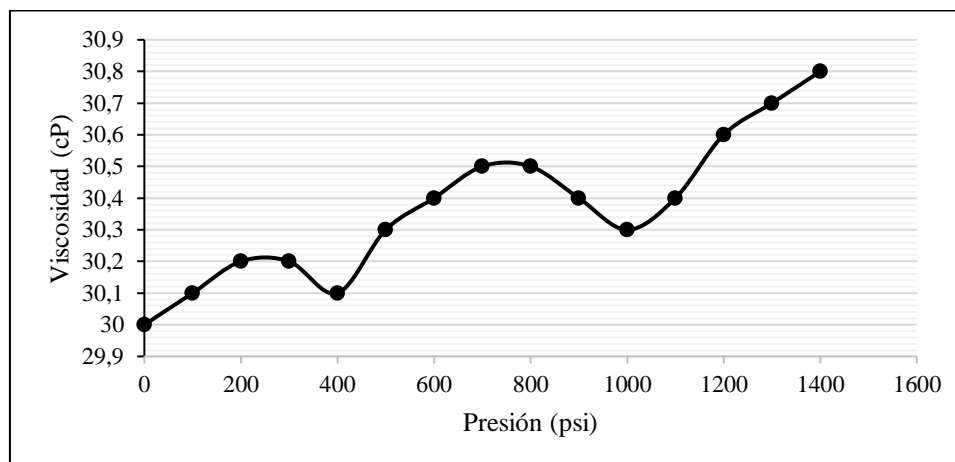


Figura 20 Compatibilidad viscosidad vs presión

### *Densidad vs Presión*

El nitrógeno parece tener un efecto moderado en la densidad del fluido como se ilustra en la figura 21. El aumento en la densidad puede sugerir que el nitrógeno se disuelve parcialmente en el fluido o que hay una ligera compactación del mismo con la presión.

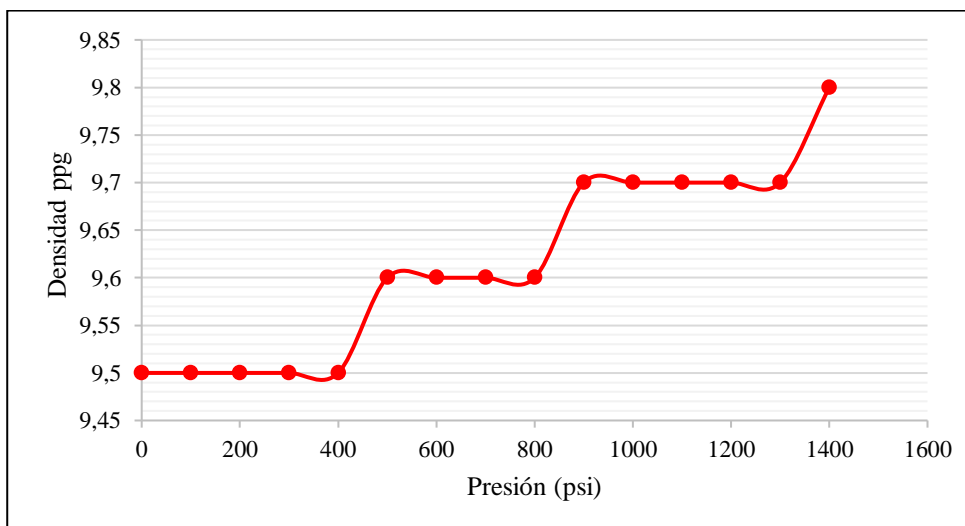


Figura 21 Compatibilidad densidad vs presión

### ***pH vs Presión***

El nitrógeno tiene un impacto leve en el pH del fluido, provocando un ligero aumento en la alcalinidad como se ilustra en la figura 22. Esto puede ser resultado de reacciones químicas menores o interacciones entre el nitrógeno y los componentes del fluido.

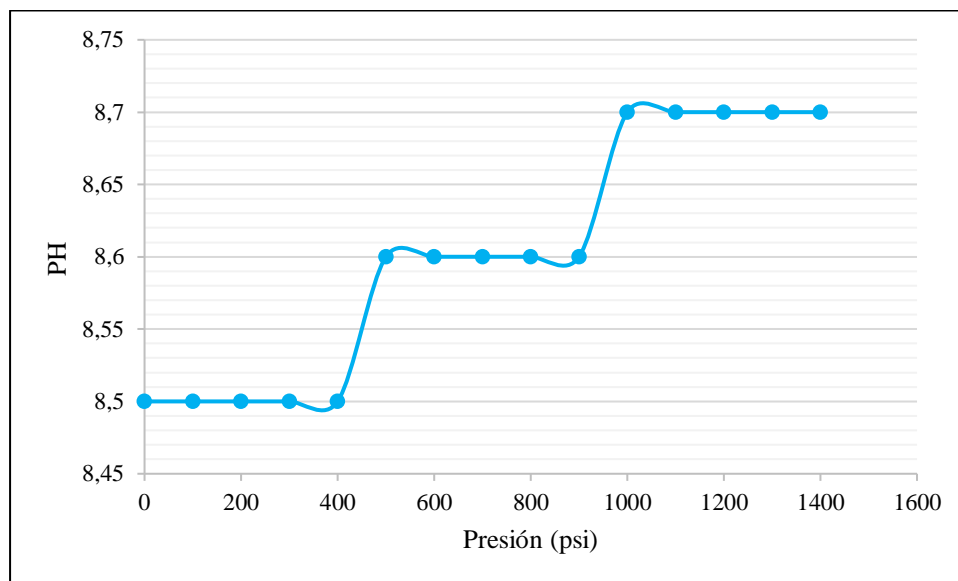


Figura 22 Compatibilidad PH vs presión

### **Determinación de Permeabilidad Final con Inyección de Nitrógeno**

Al determinar que existe una correcta compatibilidad del nitrógeno con la formación y los fluidos se prosigue a determinar la permeabilidad final que se obtendrá al inyectar nitrógeno en el reservorio U inferior. El proceso se fundamenta en

1. Preparar la muestra y medir la permeabilidad inicial.
2. Inyectar nitrógeno y permitir que el sistema alcance el equilibrio.
3. Medir la permeabilidad con nitrógeno.
4. Calcular el incremento de permeabilidad utilizando los datos obtenidos.

