

EVALUACIÓN DEL USO DE RESINAS COMO TRATAMIENTOS DE CONSOLIDACIÓN
DE ARENA IN SITU MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO CON DATOS DE UN
CAMPO PETROLERO EN COLOMBIA

JONATTAN STIVEN CANDELA HERRÁN
LISSA LORENA LOZANO CORTÉS

Proyecto Integral de Grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

ING. NELSON FERNÁNDEZ BARRERO

Ingeniero Químico

Codirector

ING. YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO

Ingeniera de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C

2023

Nota de aceptación:

Ing. Nelson Fernández Barrero
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Bogotá D.C. Junio de 2023

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Estudiantil

Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.1 Antecedentes	17
1.2 Pregunta de investigación	22
1.3 Justificación	23
1.4 Hipótesis	24
1.5 Objetivos	24
1.5.1 <i>Objetivo general</i>	24
1.5.2 <i>Objetivos específicos</i>	24
1.6 Marco Teórico	25
1.6.1 <i>Arena</i>	25
1.6.2 <i>Arenamiento</i>	25
1.6.2.a Roca Consolidada	25
1.6.2.b Roca No Consolidada	26
1.6.3 <i>Clasificación de la producción de arena</i>	26
1.6.4 <i>Causas de producción de arena</i>	26
1.6.5 <i>Efectos de la producción de arena</i>	29
2. METODOLOGÍA	31
2.1 Ubicación geográfica	31
2.2 Métodos de análisis experimental	31
2.3 Equipos	37
2.3.1 <i>Prueba de granulometría</i>	37

2.3.2	<i>Preparación Salmuera</i>	38
2.3.3	<i>Prueba de estabilización de finos</i>	42
2.3.4	<i>Prueba de permeabilidad</i>	43
3.	RESULTADOS	47
3.1	Prueba de granulometría	47
3.2	Prueba de estabilización de finos	52
3.2.1	<i>Resumen de resultados</i>	58
3.3	Prueba de permeabilidad	58
3.3.1	<i>Resumen de resultados</i>	62
3.4	Métodos de control de arena	62
3.4.1	<i>Gravel Pack</i>	62
3.4.2	<i>Mallas</i>	65
3.4.3	<i>Resinas</i>	67
3.5	Aplicación de resinas como tratamiento de consolidación de arena in situ	71
3.5.1	<i>Acondicionamiento de la perforación</i>	75
3.5.2	<i>Prelavado o preflujo</i>	75
3.5.3	<i>Tratamiento principal</i>	76
3.5.4	<i>Sobrelavado o postflujo</i>	76
3.5.5	<i>Proceso de curado</i>	76
3.5.6	<i>Cantidades recomendadas a emplear en un sistema de resinas</i>	76
3.6	Caso de éxito en Ecuador	78
3.6.1	<i>Diseño del tratamiento químico de consolidación de arenas</i>	81
3.7	Caso candidato en Colombia	94
<u>3.7.1</u>	<i>Ensayo de Compresión Uniaxial – UCS</i>	96
3.7.2	<i>Procedimiento de Laboratorio</i>	97

3.7.3 <i>Procedimiento de ensayo</i>	98
3.7.4 <i>Resultados</i>	100
3.7 Costos estimados	101
4. CONCLUSIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	107

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Endecotts Tamizadora vibratoria Minor 200	31
Figura 2. Bomba de vacío ME1C Vacuubrand	34
Figura 3. Papel Filtro número 40	35
Figura 4. Papel Filtro de nitrato de celulosa número 0,45	37
Figura 5. Filtrado Salmuera	38
Figura 6. Turbidímetro portátil 2100Q (EPA)	39
Figura 7. Equipo Formation Response Tester (FRT)	40
Figura 8. Vista lateral equipo Formation Response Tester (FRT)	41
Figura 9. Acumulador equipo Formation Response Tester (FRT)	42
Figura 10. Vista de la celda montada en el equipo	43
Figura 11. Tablero de sensores de presión del equipo Formation Response Tester (FRT)	44
Figura 12. Diagrama de flujo prueba de granulometría	44
Figura 13. Diagrama de flujo preparación salmuera	45
Figura 14. Diagrama de flujo prueba de estabilización de finos y permeabilidad	45
Figura 15. Montaje prueba de granulometría	47
Figura 16. Gráfico granulometría Malla vs Porcentaje acumulado arena 30/50	48
Figura 17. Gráfico granulometría Malla vs Porcentaje acumulado arena de formación	51
Figura 18. Celda de latón	52
Figura 19. Vista superior del núcleo dentro de la celda de latón	52
Figura 20. Núcleo consolidado	53
Figura 21. Prueba de Turbidez Pre-Consolidación a caudales 10, 20, 30, 40, 50 mL/min	54
Figura 22. Prueba de Turbidez Post-Consolidación a caudales 10, 20, 30, 40, 50 mL/min	55
Figura 23. Gráfico Caudal vs Turbidez con arena 30/50	56
Figura 24. Gráfico Caudal vs Turbidez con arena de formación	57
Figura 25. Revestimiento de malla o ranurado y empacamiento de grava colocados en agujero abierto y poco profundo	63
Figura 26. Revestimiento de malla o ranurado y empacamiento de grava colocados en tubo perforado	64

Figura 27. Control de arena con Gravel Pack	65
Figura 28. Algunos tipos de mallas	66
Figura 29. Puntos de contacto de los granos luego del tratamiento de consolidación con resina	68
Figura 30. Fluidos inyectados en tratamiento químico para control de arena	70
Figura 31. Disminución total (ΔP_{td}) frente al tiempo transitorio para el intervalo con y sin problemas de arena	71
Figura 32. Opciones típicas para control de arenas	72
Figura 33. Criterio Tiffin y King	72
Figura 34. Sistema de resina recomendado para minerales de arcilla <5%	77
Figura 35. Sistema de resina recomendado para minerales de arcilla >5% - <10%	77
Figura 36. Sistema de resina recomendado para minerales de arcilla >10% - <20%	78
Figura 37. Registros petrofísicos de las areniscas	79
Figura 38. Métodos de control de arenas vs costo, fiabilidad y productividad	79
Figura 39. Evolución histórica de la producción del pozo	81
Figura 40. Características del reservorio	82
Figura 41. Perfil de temperatura y presión	84
Figura 42. Arena consolidada de la muestra de fondo del pozo	84
Figura 43. Plot de riesgo de inyectividad	85
Figura 44. Modelo geomecánico	87
Figura 45. Presión, caudal y temperatura de fondo de pozo simulados durante el tratamiento	88
Figura 46. Presión, caudal y temperatura de fondo de pozo simulados durante el tiempo curado	88
Figura 47. Escenarios de entregabilidad de los pozos tras la consolidación química	89
Figura 48. Prueba inicial de inyectividad	90
Figura 49. Prueba de inyectividad después de la acidificación de la matriz	91
Figura 50. Prueba de descenso para evaluar la fricción total de entrada	91
Figura 51. Tratamiento principal, consolidación de arena química	92
Figura 52. Tratamiento principal, consolidación de arena química	92
Figura 53. Prueba de inyectividad después de la consolidación de arena química	93
Figura 54. Núcleo consolidado	97
Figura 55. Núcleo consolidado de la arena de formación antes del ensayo compresión uniaxial	99

Figura 56. Núcleo consolidado de la arena de formación después del ensayo de compresión uniaxial	99
Figura 57. Diagrama de tensión-deformación	100

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificaciones técnicas del Endecotts Tamizadora vibratoria Minor 200	37
Tabla 2. Especificaciones técnicas de la Bomba de vacío ME1C Vacuubrand	38
Tabla 3. Especificaciones técnicas del Papel Filtro número 40	39
Tabla 4. Especificaciones técnicas del Papel Filtro de nitrato de celulosa número 0,45	40
Tabla 5. Especificaciones técnicas del Turbidímetro portátil 2100Q (EPA)	42
Tabla 6. Especificaciones técnicas del Formation Response Tester (FRT)	46
Tabla 7. Resultados de granulometría de la arena 30/50	48
Tabla 8. Resultados de granulometría de la arena de formación	50
Tabla 9. Resultados prueba de turbidez Pre-Consolidación con arena 30/50	54
Tabla 10. Resultados prueba de turbidez Pre-Consolidación con arena de formación	54
Tabla 11. Resultados prueba de turbidez Post-Consolidación con arena 30/50	55
Tabla 12. Resultados prueba de turbidez Post-Consolidación con arena de formación	55
Tabla 13. Resumen de resultados de la prueba de estabilización de finos	58
Tabla 14. Dimensiones de la celda de latón	58
Tabla 15. Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Pre-Consolidación arena 30/50	59
Tabla 16. Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Post-Consolidación arena 30/50	59
Tabla 17. Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Pre-Consolidación arena de fmn	59
Tabla 18. Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Post-Consolidación arena de fmn	59
Tabla 19. Resumen de resultados de la prueba de estabilización de finos	62
Tabla 20. Características del reservorio	82
Tabla 21. Mineralogía del reservorio	83
Tabla 22. Información de la formación	94
Tabla 23. Continuación información de la formación	95
Tabla 24. Características del pozo candidato	96
Tabla 25. Resultados del ensayo de compresión uniaxial	101
Tabla 26. Análisis de costos, fiabilidad y productividad	101
Tabla 27. Costos para aplicación de resinas	103
Tabla 28. Costos para aplicación de mallas y Gravel Pack	103

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Disolución	32
Ecuación 2. Densidad	32
Ecuación 3. Permeabilidad	60
Ecuación 4. Permeabilidad retenida	60
Ecuación 5. Permeabilidad perdida	61
Ecuación 6. Resistencia a la compresión uniaxial para los núcleos de roca	96

RESUMEN

El presente trabajo se realiza en conjunto con la empresa Halliburton Latin America SRL Sucursal Colombia, quién requiere el análisis de una resina por activación mediante pH como tratamiento de consolidación de arena in situ, para lo cual se realizan pruebas de laboratorio con arena de un campo petrolero perforado en Colombia y con un alto porcentaje de finos.