### ***Procedimiento***

1. Saturar la muestra con nitrógeno a una presión específica (por ejemplo, 1,000 psi) y temperatura controlada.
2. Inyecta nitrógeno a través de la muestra y permite que se alcance un estado de equilibrio.
3. Coloca la muestra nuevamente en el permeámetro.
4. Aplica aire a la misma presión y registra el flujo de aire de, 0.500 L/min después de la inyección de nitrógeno.
5. Mide la nueva presión diferencial 50 psi.

### ***Disminución de la permeabilidad***

Para el presente estudio se inyecta un caudal de aire de 0,5 litro por minuto o 0,00833 m<sup>3</sup>/s. se considera una viscosidad del aire de 0,000046 Pa.s, en una longitud de muestra de 0,1 m; cuya área transversal de la muestra es de 0,001968 m<sup>2</sup> y un diferencial de presión de 344,7 kPa con la simulación planteada se aplica la siguiente ecuación teórica para el cálculo de la permeabilidad.

$$Kf = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P}$$

$$Kf = \frac{(0,000833 \text{ m}^3/\text{s})(0,00046 \text{ Pa} \cdot \text{s})(0,1 \text{ m})}{(0,00196 \text{ m}^2)(344,7 \text{ kPa})}$$

$$Kf = 5,64 \times 10^{-8} \text{ m}^2$$

$$1 \text{ mD} = 9,86 \times 10^{-10} \text{ m}^2$$

$$Kf = \frac{5,64 \times 10^{-8} \text{ m}^2}{9,86 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{mD}}$$

$$Kf = 57,23mD$$

### **Cálculo del daño de formación**

Según los datos de permeabilidad determinado por la inyección de nitrógeno se prosigue a calcular el daño de formación por medio de la ley de Darcy que se fundamenta en parámetros petrofísicos del reservorio la ecuación indica la metodología para realizar el cálculo.

$$s = \frac{k \cdot h}{144,2 \cdot q \cdot b \cdot u} \Delta p$$

$$s = \frac{(57,23mD) \times (160 \text{ ft})}{144,2 (736 \text{ bfpd}) \cdot \left(1,4 \frac{BN}{BY}\right) \cdot (5,5 \text{ cp})} (1270 \text{ psi} - 808 \text{ psi})$$

$$s = \frac{(9156,8mDft)}{144,2 (736 \text{ bfpd}) \cdot \left(1,4 \frac{BN}{BY}\right) \cdot (5,5 \text{ cp})} (462 \text{ psi})$$

$$s = 5,17$$

### **Equipos de superficie**

Para inyectar nitrógeno con el objetivo de reducir el daño de formación en un pozo, se requieren varios equipos especializados tanto en superficie como en el fondo del pozo, por esta razón se describen a continuación cada uno con sus respectivas dimensiones.

#### ***Bomba reciprocante tríplex***

La bomba posee tres cilindros en el sistema que operan en fases desfasadas para proporcionar de manera directa un flujo continuo. En este caso se utilizará una bomba con las siguientes características que se muestran en la tabla 12 una tasa de inyección de 35 mscf/min con una presión de 700 psi

Tabla 12 Características técnicas de inyección bomba tríplex

<b>Modelo</b>	<b>Tríplex</b>	<b>XYZ-500</b>
capacidad de flujo	mscf/min	35
Presión máxima	psi	3500
Presión de operación	psi	780
Motor diésel	Hp	400
Dimensiones	M	2,5x1,5x1,8
Peso	kg	4500

### Nitrogen injection tool

La herramienta de inyección de nitrógeno se instala en el fondo del pozo o en el tubing para permitir la introducción de nitrógeno en el fluido de control o directamente en la formación. Estas herramientas pueden ser simples, como una válvula de inyección, o más complejas, con capacidades para regular y monitorear el flujo y la presión su capacidad para manejar altas presiones y controlar el flujo de nitrógeno la hace indispensable para reducir el daño a la formación y mejorar la eficiencia de las operaciones de workover y fracturamiento. En la tabla 13 se indica las características de la misma.

Tabla 13 Herramienta de inyección de nitrógeno

<b>Modelo</b>	<b>Inyección de nitrógeno</b>	<b>XYZ-2000</b>
Diámetro	in	3
Capacidad de flujo	scfm	1200
Presión de operación	psi	3500
Materiales	Acero inoxidable, aleaciones alta resistencia	
sistema de control	Control remoto con ajuste automático de presión y flujo	
Dimensión de	m	1,5x0,5
Peso	kg	500

## Evaluación de la producción

Durante esta fase se determina la producción del pozo al inyectar nitrógeno con una tasa de 35 scf/min a una presión de inyección de 780 psi que permitan mitigar el daño de formación de 10 a 5,17.

### *Estimación nueva IPR*

Por medio de la ley de Darcy en la ilustración 23 se considera el daño de formación de 5,17 la permeabilidad de 57,23 mD post inyección de fluido con una presión de reservorio de 1270 psi a una presión de 808 psi se obtiene una tasa de 736 barriles de fluido con un índice de productividad de 1,59 barriles por cada psi.

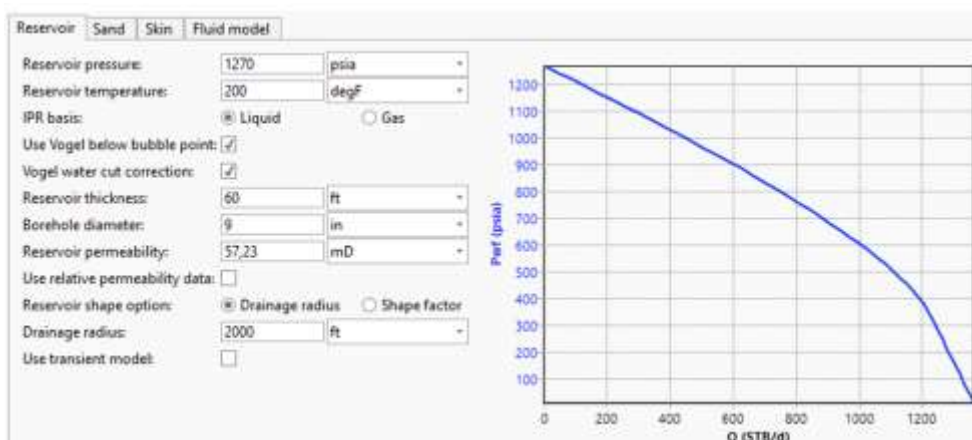


Figura 23 Capacidad IPR de producción

### *Capacidad de producción*

Posteriormente a determinar la producción se ilustra en la figura 24 el equipo de producción que se necesita para levantar desde el subsuelo hasta superficie en donde las intersecciones de las curvas azul y roja muestra la capacidad de producción equivalente a 736 barriles de fluido con un porcentaje de agua y sedimentos del 50% y una producción de petróleo de 368.



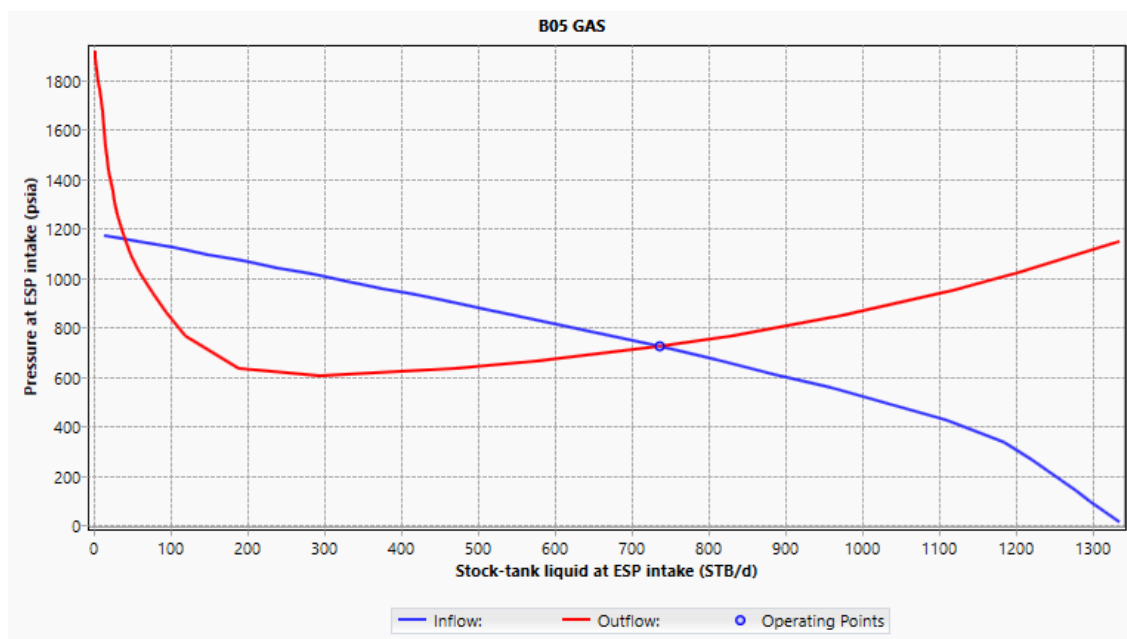


Figura 24 Capacidad de producción pozo B05 inyección de gas

### *Selección del sistema de producción*

El equipo capaz de levantar los fluidos desde el subsuelo hasta superficie es una bomba REDA S2000N comparada a la anterior el diseño se fundamenta en levantar menor cantidad de fluido por el historial de producción que tiende a decaer la producción en función de la tasa de declinación.

En este caso la bomba que se ilustra en la figura 25 tiene un rango de operación de 200 a 2 100 barriles de fluido con una eficiencia del 58% y una potencia de 75 caballos de fuerza. La presión intake que se maneja es de 721,58 psi de 146 etapas.