Para llevar a cabo el análisis de la resina, se establece el volumen poroso del núcleo armado en la celda de latón con screen 40 en la parte superior, seguido de arena 20/40, arena con alto porcentaje de finos que simula ser de formación, arena 40/60 y screen 80. Posteriormente se realiza el bombeo de salmuera con surfactante, tratamiento de resina, activador ácido, esto de acuerdo con los volúmenes porosos establecidos previamente por el laboratorio. De esta manera, se evalúa el tratamiento y su efectividad, tomando muestras a diferentes caudales y midiendo la turbidez de las mismas, junto con la permeabilidad.

Luego de validar el método y confirmar que no hay producción de finos una vez es aplicado el tratamiento de resina, se realiza nuevamente el procedimiento, pero con una muestra de arena de formación de un pozo petrolero en Colombia. No obstante, este tratamiento no se implementará en pozo y una vez determinados estos aspectos se evalúan los beneficios técnico-económicos que ofrece este tratamiento de consolidación.

Palabras claves: Resinas, tratamientos de consolidación, producción de arena, activación por pH, consolidación de arena in situ.

INTRODUCCIÓN

La producción de arena es uno de los problemas más habituales que se presentan durante el ciclo productivo de los pozos petroleros. Su intensidad y gravedad varía de acuerdo con la carencia parcial o total de material cementante de los granos y el tipo de completamiento. A medida que el yacimiento descarga fluidos al fondo del pozo, se genera una depositación de arena y sedimento, la cual, reduce la capacidad productiva del pozo y genera taponamiento del mismo. [13]

El fenómeno de arenamiento se origina cuando los esfuerzos desestabilizadores (Esfuerzos de arrastre y gradiente de presión) superan la resistencia mecánica de la formación, ocasionando inestabilidad y desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de finos, granos individuales de arena o pedazos enteros de la formación. [12]

De acuerdo con la cantidad de arena producida se identifican tres etapas de acuerdo al grado de severidad. La primera etapa ocurre cuando la producción de arena es baja, causa desgaste en los equipos debido a la abrasión y reduce la producción de petróleo. [14] La segunda etapa sucede cuando la producción de arena es mediana, se presenta taponamiento en la tubería, origina la inactividad del pozo e implica un gasto adicional en trabajos de reacondicionamiento. La tercera etapa, es de mayor gravedad, ocurre cuando la producción de arena es muy alta, genera cavernas enormes alrededor del revestidor, las cuales, aumentan la probabilidad de colapso y pérdida completa del pozo. [15]

Actualmente, existen diversos métodos para prevenir el arenamiento, que pueden variar de acuerdo a simples cambios en las tasas de producción y rutinas de operación, hasta costosas terminaciones y procesos de reacondicionamiento y limpieza. Dentro de los métodos principales se encuentran Cedazos (Filtros), Liner ranurado, Consolidación química de la formación (Empleando resinas) y Empaques de grava. [11]

La consolidación química de la formación mediante el uso de resinas consiste en la inyección de resinas en estado líquido (Empleando catalizadores para evitar el endurecimiento prematuro) a la formación, la cual mantiene unidos los granos y evita el desprendimiento de estos. Este método, aumenta la resistencia de la formación, permitiendo soportar las fuerzas de arrastre ocasionadas por la producción de fluidos. Comercialmente existen tres tipos principales de resinas: Epoxi, fenólicas y furanos. [10]

Por consiguiente, esta investigación busca evaluar los aspectos técnicos y económicos que ofrece la resina epóxica como tratamiento de consolidación de arena in situ, aplicado en un campo petrolero en Colombia, mediante pruebas de laboratorios adaptadas, que se llevarán a cabo con el apoyo de la empresa Halliburton.

Con el propósito de elaborar un diagrama de flujo que registre el procedimiento a seguir, valide los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio, y como se puede llegar a poner en marcha en un campo petrolero de Colombia, no obstante, este tratamiento no se implementará en pozo. De igual forma, estimar cuánto vale ejecutar y aplicar la tecnología, contra los beneficios que se pueden obtener.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Uno de los problemas más frecuentes en la vida productiva del pozo es la producción de arena y finos, resultado del arrastre de partículas sólidas provenientes del yacimiento petrolífero, cuya migración se da hacia el pozo y la superficie afectando de manera negativa la integridad del pozo. Estas partículas sólidas se dividen en arena y finos, donde se considera arena a todo material producido del yacimiento cuyo tamaño de grano sea mayor a 44 micrones y finos si el tamaño de grano es menor a 44 micrones. [10]

La producción de arena y finos generalmente se asocia a yacimientos someros y geológicamente jóvenes, las cuales suelen tener una matriz de material cementante pequeña, por lo que, tienden a ser poco consolidadas o no consolidadas. Para el caso de las areniscas, que son las zonas de interés para la Industria Petrolera, la cementación es un proceso geológico en el cual generalmente los sedimentos antiguos disponen de mayor grado de consolidación que los sedimentos nuevos.[25]

Las formaciones de la edad terciaria generalmente tienden a presentar en mayor medida el arenamiento, debido a que son jóvenes, someras y de Resistencia Uniaxial Compresiva (UCS) menor a 100 psi (Inconsolidada), no obstante, dependiendo de la tasa de producción, las fuerzas de arrastre pueden causar problemas de arenamiento en pozos profundos donde UCS es superior a 1000 psi (Medianamente Consolidada). Esto se debe a que existe una tasa de producción de umbral, y un drawdown asociado, bajo la cual la producción de arena es nula. A pesar de esto, en ocasiones resulta no ser económicamente rentable debido a la baja producción de petróleo y se tiende a exceder la tasa de umbral para generar altos volúmenes de petróleo, pero a su vez alto arenamiento. [26]

Sin embargo, la tasa de producción de arena y finos no se ve influenciada únicamente por factores geo mecánicos tales como, la resistencia y los esfuerzos de la roca, sino que también depende procesos hidrodinámicos, dentro de los cuales se encuentran: incremento de la producción de agua, cambios en la tasa de producción, disminución en la presión del yacimiento, aumento de la relación gas-petróleo, entre otros. [28]

A lo largo de la etapa productiva del pozo se presentan factores asociados a la producción, que pueden generar obtención de arena y finos en superficie. Dentro de los factores asociados se

encuentra la producción de agua, la cual puede disolver el cemento existente en la arenisca y por lo tanto reducir el grado de cementación de la roca además de, generar taponamientos por el desplazamiento de los granos hacia las zonas cañoneadas del yacimiento y gargantas porales. [29]

La caída de presión en el fondo del pozo, en consecuencia, al depletamiento natural del yacimiento, reduce el soporte de la roca suprayacente y a su vez conlleva a un aumento en la presión de sobrecarga de la roca, ocasionando rompimiento de su matriz, hundimiento de la cara de formación, disminución de la permeabilidad relativa (debido a la migración de partículas de la formación productora) y producción de arena y finos. [15]

De igual manera, a nivel de yacimiento se pueden generar daños irreversibles los cuales, a su vez, vienen acompañados de una serie de problemas operacionales a nivel de superficie y pozo, por lo que su grado de severidad puede variar. Dentro de sus consecuencias más severas se encuentran la erosión de los equipos de superficie, daño a tuberías, pérdida de presión y colapso de la formación. [30]

A nivel de superficie la producción de arena incrementará la frecuencia en las operaciones de mantenimiento en las facilidades y tuberías de producción. Dado que la producción de fluido viene acompañada de partículas de arena y finos, los equipos de superficie como válvulas, separadores, TP, experimentaran el fenómeno de erosión, incrementando el riesgo de estallido en las líneas de flujo o colapso en las paredes del pozo, debido a cargas anormales en el revestimiento. [31]

Las acumulaciones de arena y finos pueden obstruir la producción en las líneas de flujo, ocasionando taponamiento y pérdida de productividad en el pozo, para lo cual, existen diversos métodos de control de arena dentro de los cuales se encuentra el mecánico, que consta de mallas colocadas en las paredes del pozo, a su vez, se deben realizar trabajos de intervención con el fin de limpiar las mallas y remover obstrucciones de arena, teniendo consecuencias económicas. Por lo anterior, se evalúan otros métodos de consolidación como el tratamiento químico. [32]

1.1 Antecedentes

En el trabajo de grado “Análisis del uso de resinas curables como solución al retorno de arena de fractura” realizado por el autor Juan Fernando Pantoja en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2017, se discuten los aspectos técnicos y económicos de la aplicación de resinas curables como método de solución al retorno de arena de fractura, aplicando esta tecnología en pozos reales de

campos petroleros en la región amazónica ecuatoriana. Estas resinas líquidas curables cuentan con un endurecedor que se adiciona en junto con la resina al momento de la operación. Se han desarrollado dos procesos que han sido principalmente desarrollados, siendo apuntalante con resina pre curada y apuntalante con resina curada. [1]

De esta manera el trabajo mencionado proporciona una guía acerca de las ventajas que brinda el uso de esta tecnología y las modificaciones que causa en la formación. El uso de este tratamiento es una manera de controlar el retorno de arena por muchos años, en cuanto a la principal diferencia entre los procesos desarrollados, es que el apuntalante trabajado con resina curada emplea una cantidad exacta sin desperdicio, tiene disponibilidad en el mercado laboral y un bajo costo. Estas resinas cuentan con dos componentes líquidos que son inmiscibles entre ellos, un endurecedor y la resina.

Lo anterior es muy importante en razón a que cuando la arena se encuentra viajando hacia al pozo desde la formación, es inevitable limitar la producción para evitar la generación de altas tasas de arrastre, originándose pérdidas de producción significativas, aumentando costos y en algunas ocasiones abandonar estas zonas de forma definitiva.

En el artículo “Development and Field Applications of an Aqueous-Based Consolidation System for Proppant Remedial Treatments” realizado por los autores J. Villesca, S. Loboguerrero, J. Gracia, y A. Hansford, junto con Halliburton en el año 2010, se desarrolló con éxito un novedoso sistema de consolidación a base de agua para superar los problemas de seguridad, compatibilidad de fluidos y colocación que enfrentan la mayoría de resinas a base de solventes actuales durante sus aplicaciones de campo, que resuelvan los problemas de producción de apuntalantes, utilizando resinas curables. El componente de consolidación curable se emulsiona para formar una emulsión externa al agua de modo que el material activo se pueda suministrar en una solución a base de salmuera. Esto permite que el paquete de apuntalante resista altas tasas de flujo de producción y supere los efectos de los ciclos de tensión mientras minimiza cualquier reducción en su permeabilidad. [3]

Esta investigación evidencia los resultados de las pruebas de laboratorio, las aplicaciones en campo y analiza los desafíos, procedimientos y recomendaciones en la aplicación de este tratamiento de resinas curables. En cuanto a los resultados en campo, las pruebas realizadas demostraron que este

tratamiento de consolidación de base acuosa trató con éxito tanto el apuntalante como la arena de formación, fijándolos en la formación sin afectar las rutas del flujo de producción.

Por otro lado, una de las principales ventajas de este tratamiento de base acuosa es su facilidad en los tratamientos de campo, debido a que no hay preocupación por la incompatibilidad de fluidos entre las etapas durante su colocación, gracias a su excelente comportamiento. A su vez, este sistema utiliza pequeños volúmenes de tratamiento para impartir buenas propiedades de consolidación, y retener la permeabilidad de la formación, lo que hace que sea una tecnología simple de implementar y económicamente viable.

En el artículo “Remedial Sand Consolidation: Case Study from Mahakam Delta, Indonesia” realizado por los autores V. Chaloupka, L. Riyanto, Q. Tran, A. Rayne, T. Kristanto, M. Haekal, junto con Halliburton en el año 2010, se analizaron los campos de gas de Tunu y Tambora ubicados en Indonesia y los tratamientos para validar la consolidación de arena como opción viable de control de arena en los campos del operador, utilizando un nuevo fluido de consolidación epoxi catalizado internamente. Los tratamientos de consolidación de arena llevados a cabo en los campos estudiados demostraron que pueden ser una opción confiable para el control de arena y se evidenció un potencial significativo para el futuro desarrollo de campos poco profundos. [4]

En la presente investigación brinda información acerca de varios sistemas de resina para consolidar formaciones con el propósito de evitar la producción de arena, así como los problemas que se presentan con los mismos. Por lo anterior, se desarrolla un fluido de consolidación epoxi mono componente de baja viscosidad que supere estos problemas, puesto que la combinación de la resina con un activador en un solo componente asegura que la consolidación se efectúe en cualquier parte que se trate de la formación.

Asimismo, muestra la eficiencia de la colocación de este tratamiento en comparación con otros sistemas que requieren etapas separadas, y las pautas que se deben tener en cuenta para elegir el método de control de arena, considerando aspectos técnicos y económicos.

En el artículo “Field Application of Water-Based Consolidation System for Remediation of Proppant Flowback” realizado por los autores J.C. Cooper, P.D. Nguyen y D. Magil, junto con Halliburton en el año 2010, se evidencian los problemas de reflujo de apuntalante posteriores a la estimulación han sido un problema importante tanto en los yacimientos convencionales como en

los no convencionales. Para lo anterior, se desarrolló con éxito un sistema de resina a base de agua (WBR) que consta de dos componentes, un componente de resina curable y un componente activador, ambos suspendidos en soluciones a base de salmuera. Al mismo tiempo, se probó en el campo para brindar soluciones para remediar tratamientos de apuntalamiento y arena de formación. [5]

De esta manera el trabajo mencionado proporciona información acerca de las pruebas que se le realizaron al tratamiento, simulando varias condiciones para no solo demostrar, sino también ayudar a garantizar la eficacia del tratamiento. Para esto, se evalúan los efectos de la temperatura, la formulación de este tratamiento sobre las fuerzas de consolidación y rendimiento del control del reflujo de los apuntalantes, entre otros factores.

Este tratamiento se evaluó en diferentes pozos, concluyendo que el paquete de apuntalante se puede tratar con este tratamiento de resina a base de agua, gracias a su fácil uso y que permite que estos paquetes tratados obtengan una alta consolidación sin necesidad de comprometer su permeabilidad para resistir las fuerzas de arrastre causadas por los fluidos de producción.

En el artículo “Novel Aqueous-Based Consolidation Restores Sand Control and Well Productivity: Case History from East Malaysia” realizado por los autores Latief Riyanto, Malaz Saleh, Kellen Goh, PETRONAS Carigali, Jonathan Ambrose, Tutus Kristanto y Chua Yek Hong, junto con Halliburton en el año 2016, se busca una solución de control de arena alternativa rentable para restaurar la funcionalidad de si terminación de control de arena y proporcionar una producción de hidrocarburo sin obstáculos, en un pozo ubicado en un campo marino maduro en la costa de Sarawak, Malasia. Para lo anterior, se desarrolló una resina de consolidación de base acuosa que proporciona algunas ventajas en comparación con los sistemas de resina de base solvente convencionales. El tratamiento desarrollado tiene gran tasa de éxito, ya que se restauró efectivamente la producción con una obtención mínima de arena, permitiendo mayores niveles de producción de petróleo libre de arena. [6]

En esta investigación se menciona que las resinas de base acuosa utilizan una resina epoxi de base acuosa curada internamente, mientras que las resinas de base solvente que tienen un punto de inflamación bajo tienen un sistema de resina de base acuosa no inflamable. Siendo más seguro y menos complejo operativamente.

En la resina epoxi catalizado interno, la resina y el componente endurecedor se mezclan en un solo sistema antes del tratamiento, bombeándolo juntos en una sola etapa. Este sistema tiene ciertas limitaciones que se atribuyen al bajo punto de inflamación, debido a que se requiere tomar precauciones adicionales al mezclar y bombear líquidos inflamables. Sin embargo, para mitigar estos peligros, se necesita de un equipo especial para mezclar equipos inflamables. Otra limitación común en una operación de forzamiento o bullheading, es en los intervalos de tratamientos más largos, donde se recomienda emplear tubería flexible para colocar las etapas individuales del tratamiento con resina.

En el artículo “Water-based, Frac-Pack Remedial Treatment Extends Well Life” realizado por los autores Latief Riyanto, Malaz Saleh, Kellen Goh, PETRONAS Carigali, Jonathan Ambrose, Tutus Kristanto y Chua Yek Hong, junto con Halliburton en el año 2016, se especifica sobre un tratamiento que se usó como agente aplicado a formaciones y/o paquetes de apuntalantes para estabilizar finos en un método de remediación. No obstante, su incompatibilidad con algunos fluidos acuosos de pozos y las preocupaciones de seguridad debido a la base solvente han limitado sus aplicaciones de campo. Asimismo, proporciona mejoras significativas en la salud, seguridad y facilidad de operación para el tratamiento de apuntalantes, superficies de formación y formaciones no consolidadas para controlar la agregación de apuntalantes y finos. [7]

Esta investigación brinda información sobre el agente de modificación de superficie a base de solvente, que ha tenido mucho éxito en el prerrecubrimiento de apuntalantes, a fin de mejorar su rendimiento en los tratamientos de estimulación de fracturas. Además, funciona para moderar las reacciones diagenéticas indeseables que afectan la fuerza del apuntalante, el empaque, y la permeabilidad de la formación.

Una propiedad exclusiva de este tratamiento es la tasa de liberación del ingrediente activo, la cual puede controlarse, permitiendo su uso para operaciones de fracturamiento primario, en reparación de paquetes de apuntalantes dañados, o inhibiendo la producción de finos de formación continua.

Por lo que, este agente se puede agregar directamente al fluido de fracturación durante un tratamiento para recubrir el apuntalante, un tratamiento previo de estimulación de fracturas para tratar el frente de la formación o en un momento posterior como tratamiento de recuperación.

Este tratamiento se encarga de formar una película delgada sobre las partículas, cubriéndolas y anclándolas en su lugar. Además de controlar los finos, el recubrimiento forma una película hidrofóbica que encapsula las superficies de las partículas, inhibiendo las reacciones químicas que producen incrustaciones en la matriz del paquete de la formación y por ende, pérdidas de productividad.