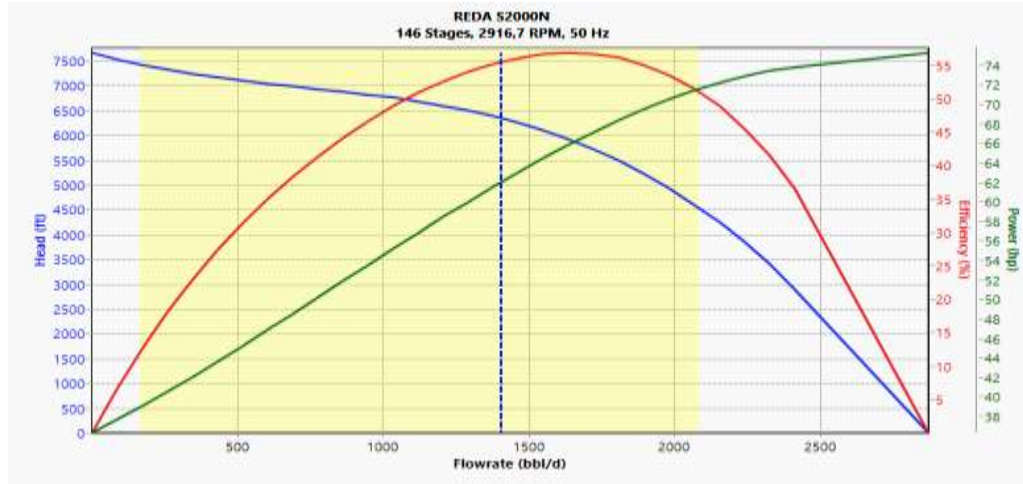


Figura 25 REDA S2000N

### Depletación de la producción

Al determinar una tasa de producción como se muestra en la ilustración 26 equivalente a 736 barriles de fluido decrece con una tasa del 0,010 el análisis técnico de calcula a un año de intervención con la finalidad de determinar la rentabilidad del proyecto mediante el análisis económico.

$$Q_{2^{do}mes} = Q_0 \cdot e^{-bt}$$

$$Q_{2^{do}mes} = 736 \cdot e^{(-0,0023 \cdot 53)}$$

$$Q_{2^{do}mes} = 651 \text{ bfpd}$$

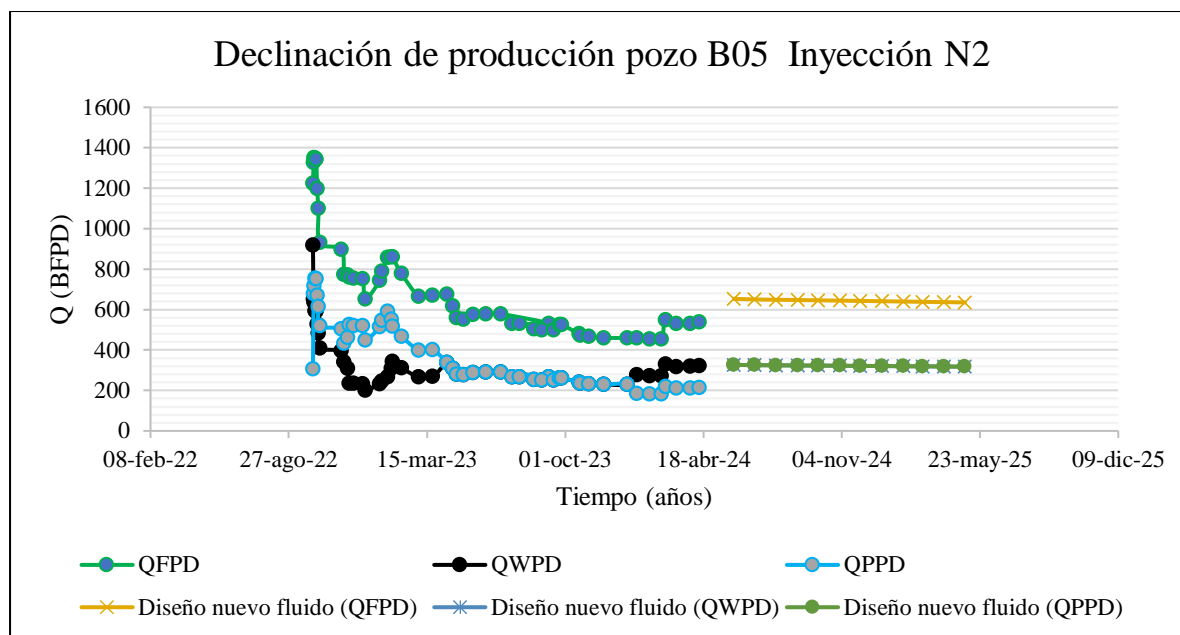


Figura 26 Declinación nuevo diseño

### **Análisis Económico**

El análisis económico de la mitigación del daño de formación por medio de la inyección de nitrógeno se realiza mediante la implementación de un flujo de caja que permita evaluar la rentabilidad del proyecto basándose en la parte técnica y la interpretación de un beneficio en frente al costo, una tasa porcentual de retorno y un valor presente en este caso neto que permita determinar la viabilidad del proyecto. Los costos de la implementación se observan en la tabla 14 adjunta.

Tabla 14 Costos diseño nuevo fluido

<b>Costos</b>	<b>Valor \$</b>
Costo del nitrógeno	\$525.000,00
Compresores y sistema de almacenamiento	\$280.000,00
Intercambiador de calor	\$170.000,00

Tanque de almacenamiento de nitrógeno	\$170.000,00
Operación y mantenimiento	\$125.000,00
Mano de obra	\$48.000,00
Sistema de líneas de flujo y presiones en superficie	\$23.000,00
Mano de obra	\$120.000,00
Costos de seguridad y regulación	\$15.000,00
Total	\$1.476.000,00

Finalmente, en la tabla 15 se muestra el diagrama de flujo en función de costos y producción de hidrocarburos.