En el artículo “Development and Applications of an Aqueous-Based Surface Modification Agent” realizado por los autores Latief Riyanto, Malaz Saleh, Kellen Goh, PETRONAS Carigali, Jonathan Ambrose, Tutus Kristanto y Chua Yek Hong, junto con Halliburton en el año 2016, se desarrolló un agente de modificación de superficie de base acuosa (ASMA) que se puede utilizar como agente agregante, siendo un material resinoso que proporciona cohesión o propensión a la agregación entre los granos de arena de formación o los granos de apuntalamiento y no se endurece ni cura en las condiciones del yacimiento. Cuando estos aditivos líquidos se aplican al apuntalante durante un tratamiento de fracturamiento, vuelven los granos pegajosos, que luego son utilizados para inmovilizar los finos de la formación y evitar que invadan los paquetes de apuntalante para mantener la conductividad de la fractura apuntalada, y, por lo tanto, la productividad del pozo.[8]

De esta manera la investigación realizada, presenta el desarrollo de laboratorio y la implementación de campo del ASMA que aborda los desafíos operativos, pero a su vez brinda beneficios económicos superiores con un bajo riesgo para la salud y el medio ambiente. Así como también, se presentan nuevos usos potenciales resultantes del lento inicio de la pegajosidad, con resultados de permeabilidad recuperada de los diferentes núcleos tratados con la solución ASMA y la estabilización de finos.

Los resultados obtenidos de las diferentes pruebas de laboratorio realizadas indican que el agente ASMA es un medio efectivo para controlar la migración de partículas finas de formación, así como que también se puede emplear junto con tratamientos con ácido de arenisca para eliminar daños.

1.2 Pregunta de investigación

Conforme a lo anteriormente expuesto se plantean las siguientes preguntas de investigación:

¿Se pueden utilizar las resinas como tratamiento de control de arena in situ en un campo petrolero en Colombia?

¿Es posible medir la permeabilidad de la formación con el uso de resina como tratamiento de consolidación de arena in situ para verificar los beneficios que se pueden lograr con su debida aplicación?

¿Qué beneficios económicos puede brindar el uso de resinas como tratamiento de consolidación de arena in situ?

1.3 Justificación

Controlar la producción de arena en los yacimientos es de vital importancia para mantener una producción normal en el pozo a lo largo de su vida productiva. La Industria Petrolera invierte altas sumas de dinero para prevenir y reparar los problemas ocasionados por la producción de arena, por este motivo, existen diversas tecnologías que podemos emplear para minimizar su producción que es el resultado del flujo de fluidos o caída de presión en el yacimiento, tales como, los métodos mecánicos y los métodos químicos. [33]

Los métodos de control de arena y finos mecánicos se basan en retener una cierta proporción de material de formación y prevenir que éstos ingresen al pozo. Los métodos de control de arena mecánicos obedecen la teoría del puenteo o filtrado, es decir, se forman puentes de arena en la cercanía de la herramienta de control y la formación, los cuales, permiten el paso del fluido y retienen la migración de arena y finos. [10]

A lo largo de la etapa productiva del pozo se deposita una gran cantidad de arena en la herramienta de retención mecánica y, por lo tanto, es necesario realizar operaciones de limpieza para restaurar la producción. Dichas operaciones se deben realizar cada cierto tiempo puesto que son parte del mantenimiento rutinario y preventivo, sin embargo, los esfuerzos de la roca, la corrosión, la abrasión del material, entre otros, pueden generar un desgaste y falla prematura en la herramienta de retención, ocasionando, sobrecostos en la realización de mantenimientos correctivos, así como también, tiempos no productivos en el pozo, resultado de la parada de este. Cuando no se realiza la operación de limpieza, se genera una acumulación de partículas finas en el pozo, las cuales, al incrustarse reducen la productividad y a su vez pueden generar taponamiento del pozo. [34]

Los métodos de control de arena y finos químicos se basan en el proceso de inyectar resina a la formación naturalmente poco consolidada o no consolidada para proporcionar cementación artificial de los granos y, por lo tanto, aumentar la resistencia a la compresión de la formación para

que pueda soportar las fuerzas de arrastre generadas en consecuencia a la producción del pozo. Al inyectarse la resina a la formación, esta se adhiere a los granos de arena y finos a través de los canales de flujo, la cual, al solidificarse aglomera los granos de arena de la formación productora, pasando de una roca poco consolidada a una artificialmente consolidada. [35]

Dentro de las ventajas del método químico se encuentra la baja producción de arena y finos además de operaciones de mantenimiento no rutinarias, las cuales, de ser requeridas no es necesario sacar el equipo de fondo, es decir, no se requieren operaciones de pesca, puesto que se puede realizar mediante tubería flexible y no requiere del empleo de torre o equipo con subestructura para su instalación y operación. La consolidación química mejora el control de la inyección de fluidos a la formación para estimular o aplicar recuperación secundaria. Además, si la formación se puede consolidar In-Situ, antes de que sus estados naturales sean alterados, se puede obtener una productividad natural máxima y habrá poco o nulo movimiento de partículas finas. [36]

1.4 Hipótesis

La evaluación del uso de resinas como tratamiento permitirá validar su importancia mediante pruebas de laboratorio para control de arena in situ en un campo petrolero en Colombia.

Adicionalmente, es posible medir la permeabilidad retenida, es decir, cuál es el valor de permeabilidad que se mantiene con respecto al inicial.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Evaluar el uso de resinas como tratamientos de consolidación de arena in situ mediante pruebas de laboratorio con datos de un campo petrolero en Colombia.

1.5.2 Objetivos específicos

- Diseñar las pruebas de laboratorio para la evaluación del tratamiento de consolidación de arenas in situ.
- Ejecutar las pruebas de laboratorio donde se emplee la resina como tratamiento de consolidación de arenas in situ.
- Proponer la técnica de aplicación del tratamiento en un campo petrolero de Colombia.

- Evaluar los beneficios técnico-económicos que ofrece el tratamiento de consolidación.

1.6 Marco Teórico

1.6.1 Arena

Acumulación de rocas preexistentes, resultado de factores externos como la erosión, la cual, desgasta la capa superficial de la roca, y a su vez, es transportada a grandes distancias a través de ríos, viento, glaciares presentando o no cementación durante su proceso de depositación. Su escala de tamaños se presenta en la tabla de Wentworth, considerándose arena a todo grano cuyo tamaño comprendido se encuentra entre los 2 y 0.063 mm. [46]

1.6.2 Arenamiento

Producción de pequeñas o grandes partículas de sólido, obtenidas junto con los fluidos del yacimiento, en consecuencia, a la mínima consolidación de la formación productora. A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, se va acumulando arena y sedimento en fondo disminuyendo leve o completamente la producción del pozo. [47]

El comportamiento del fenómeno de arenamiento depende del tipo de consolidación de la roca, como se presenta a continuación:

1.6.2.a Roca Consolidada. Sedimento que ha sido compactado y cementado, convirtiéndose en una roca coherente y relativamente sólida. Los sedimentos consolidados son rocas sedimentarias, incluyendo conglomerados, areniscas, pizarra, limolitas, caliza y carbón. La producción de arena en las rocas consolidadas se presenta, en razón, a diferentes factores que se dan durante la producción de un pozo, tales como, Caudal por encima de la Tasa Umbral sin producción de arena, producción de agua, bajas presiones de yacimiento, entre otros. [48]

La resistencia al arenamiento se determina por el grado de estabilidad de las cavidades cañoneadas, si dichas cavidades son estables durante la producción del pozo, no se presentará el desprendimiento de los granos de la formación.

1.6.2.b Roca No Consolidada. Sedimento con baja o nula compactación y cementación, dentro de los cuales se encuentran, la arcilla, arenas y gravas; se caracterizan porque el agua subterránea fluye a través de los espacios entre los granos. La resistencia al arenamiento viene dada por el grado de estabilidad de las estructuras tipo puente de arena que permanecen estables a una tasa de flujo y a un drawdown asociado, previniendo el movimiento de arena; sin embargo, cambios en la tasa de producción o cierres del pozo pueden resultar en el colapso del arco y, por lo tanto, arenamiento. [49]

1.6.3 Clasificación de la producción de arena

1.6.3.a Transitoria. La producción de arena disminuye respecto al tiempo y el caudal de producción es constante. La arena se evidencia cuando se realizan trabajos de limpieza y acidificaciones en los pozos, sin embargo, no afecta de manera exponencial la producción.

1.6.3.b Continua. La producción de arena aumenta de manera moderada y el caudal de producción disminuye respecto al tiempo. Se evidencia en pozos de rocas no consolidadas con ausencia de equipo de control de sólidos.

1.6.3.c Catastrófica. La producción de arena aumenta de manera no controlada y el caudal de producción es bajo o nulo (Tapamiento de formación). Escenario crítico puesto que puede ocasionar pérdida total del pozo. [50]

1.6.4 Causas de producción de arena

El arenamiento es uno de los problemas más frecuentes a lo largo de la producción del pozo, inevitable en yacimientos con bajo nivel de compactación y cementación. La producción de arena se asocia a formaciones jóvenes, es decir, con baja cementación natural de la roca. En dichas formaciones, cuando la presión del pozo (P_{wf}) es menor que la presión del yacimiento (P_y), se genera una fuerza de arrastre sobre la arena, en consecuencia, producción de fluidos junto con sólidos, los cuales a su vez generan daños en los equipos fondo y de superficie. [51]

El factor crítico para evaluar el riesgo del arenamiento de un pozo, consiste en definir si las partículas producidas se encuentran por debajo de un nivel aceptable en el cual, de acuerdo con la producción se considera rentable el pozo. Por lo anterior, el control de arena se refiere al control

de sobrecarga de las partículas en la cual, la tasa de arena que sea superior de 0.1% volumétrico se considera excesiva, sin embargo, dicho limite puede ser superior o inferior. [52]

A continuación, se mencionan los factores principales que inciden en la tendencia de un pozo al arenamiento.

1.6.4.a Flujo de fluidos. El principal esfuerzo tendiente a ocasionar la producción de arena deriva del flujo de fluidos y su influencia es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento, de igual manera, el arrastre de partículas está directamente relacionado con la fuerza impartida a la velocidad y viscosidad del fluido. La cohesión intergranular es la restricción en contra de estos esfuerzos en la formación, por lo tanto, tanto la tasa de producción del pozo como el grado de consolidación natural de la roca son los factores que determinan el arenamiento en el pozo. [53]

1.6.4.b Factores geológicos y geográficos. El arenamiento es un problema común en yacimientos de areniscas con producción de Hidrocarburos, presentándose con mayor frecuencia en formaciones de la edad terciaria en razón a que son someras y jóvenes, por lo tanto, presentan cementación intergranular pobre (Resistencia Uniaxial Compresiva (UCS) menor a 100 psi). Los yacimientos maduros presentan una consolidación superior, por ende, el arenamiento no tiende a ser severo, sin embargo, si las fuerzas de arrastre son altas pueden causar problemas de arenamiento en pozos donde UCS es superior a 1000 psi es decir medianamente consolidada. [54]

1.6.4.c Reducción de la presión de poro. La reducción de la presión de los fluidos en el espacio poroso aumenta la fuerza de sobrecarga en la roca, por ende, ocasionando colapso de la matriz cementante de los granos. La presión suprayacente de la roca es la encargada de proveer soporte a las capas litológicas de la formación, sin embargo, debido a que la presión disminuye a lo largo de la vida productiva del pozo, su influencia se reduce conllevando a la producción de arena y finos junto con los fluidos de producción. [55]

1.6.4.d Viscosidad del fluido. La fuerza de fricción inducida a los granos de la formación debido al flujo de fluidos es proporcional a la velocidad y la viscosidad del fluido del yacimiento a producir, por ende, altas viscosidades del fluido del yacimiento generan mayores fuerzas de arrastre a los granos de la formación. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a drawdown bajos. [56]

1.6.4.e Cementación de la roca. La cementación es el proceso de precipitación del cemento entre los granos minerales y la roca de la formación. Existen diversos tipos de material cementante tales como: Carbonatos, sílice, calcita y arcilla; en los cuales, al realizar operaciones de limpieza o acidificación, se disuelve la matriz cementante originando producción de arena. [57]

1.6.4.f Tasas elevadas de producción. Al producir los fluidos del pozo se generan esfuerzos intergranulares en el yacimiento que tienden al arenamiento, dichos esfuerzos se originan en razón al diferencial de presión en la formación, fuerzas de fricción de los fluidos, entre otros. Una correcta explotación del hidrocarburo implica producir por debajo de la tasa de flujo crítico, es decir, la tasa de producción máxima por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido producido es uniforme. Sin embargo, en ocasiones no resulta ser económicamente viable, por ende, se excede la tasa de flujo crítica, aumentando la producción de arena y finos en el pozo. [58]

1.6.4.g Producción de agua. En los yacimientos humectados al agua, la cohesividad de los granos es proporcionada por la tensión interfacial del agua connata. En la etapa inicial de la producción de agua, el agua connata tiende a producirse junto con los fluidos del yacimiento y, en consecuencia, ocasiona una reducción de las fuerzas de tensión interfacial y de cohesividad de los granos.

Al aumentar la RAP en el yacimiento, la permeabilidad relativa del petróleo en las cercanías del pozo disminuye, ocasionando un incremento en el diferencial de presión (drawdown) requerido para producir aceite a la misma tasa. Lo anterior, genera la inestabilidad del arco de arena alrededor de la perforación en razón a que el aumento del diferencial de presión en la cercanía de la formación origina una fuerza de cizallamiento que a su vez puede desestabilizar el arco de arena alrededor de los perforados y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena y finos. [59]

En los yacimientos que presentan baja consolidación e inestabilidad de la formación, la resistencia de la roca disminuye al aumentar la saturación de agua, en razón a la dilución del cemento existente entre los granos de arena, el cual se incorporara junto al fluido de producción ocasionando taponamiento en las zonas cañoneadas del pozo.

1.6.5 Efectos de la producción de arena

La producción de arena genera diversos efectos determinantes en la vida útil de un pozo, efectos que pueden ser transitorios tales como bajo arenamiento o catastróficos de tal magnitud que se genere una pérdida total del pozo. Estos efectos repercutirán de manera directa en la economía y desarrollo de las operaciones e integridad de pozo.

1.6.5.a Acumulación de arena y finos en los equipos de superficie. A nivel de superficie, la acumulación de arena y finos ocasiona taponamiento de la tubería de producción, erosión y rotura de facilidades de superficie. A medida que la cantidad de arena producida incrementa, esta se depositará en los separadores, tratadores, tanques o líneas de producción, generando una disminución en la capacidad de almacenamiento de aceite, agua y gas, por ende, pérdida de capacidad y eficiencia. [60]

1.6.5.b Acumulación de arena y finos en los equipos de fondo. A nivel de fondo de pozo, el transporte de solidos junto con los fluidos del yacimiento genera desgaste prematuro en los equipos, puesto que, el flujo de fluidos a altas velocidades genera una acción abrasiva tanto para los dispositivos de fondo de pozo, desgastando el revestimiento, la tubería de producción, los empaques, las bombas, entre otros componentes del sistema.

A medida que aumenta el arenamiento y tanto la velocidad como el caudal de flujo no son suficientes para transportar la arena a superficie, esta se deposita constantemente en fondo del pozo restringiendo a lo largo del tiempo la cara de la formación y, por ende, generando taponamiento del pozo. Lo anterior, ocasiona una reducción en la eficiencia de los equipos haciendo necesario realizar trabajos de intervención como procesos de limpieza y estimulación. Dichas intervenciones requieren una alta inversión debido a los equipos empleados y tiempo de inactividad del pozo. [61]

1.6.5.c Disminución de la producción. A nivel de productividad, el arenamiento ocasionara obstrucción en la cara de la formación y poros, disminuyendo su permeabilidad y capacidad de flujo en la producción de los fluidos. Las condiciones de pérdida de productividad por producción de arena y finos ocurren cuando la velocidad del fluido es insuficiente para permitir el flujo completo de esta a través del pozo y se generan taponamientos a través de esta, los cuales, deben ser removidos por medio de trabajos de intervención. [62]

2. METODOLOGÍA

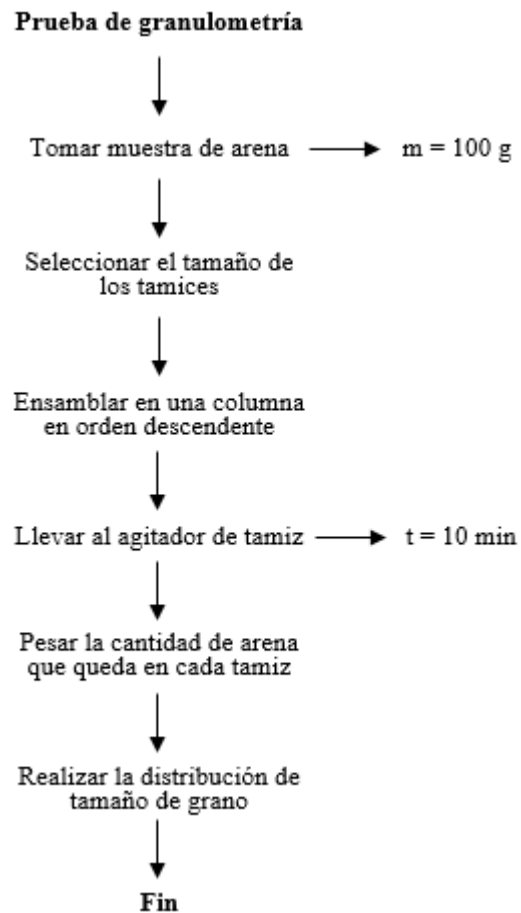
2.1 Ubicación geográfica

Las pruebas de laboratorio se llevarán a cabo en el Laboratorio de Estimulación de la empresa Halliburton Latin America SRL Sucursal Colombia ubicado en la base de Neiva. Adicionalmente, las pruebas de granulometría, permeabilidad y estabilización de finos se realizan con una muestra de arena tomada de un pozo de desarrollo ubicado en la Cuenca del Magdalena Inferior.

2.2 Métodos de análisis experimental

Figura 1.

Diagrama de flujo prueba de granulometría



Nota. La figura muestra el diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para realizar la prueba de granulometría.