Tabla 15 Flujo de caja Inyección de Nitrógeno

<b>Tiempo</b>	<b>meses</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<b>Caudal de fluido</b>	<b>BFPD</b>	736,00	653,04	650,05	648,55	647,06	645,58	644,09	642,61	641,14	639,67	638,20	636,73	
<b>Caudal de agua</b>	<b>FAPD</b>	368,00	326,52	325,02	324,28	323,53	322,79	322,05	321,31	320,57	319,83	319,10	318,36	
<b>Caudal de petróleo</b>	<b>BPPD</b>	386,10	368,15	359,50	351,04	342,79	334,73	326,85	319,17	311,66	304,33	297,18	290,19	
<b>Precio del petróleo WTI</b>	<b>USD</b>	\$ 79,66	\$ 80,38	\$ 81,38	\$ 82,38	\$ 83,38	\$ 84,38	\$ 85,38	\$ 86,38	\$ 87,38	\$ 88,38	\$ 89,38	\$ 90,38	
<b>Precio crudo Oriente (- \$6,05)</b>	<b>USD</b>	\$ 73,61	\$ 74,33	\$ 75,33	\$ 76,33	\$ 77,33	\$ 78,33	\$ 79,33	\$ 80,33	\$ 81,33	\$ 82,33	\$ 83,33	\$ 84,33	
<b>Ingresos totales</b>	<b>USD</b>	\$ 866.266,62	\$ 834.081,76	\$ 825.424,43	\$ 816.713,02	\$ 807.954,85	\$ 799.156,93	\$ 790.325,98	\$ 781.468,43	\$ 772.590,39	\$ 763.697,75	\$ 754.796,09	\$ 745.890,75	
<b>Inversión</b>		-\$ 1.476.000,00												
<b>Tratamiento</b>	<b>USD/BBL</b>	\$ 0,70	\$ 515,20	\$ 457,13	\$ 455,03	\$ 453,99	\$ 452,94	\$ 451,90	\$ 450,87	\$ 449,83	\$ 448,80	\$ 447,77	\$ 446,74	\$ 445,71
<b>Operaciones por barril</b>	<b>USD/BBL</b>	\$ 7,96	\$ 5.858,56	\$ 5.198,22	\$ 5.174,37	\$ 5.162,48	\$ 5.150,62	\$ 5.138,79	\$ 5.126,98	\$ 5.115,21	\$ 5.103,46	\$ 5.091,73	\$ 5.080,04	\$ 5.068,37
<b>Renta del sistema electrosumergible</b>	<b>USD</b>	\$ 380,00	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40	\$ 11.582,40
<b>Transporte SOTE</b>	<b>USD/BBL</b>	\$ 0,59	\$ 6.943,31	\$ 6.620,59	\$ 6.464,89	\$ 6.312,86	\$ 6.164,40	\$ 6.019,44	\$ 5.877,88	\$ 5.739,65	\$ 5.604,68	\$ 5.472,87	\$ 5.344,17	\$ 5.218,49
<b>Ley 10</b>	<b>USD</b>	\$ 1,00	\$ 11.768,33	\$ 11.221,33	\$ 10.957,45	\$ 10.699,76	\$ 10.448,14	\$ 10.202,44	\$ 9.962,51	\$ 9.728,23	\$ 9.499,45	\$ 9.276,06	\$ 9.057,92	\$ 8.844,90
<b>Comercialización</b>	<b>USD</b>	\$ 0,10	\$ 1.176,83	\$ 1.122,13	\$ 1.095,74	\$ 1.069,98	\$ 1.044,81	\$ 1.020,24	\$ 996,25	\$ 972,82	\$ 949,95	\$ 927,61	\$ 905,79	\$ 884,49
<b>Ley 40</b>	<b>USD</b>	\$ 0,05	\$ 588,42	\$ 561,07	\$ 547,87	\$ 534,99	\$ 522,41	\$ 510,12	\$ 498,13	\$ 486,41	\$ 474,97	\$ 463,80	\$ 452,90	\$ 442,25
<b>Egresos totales</b>	<b>USD</b>	\$ 390,40	\$ 38.433,05	\$ 36.762,87	\$ 36.277,75	\$ 35.816,46	\$ 35.365,73	\$ 34.925,33	\$ 34.495,02	\$ 34.074,55	\$ 33.663,70	\$ 33.262,24	\$ 32.869,95	\$ 32.486,61
<b>FLUJO DE CAJA</b>		\$ 865.876,22	\$ 795.648,71	\$ 788.661,56	\$ 780.435,27	\$ 772.138,39	\$ 763.791,20	\$ 755.400,65	\$ 746.973,41	\$ 738.515,84	\$ 730.034,05	\$ 721.533,85	\$ 713.020,80	-\$ 32.486,61
Flujo neto de caja	-\$ 2.100.000,00	\$ 862.611,09	\$ 799.341,3223	\$ 791.802,8894	\$ 783.631,2638	\$ 775.400,1849	\$ 767.116,9682	\$ 758.788,618	\$ 750.421,8379	\$ 742.023,0411	\$ 733.598,3607	\$ 725.153,6589	\$ 716.694,5363	\$ 287.604,9242

### **Interpretación indicadores económicos**

Al desarrollar el análisis económico los resultados se presentan en la tabla 16 el VAN de \$7.159.410,33 es positivo, lo que sugiere que el proyecto es rentable y que se espera que genere una ganancia neta significativa después de descontar los costos de inversión y el valor del dinero en el tiempo.

Posteriormente la TIR de 37% es considerablemente alta. Esto indica que el proyecto ofrece una tasa de retorno anualizada del 37%, que es bastante atractiva en comparación con las tasas de retorno esperadas en distintos proyectos se sugiere que el proyecto es financieramente sólido y debería ser considerado para su implementación.

Finalmente, el análisis del beneficio costo de 1,1 esto indica que los beneficios esperados son un 10% mayores que los costos, lo cual es positivo y sugiere que el proyecto es rentable en términos relativos.

Tabla 16 Indicadores económicos inyección de nitrógeno

<b>Indicadores Económicos</b>	
<b>VAN</b>	<b>\$ 7.159.410,33</b>
<b>TIR</b>	<b>37%</b>
<b>B/C</b>	<b>1,1</b>

## CAPÍTULO IV

### PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

El desarrollo de las dos metodologías establecidas en el presente estudio técnico permite realizar una comparación con la finalidad de seleccionar la más idónea que permita en reducir el daño de formación por medio de un diseño de fluido de control y la inyección de nitrógeno.

#### Comparación metodológica

Para seleccionar de manera adecuada la técnica que permita mitigar el daño de formación se muestra la siguiente tabla 17 que estima las características de cada una de ellas.

Tabla 17 Comparación metodológica

Parámetro	Unidades	Condiciones actuales	Diseño del fluido de control	Inyección de N2
Presión del reservorio	PSI	1270	1270	1270
Producción de fluido	BFPD	648	873,29	736
Producción de agua	BWPD	324	436,645	368
Producción de petróleo	BPPD	324	436,645	368
<b>Incremento de producción</b>	<b>BPPD</b>	<b>0</b>	<b>112,645</b>	<b>44</b>
Permeabilidad Inicial	mD	45	45	45
Permeabilidad final	mD	45	70	57,23
<b>Daño de formación</b>		<b>10</b>	<b>2</b>	<b>5,17</b>
Presión de fondo	PSI	808	808	808
IP	BFPD/PSI	1,53	1,89	1,59
P INTAKE	PSI	717	721,92	721,58
BOMBA	MODELO	DN1750	REDA RMD 1700N	REDA S2000N

<b>Estimación un año</b>				
Producción de fluido estimación un año	BFPD	559	755,50	636,73
Producción de agua estimación un año	BWPD	279,5	377,75	318,36
Producción de petróleo estimación un año	BPPD	279,5	377,75	318,36
Costos de la intervención	\$	-	\$1.980.133,00	\$1.476.000,00
VAN	\$	-	\$8.696.514,84	\$7.159.410,33
TIR	%	-	37	37
B/C		-	4,56	1,1

### ***Resultado del Diseño del fluido de control***

Según lo establecido el pozo B05 posee una presión de 1270 psi al realizar la intervención por el diseño de un nuevo de fluido de control con un volumen total de 667,3 barriles con una combinación de agua fresca equivalente a 547,19 barriles un inhibidor de tipo diclayplus 60 de 33,57 barriles, un antiespumante diclaynorm 3535 con un porcentaje volumen de 13,35 barriles, 33,37 barriles de solvente Dym-96 y surfactante Dym-50 y un valor de 6,67 barriles de bactericida Dycide 57 se logra un incremento de la permeabilidad de 45 mD a 70 mD por medio de una prueba de retorno de la permeabilidad del laboratorio, reduciendo el daño de formación de un valor de 10 a 2. Mediante la ley de Darcy se establece el índice de productividad de 1,89 bfpd/psi obteniendo una producción de 873,29 bfpd a una pwf de 808 psi. Con la finalidad de recuperar los fluidos producidos se instala a una profundidad de 9205 pies una bomba tipo REDA RMD 1700N que opera con una presión de 721,92 psi. La producción post diseño de fluido posee un valor de 436,645 bppd mientras que la estimación a un año



equivale a 377,75 con una tasa de declinación de 0,0023. La intervención de esta metodología tiene un costo estimado de \$ 1.980.133,00 que incluye químicos, aditivos, preparación, mezcla diseño de un tanque de almacenamiento, mano de obra, equipos de seguridad. El análisis económico del proyecto revela tres resultados clave: primero, un Valor Actual Neto (VAN) de \$8.696.514,84 positivo indica una rentabilidad significativa, sugiriendo que el proyecto generará una ganancia neta después de considerar los costos de inversión y el valor del dinero en el tiempo. Segundo, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 37% demuestra una tasa de retorno anualizada alta, lo que resulta atractivo en comparación con otras inversiones. Finalmente, un índice de Beneficio-Costo (B/C) de 4,56 muestra que por cada dólar invertido se obtendrán 4,56 dólares en beneficios, lo que refuerza la rentabilidad del proyecto y sugiere su viabilidad para su implementación.

#### ***Resultado de la inyección de nitrógeno***

Según lo establecido el pozo B05 posee una presión de 1270 psi al realizar la intervención por la inyección de nitrógeno con una inyección de 350mscf/min con una presión de operación de 780 psi por medio de una bomba reciprocante XYZ-500 y una herramienta de inyección de nitrógeno en el fondo del pozo XYZ-2000 con una capacidad máxima de flujo de 1200 scf//min se prevé un incremento de la permeabilidad de 45 mD a 57,23 mD por medio de una prueba de inyección de N<sub>2</sub> en el laboratorio, reduciendo el daño de formación de un valor de 10 a 5,17. Mediante la ley de Darcy se establece el índice de productividad de 1,59 bfpd/psi obteniendo una producción de 736 bfpd a una pwf de 808 psi. Con la finalidad de recuperar los fluidos producidos se instala a una profundidad de 9205 pies una bomba tipo REDA S2000N que opera con una presión de 721,58 psi. La producción post diseño de fluido posee un valor de 368 bppd mientras que la estimación a un año equivale a 318,36 con una tasa de declinación de

0,010. El análisis económico del proyecto muestra un VAN positivo de \$7.159.410,33, lo que indica rentabilidad y una ganancia neta significativa tras descontar los costos de inversión y el valor del dinero en el tiempo. Además, una TIR del 37% sugiere una tasa de retorno anualizada alta, haciendo el proyecto atractivo en comparación con otras inversiones. Por último, un índice de beneficio-costos de 1,1 indica que los beneficios superan en un 10% a los costos, reforzando la rentabilidad del proyecto en términos relativos.