Para las pruebas de laboratorio se necesita preparar salmuera de KCl al 7% y salmuera de NaCl al 15%, para saber cuánto soluto agregar a cierta cantidad de agua, se emplea la siguiente ecuación de disolución.

Ecuación 1. Disolución

$$\% \text{ Soluto} = \frac{\text{masa soluto}}{\text{masa total}} \times 100\%$$

En un principio, se realiza una mezcla de salmuera con 2 litros de agua, para lo cual se tomará una densidad de 1 g/mL, por lo tanto:

$$2 \text{ L} \times \frac{1000 \text{ mL}}{1 \text{ L}} = 2000 \text{ mL}$$

Ecuación 2. Densidad

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

$$\text{masa}_{\text{agua}} = \rho_{\text{agua}} \times \text{volumen}_{\text{agua}}$$

$$\text{masa}_{\text{agua}} = 1 \frac{\text{g}}{\text{mL}} \times 2000 \text{ mL}$$

$$\text{masa}_{\text{agua}} = 2000 \text{ g}$$

Aplicando la ecuación 1 y teniendo en cuenta que se deben realizar dos salmueras, una de KCl al 7% y otra de NaCl al 15%, con 2 litros de agua cada una, se procede a calcular la cantidad respectiva que se debe agregar de cada sal.

- Salmuera KCl 7%

$$\% \text{ KCl} = \frac{\text{masa KCl}}{\text{masa total}} \times 100\%$$

$$\% \text{ KCl} = \frac{\text{masa KCl}}{\text{masa KCl} + \text{masa agua}} \times 100\%$$

$$\text{masa KCl} = \frac{\frac{\% \text{ KCl}}{100\%} \times \text{masa agua}}{\left(1 - \frac{\% \text{ KCl}}{100\%}\right)}$$

$$masa\ KCl = \frac{\frac{7\%}{100\%} \times 2000\ g}{\left(1 - \frac{7\%}{100\%}\right)}$$

$$masa\ KCl = 151\ g$$

Para 2 litros de agua, se deben agregar 151 gramos de KCl.

- Salmuera NaCl 15%

$$\% NaCl = \frac{masa\ NaCl}{masa\ total} \times 100\%$$

$$\% NaCl = \frac{masa\ NaCl}{masa\ NaCl + masa\ agua} \times 100\%$$

$$masa\ NaCl = \frac{\frac{\% NaCl}{100\%} \times masa\ agua}{\left(1 - \frac{\% NaCl}{100\%}\right)}$$

$$masa\ NaCl = \frac{\frac{15\%}{100\%} \times 2000\ g}{\left(1 - \frac{15\%}{100\%}\right)}$$

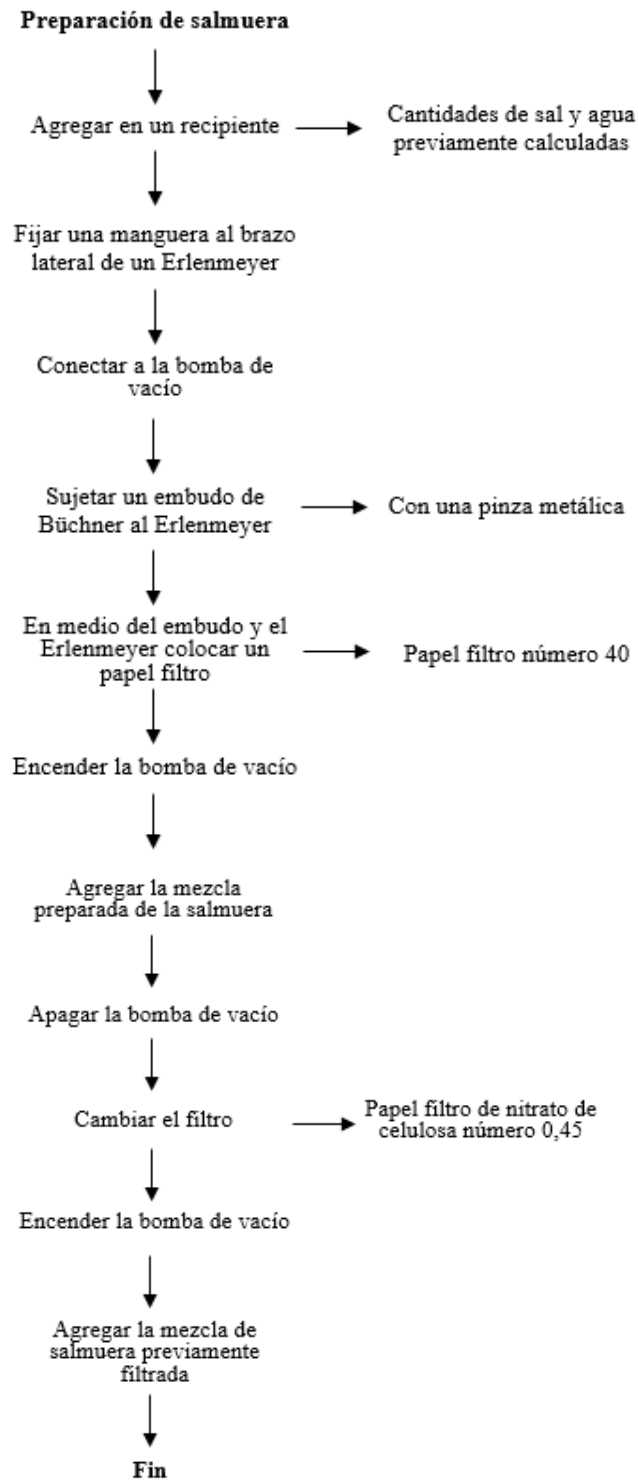
$$masa\ NaCl = 353\ g$$

Para 2 litros de agua, se deben agregar 353 gramos de NaCl.

Posteriormente, se filtra con una bomba de vacío, pasando por dos filtros, con el fin de eliminar las partículas de soluto que no se disuelven en el agua y de esta manera, evitar el taponamiento de las líneas de flujo del FRT.

Figura 2.