### **Capacidad de producción curvas de oferta**

El diseño del fluido de control supera a la inyección de nitrógeno en términos de eficiencia y producción. Con un índice de productividad de 1,89 bfpd/psi frente a 1,59 bfpd/psi y una producción inicial de 873,29 bfpd comparada con 736 bfpd del nitrógeno, el diseño del fluido ofrece mejores resultados en la conversión de presión en producción. A pesar de que ambos métodos tienen una presión de fondo del pozo y una tasa de declinación similares, el diseño del fluido proporciona una mayor producción post intervención y una eficiencia superior. Por lo tanto, en la figura 27 se recomienda el diseño del fluido de control para maximizar la producción, mientras que la inyección de nitrógeno podría ser considerada para intervenciones más rápidas o simples.

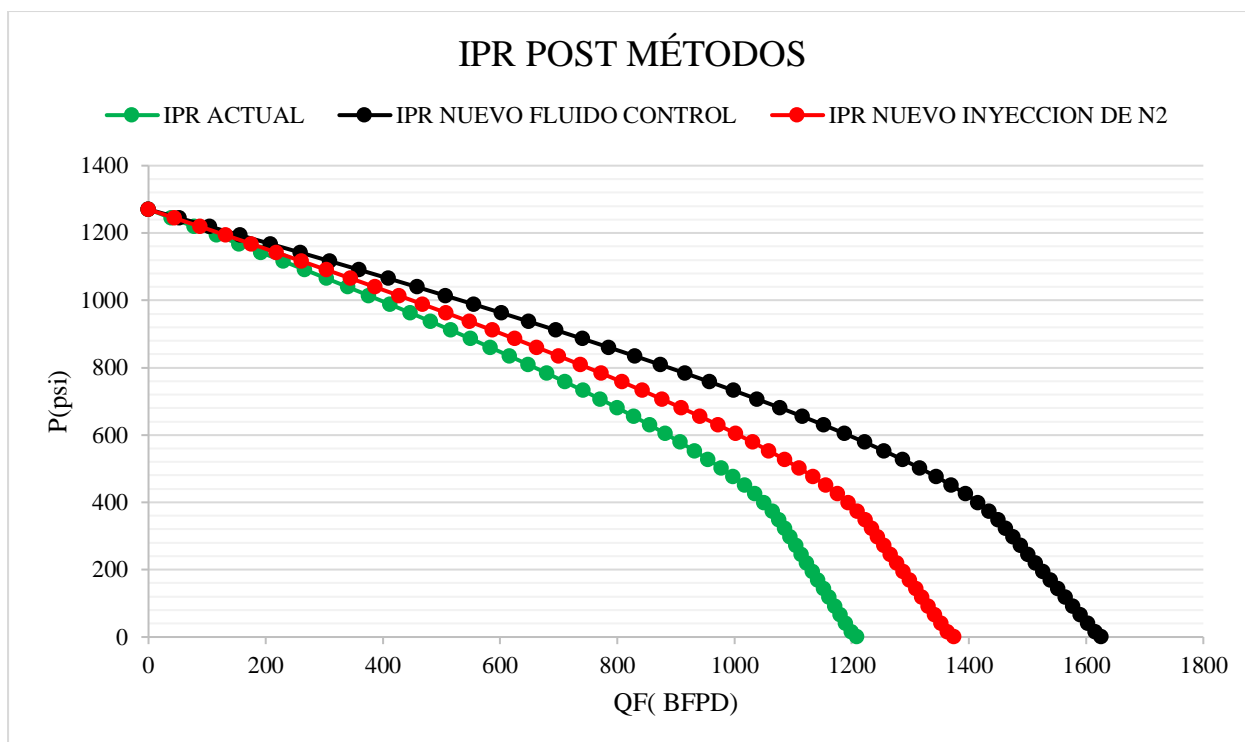


Figura 27 Comparación curvas de oferta

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### Conclusiones

La intervención con el nuevo diseño de fluido de control, que incluye antiespumantes, solventes surfactantes, bactericidas e inhibidores de corrosión, ha logrado resultados significativos al aumentar la permeabilidad de la formación de 45 mD a 70 mD y reducir el daño de formación de 10 a 2. Este avance ha mejorado el índice de productividad a 1,89 bfpd/psi y ha incrementado la producción de petróleo en 112,6 barriles, proyectando una producción anual de 377,75 bppd con baja tasa de declinación. Con un costo de intervención de \$1.980.133,00 la inversión demuestra ser económicamente viable. Ambientalmente, el uso de aditivos controlados minimiza el impacto negativo en el entorno al reducir la invasión de fluidos en la formación y

mejorar la eficiencia de la extracción. Políticamente, esta intervención apoya las políticas nacionales de gestión sostenible de recursos, alineándose con objetivos de desarrollo responsable y eficiencia en la explotación de hidrocarburos.