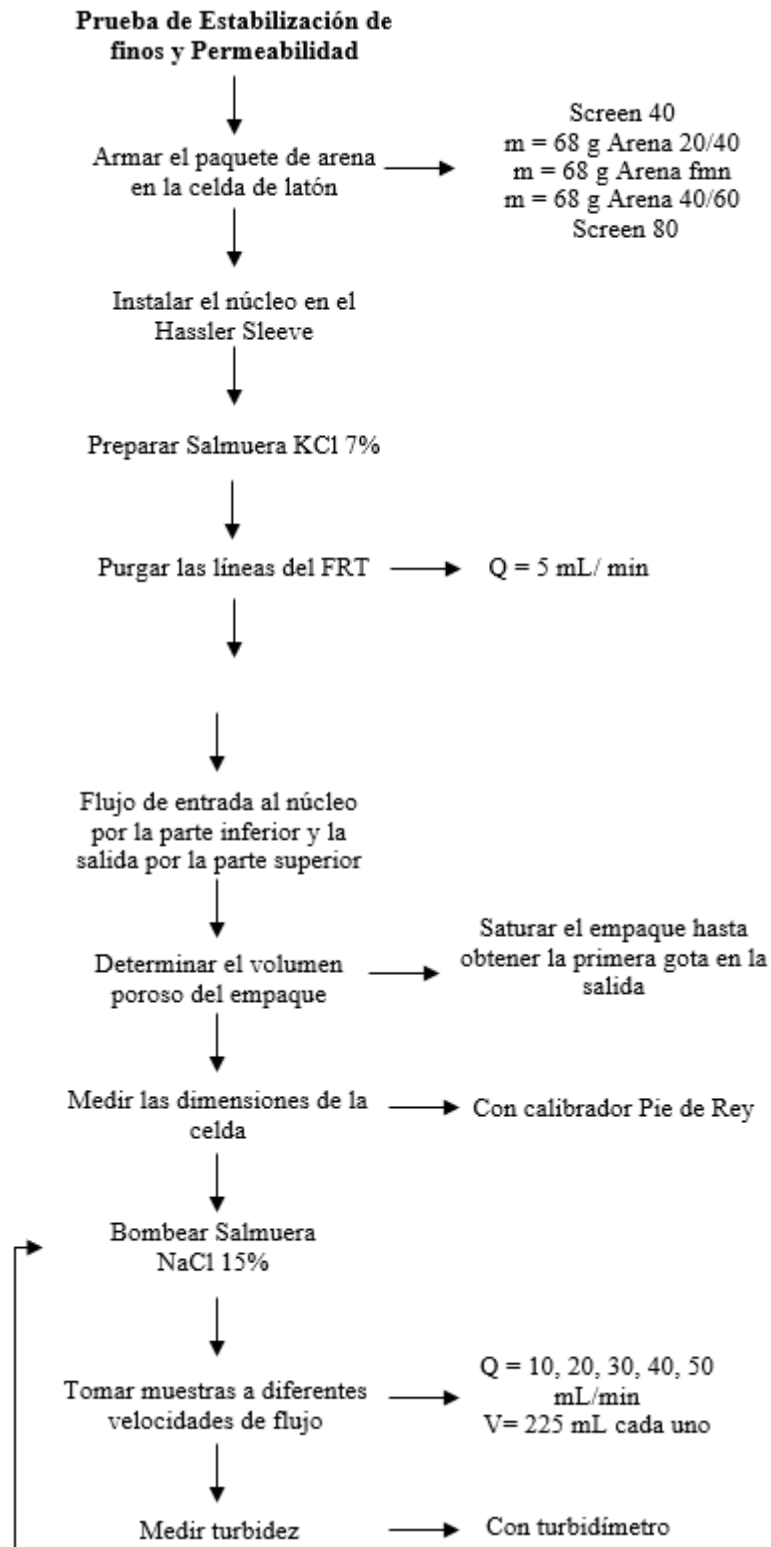
Diagrama de flujo preparación salmuera

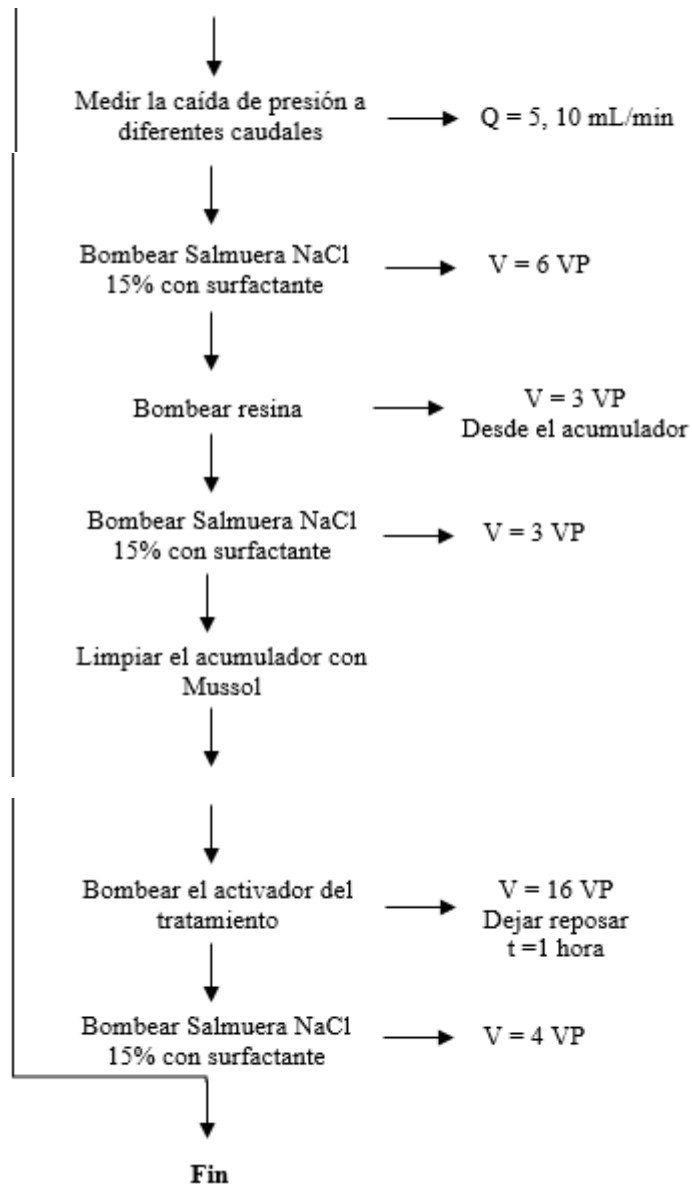


Nota. La figura muestra el diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para preparar la salmuera de KCl o NaCl.

Figura 3.

Diagrama de flujo prueba de estabilización de finos y permeabilidad





Nota. La figura muestra el diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para realizar la prueba de estabilización de finos y permeabilidad.

2.3 Equipos

2.3.1 Prueba de granulometría

Figura 4.

Endecotts Tamizadora vibratoria Minor 200



Nota. La figura muestra la tamizadora vibratoria Endecotts Minor 200 que se utilizó para las pruebas de granulometría. Tomado de: Endecotts™ Tamizadora vibratoria Minor 200, s.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.fishersci.es/shop/products/minor-200-sieve-shaker/15359001> [Acceso: mar. 6, 2023]

Tabla 1.

Especificaciones técnicas del Endecotts Tamizadora vibratoria Minor 200

Especificaciones	
Requisitos eléctricos	230 V, 50Hz
Diámetro (métrico)	100 mm, 200 mm
Nº. de tamices	8 altura completa / 16 altura media (Tamices 200 mm)
Intervalo del temporizador	Analógico, 0 – 60 min., continuo
Tipo de producto	Agitador de tamices

Modelo	Menor 200, de sobremesa
Tamaño de partículas	38 μm a 125 mm

Nota. En esta tabla se muestran las especificaciones técnicas del Endecotts Tamizadora vibratoria Minor 200 que se utilizó para las pruebas de granulometría. Tomado de: Endecotts™ Tamizadora vibratoria Minor 200, s.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.fishersci.es/shop/products/minor-200-sieve-shaker/15359001> [Acceso: mar. 6, 2023]

2.3.2 Preparación Salmuera

Figura 5.

Bomba de vacío ME1C Vacuubrand



Nota. La figura muestra la Bomba de vacío ME1C vacío final 100mbar con resistencia química, Vacuubrand, que se utilizó para la preparación de la salmuera KCl al 7%. Tomado de: Onelab, s.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.onelab.com.co/bomba-de-vacio-me1c-vacio-final-100-mbar-con-resistencia-quimica-vacuubrand>

Tabla 2.

Especificaciones técnicas de la Bomba de vacío ME1C Vacuubrand

Especificaciones	
Número de cilindros / etapas	1
Máxima capacidad de aspiración 50/60 Hz	0,85 m ³ /h
Máxima capacidad de aspiración 50/60 Hz	0,5 cfm
Vacío final (abs.)	75 mbar/torr
Rango de temperatura ambiente (en funcionamiento)	10 – 40 °C
Rango de temperatura ambiente zona almacenaje	-10 – 60 °C
Máx. Contrapresión (abs.)	1.1 bar
Capacidad del motor	0,04 kW

Velocidad nominal 50/60 Hz	1800 min ⁻¹
Tipo de protección	IP 40
Dimensiones (Longitud x Ancho x Altura)	247 x 121 x 145 mm
Nivel de ruido a 50 Hz, typ	45 dBA

Nota. En esta tabla se muestran las especificaciones técnicas de la Bomba de vacío ME1C vacío final 100mbar con resistencia química, Vacuubrand, que se utilizó para la preparación de la salmuera KCl al 7%. Tomado de: Onelab, s.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.onelab.com.co/bomba-de-vacio-me1c-vacio-final-100-mbar-con-resistencia-quimica-vacuubrand> [Acceso: mar. 6, 2023]

Figura 6.

Papel Filtro número 40



Nota. La figura muestra el papel filtro número 40 que se utilizó para la preparación de la salmuera KCl al 7%.

Tabla 3.

Especificaciones técnicas del Papel Filtro número 40

Especificaciones	
Calificación	Grado 40
Formato	Círculos
Tipo	Sin cenizas
Retención típica de partículas en líquido	8 micras
Espesor nominal	210 micras
Caudal de agua típico	25 mL/min

Contenido nominal de cenizas	0,007%
Material	Línters de algodón de alta calidad
Contenido de celulosa alfa mín.	>98%
Dimensiones	12,7 mm de diámetro

Nota. En esta tabla se muestran las especificaciones técnicas del papel filtro cuantitativo Whatman número 40 que se utilizó para la preparación de la salmuera KCl al 7%. Tomado de: Cytiva lifes sciences, s.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.cytivalifesciences.com/en/us/shop/whatman-laboratory-filtration/cellulose-filter-papers/quantitative-ashless-filter-paper/whatman-quantitative-filter-papers-ashless-grade-40-p-06365> [Acceso: mar. 6, 2023]

Figura 7.

Papel Filtro de nitrato de celulosa número 0,45



Nota. La figura muestra el papel filtro de nitrato de celulosa número 0,45 que se utilizó para la preparación de la salmuera KCl al 7%.

Tabla 4.

Especificaciones técnicas del Papel Filtro de nitrato de celulosa número 0,45

Especificaciones	
Color	Blanca
Nivel de calidad	400
Tamaño de poro	0,45 micras
Hidrofobicidad	Hidrófilo
Diámetro (métrico)	47 mm
Grosor	150 micras
Porosidad	79%
Material	Nitrato de celulosa

Esterilidad	Estéril
Color de rejilla	Negra
Tipo	Alto caudal
Dimensiones	12,7 mm de diámetro

Nota. En esta tabla se muestran las especificaciones técnicas del papel filtro de nitrato de celulosa número 0,45 que se utilizó para la preparación de la salmuera KCl al 7%. Tomado de: Fishersci, s.f. [En línea]. Disponible en: <https://www.fishersci.es/shop/products/sartorius-gridded-sterile-cellulose-nitrate-membrane-filters-0-45-m-21/11813220> [Acceso: mar. 6, 2023]

Figura 8.

Filtrado Salmuera



Nota. La figura muestra el montaje realizado para el filtrado de la salmuera con la bomba de vacío.

2.3.3 Prueba de estabilización de finos

Figura 9.

Turbidímetro portátil 2100Q (EPA)



Nota. La figura muestra el Turbidímetro Portátil 2100Q que se utilizó para las pruebas de estabilización de finos, mediante turbidez.

Tabla 5.