La intervención en el pozo B05, que incluyó la inyección de nitrógeno, ha sido exitosa al aumentar la permeabilidad de 45 mD a 57,23 mD y reducir el daño de formación de 10 a 5,17. Este avance ha resultado en un incremento de la productividad, con un índice de 1,59 bfpd/psi y un aumento en la producción de petróleo de 44 barriles, proyectando una producción anual de 318,36 bppd con una baja tasa de declinación de 0,010. El análisis económico respalda el éxito del proyecto, evidenciado por un VAN positivo de \$7.159.410,33, una TIR del 37% y un índice de beneficio-costos de 1,1, indicando rentabilidad y solidez financiera. Desde una perspectiva ambiental, la intervención reduce el riesgo de daños al reservorio y minimiza el impacto ambiental al mejorar la eficiencia de extracción sin comprometer la integridad del entorno. Políticamente, estos resultados subrayan el compromiso con las políticas nacionales de gestión sostenible de recursos, demostrando que la explotación eficiente de hidrocarburos puede ser económicamente viable y respetuosa con el medio ambiente.

Comparando las dos técnicas, el diseño de un nuevo fluido de control y la inyección de nitrógeno, se observa que ambas metodologías efectivamente mejoran la permeabilidad y reducen el daño de formación en el pozo B05. El diseño del fluido de control logra un aumento en la permeabilidad de 45 mD a 70 mD, con una reducción del daño de formación a 2 y una producción final de 377,75 bppd, además de un VAN de \$8.696.514,84, indicando una rentabilidad superior. En comparación, la inyección de nitrógeno incrementa la permeabilidad a 57,23 mD y reduce el daño de formación a 2 con una producción post-intervención de 318 bppd y un VAN de \$7.159.410,33. Aunque ambas técnicas son rentables, el diseño del fluido de

control ofrece una mejora más significativa en la permeabilidad y una rentabilidad económica ligeramente superior. Ambientalmente, ambas metodologías minimizan el impacto al mejorar la eficiencia de extracción, mientras que políticamente, reflejan un compromiso con la explotación responsable de recursos, apoyando las políticas nacionales de sostenibilidad y optimización de recursos energéticos

### **Recomendaciones**

Incorporar antiespumantes, solventes surfactantes, bactericidas e inhibidores de corrosión es positivo, pero es fundamental ajustar las concentraciones y tipos de aditivos según los resultados de pruebas en laboratorio y en campo. Implementar un sistema de monitoreo en tiempo real permitirá identificar la efectividad de cada componente y realizar ajustes rápidos, lo que maximiza la permeabilidad y prolonga la vida útil del pozo. Desde una perspectiva ambiental, ajustar la formulación para reducir el impacto de los fluidos en el ecosistema local es esencial para minimizar el riesgo de contaminación y otros efectos negativos. Políticamente, alinear estos ajustes con las normativas y políticas nacionales de sostenibilidad y protección ambiental fortalece el compromiso del proyecto con el desarrollo responsable y puede facilitar la obtención de permisos y apoyo gubernamental.

Para reforzar el compromiso ambiental y político, es fundamental desarrollar e implementar prácticas de extracción que minimicen el impacto ecológico, como el uso de fluidos más sostenibles y la reducción de emisiones. Promover la transparencia en los informes de impacto ambiental y colaborar con las autoridades para cumplir con las normativas nacionales e internacionales de sostenibilidad puede fortalecer la posición del proyecto. Asimismo, alinear las estrategias del proyecto con las políticas nacionales de gestión de recursos puede facilitar la

obtención de apoyo gubernamental y mejorar la percepción pública, promoviendo una explotación responsable y eficiente de los recursos energéticos.

Se sugiere realizar un análisis de costo-beneficio detallado de las dos técnicas diseño del fluido de control y la inyección de nitrógeno para determinar la opción más rentable a largo plazo. Considerar la implementación de tecnologías de recuperación mejorada y técnicas de gestión de costos puede ayudar a maximizar el retorno de inversión. Además, la optimización de los procesos de intervención para reducir el costo total sin comprometer la efectividad puede mejorar aún más la viabilidad económica del proyecto.

### **Bibliografía**

- Barragan, P. (2016). Optimización de inyección de agua en Shushufindi. *Escuela Politecnica dell Litoral*, 200.
- Martínez, J. (2020). Estructura tectónica y fallas en el Campo Armadillo. *Revista de Geología de América del Sur*, 18.
- Smith, J. (2018). Effects of clay swelling and solid filtration on formation damage. *Journal of Petroleum Technology*, 12.
- Johnson, R. (2019). Clay and solid filtration effects in drilling operations. *Advances in drilling technology*, 12.
- King, G. (2015). Fundamentals of drilling engineering. *McGraw-Hill Education.*, 34.
- Montgomery, C. (2015). Applied drilling engineering (3rd ed.). *Society of Petroleum Engineers.*, 25.
- Engineers., S. o. (2021). Best practices in drilling fluid design and formulation . *spe*, 49.
- Fischer, R. (2018). Antifoaming agents in drilling fluids: Mechanisms and applications. *SPE*, 23.

- Zhang, H. (2021). Assessment of formation damage using permeability return tests in drilling operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24.
- Davis, L. (2018). Design considerations for storage tanks in fluid management. *Fluid management in oil and gas operations*, 67-85.
- Institute, A. P. (2018). Design and construction of storage tanks for drilling fluids. *spe*, 21.
- Smith, R. (2011). Application of nitrogen injection for permeability testing. *Journal of Petroleum Technology*, 27.