Especificaciones técnicas del Turbidímetro portátil 2100Q (EPA)

Especificaciones	
Compatibilidad de cubetas	25 mm x 60 mm redonda (de vidrio de borosilicato, con tapa roscada)
Condiciones de almacenamiento	-40 °C – 60°C
Contenido de la caja	Instrumento, juego de maletón, 4 pilas alcalinas AA, 6 cubetas de muestras, kit de ampollas StablCal, aceite de silicona, paño lubricante y manual
Intervalo del temporizador	Analógico, 0 – 60 min., continuo
Tipo de producto	Agitador de tamices
Modelo	Menor 200, de sobremesa
Tamaño de partículas	38 µm a 125 mm

Nota. En esta tabla se muestran las especificaciones técnicas del Turbidímetro Portátil 2100Q que se utilizó para las pruebas de estabilización de finos, mediante turbidez. Tomado de: 2100Q Turbidímetro portátil (EPA). [En línea]. Disponible en: <https://co.hach.com/2100q-turbidimetro-portatil-epa/product-details?id=53559551579> [Acceso: mar. 6, 2023]

2.3.4 Prueba de permeabilidad

Figura 10.

Equipo Formation Response Tester (FRT)



Nota. La figura muestra el equipo Formation Response Tester (FRT) utilizado para realizar las pruebas de permeabilidad y estabilización de finos a través del núcleo.

Figura 11.

Vista lateral equipo Formation Response Tester (FRT)



Nota. La figura muestra la parte lateral del equipo, en donde se encuentran las jarras con la salmuera de KCl o NaCl con sus respectivas mangueras y se bombea al núcleo de arena a diferentes caudales.

Figura 12.

Acumulador equipo Formation Response Tester (FRT)



Nota. La figura muestra el acumulador que hace parte del equipo, en la que se agrega primero la resina y posteriormente el activador y se bombea al núcleo.

Figura 13.

Vista de la celda montada en el equipo



Nota. La figura muestra la celda de latón que contiene el núcleo de arena, montado en el equipo, conectado a las líneas de flujo.

Figura 14.

Tablero de sensores de presión del equipo Formation Response Tester (FRT)



Nota. La figura muestra el tablero de los sensores de presión de cada uno de los núcleos del equipo.

Tabla 6.*Especificaciones técnicas del Formation Response Tester (FRT)*

	Especificaciones
Características	Múltiples vías de flujo: - Flujo de inyección y producción (hacia delante y hacia atrás) - Flujo superior e inferior (transversal) - Fugas y elevación Control y adquisición de datos totalmente automatizados Horarios de pruebas programables ilimitados Porta-núcleos de fácil carga Los colectores de válvulas minimizan los accesorios Materiales húmedos resistentes a la corrosión y a los ácidos
Presión máxima de bombeo	5500 psi / 38 MPa
Presión de confinamiento máxima	6000 psi / 42 MPa
Materiales húmedos	Válvulas: 316SS o C-276 Colectores: 316SS o C-276 Tubería: 316SS o C-276 Extremos de celda: 316SS o C-276
Manguito Hassler	Viton o Aflas
Caudal	0 – 50 mL/min
Fluidos bombeados	4
Fluidos desplazados	1
Dimensiones del núcleo	Diámetro: 1,0 – 1,5 pulgadas Longitud: hasta 12 pulgadas
Alimentación energética	220 VCA 50/60 Hz, 30A
Aire	80 psi mínimo / Sin aceite
Dimensiones	Ancho: 67 pulgadas o 170 cm Alto: 64 pulgadas o 163 cm Profundidad: 34 pulgadas o 87 cm
Peso	254 kg / 560 lb

Nota. En esta tabla se muestran las especificaciones técnicas del Formation Response Tester (FRT) donde se realizaron las pruebas de turbidez para estabilización de finos y permeabilidad. Tomado de: Model 6100 Formation Response. [En línea]. Disponible en: <https://www.chandlereng.com/products/reservoiranalysis/core-flow/formation-damage/model-6100> [Acceso: mar. 10, 2023]

3. RESULTADOS

3.1 Prueba de granulometría

Se realiza prueba de granulometría a dos muestras secas, mediante tamizado, la primera es arena 30/50 que es usada para la validación del método y la segunda es una muestra de arena de formación de un campo petrolero para realizar nuevamente las pruebas pertinentes.

La prueba de granulometría se realiza con el fin de conocer la medida y la distribución del tamaño de los granos de la arena presentes en la muestra, así como también su porcentaje de finos, mediante una columna de tamices ordenados de mayor a menor abertura que se someten a movimientos vibratorios con ayuda de una máquina agitadora.

Figura 15.

Montaje prueba de granulometría



Nota. La figura muestra el montaje de la prueba de granulometría para muestra de la arena de formación.

Inicialmente, se realiza la validación del método con la resina como tratamiento de consolidación de arena in situ, para esto, se emplea en la construcción del núcleo, arena 30/50 y para la prueba de granulometría se analizan 100 gramos de la misma.

Tabla 7.

Resultados de granulometría de la arena 30/50

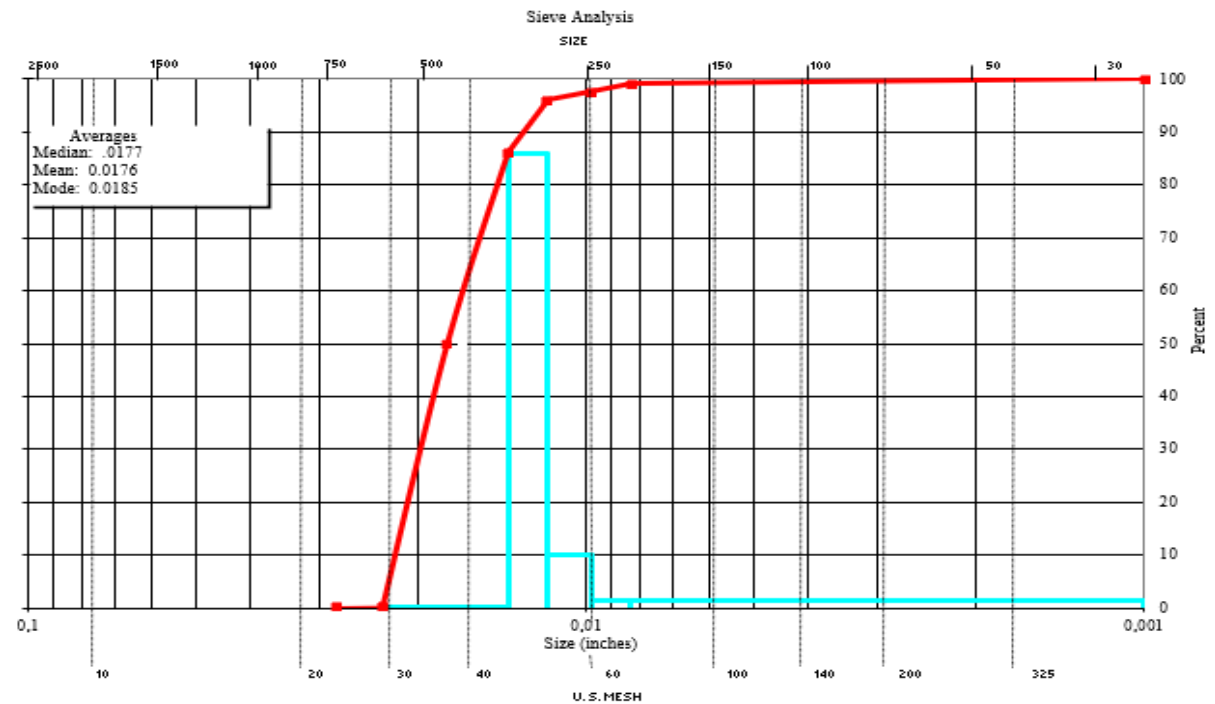
Malla	Abertura (in)	Peso (g)	Porcentaje	Porcentaje acumulado
25	0,0280	0,020	0,020%	0,020%
30	0,0232	0,105	0,125%	0,125%
45	0,0138	85,758	85,954%	86,079%
50	0,0117	9,927	9,927%	96,006%
60	0,0098	1,538	1,538%	97,543%
70	0,0083	1,511	1,511%	99,055%
Base	<0,0083	0,945	0,945%	100,000%

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados de la prueba de granulometría para la arena de formación, obteniendo el peso retenido en cada malla.

Con los resultados obtenidos, se realiza la curva granulométrica de la arena 30/50, graficando la malla vs el porcentaje acumulado.

Figura 16.

Gráfico granulometría Malla vs Porcentaje acumulado arena 30/50



Nota. El gráfico muestra la curva granulométrica para la muestra de arena 30/50.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa una distribución en los tamices, con mayor porcentaje en la malla 45 y 50, con un porcentaje acumulado del 96% de la muestra.

El coeficiente de uniformidad se define como la relación entre el tamaño de grano al nivel acumulativo correspondiente al 40% del gráfico del análisis de Sieve y el tamaño de grano al nivel acumulativo correspondiente al 90% del mismo gráfico: $CU = D_{40} / D_{90}$. Si el coeficiente de uniformidad es menor a 3 la arena es considerada como uniforme, entre 3 y 5 se considera no uniforme y si es mayor a 5 es considerada altamente desigual. [21]

En base al gráfico 1 del análisis de Sieve, se determina que el valor $D_{40} = 0,0188$ in y $D_{90} = 0,0130$ in.

$$CU = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{0,0188}{0,0130}$$

$$CU = 1,4462$$

El coeficiente de uniformidad (D_{40} / D_{90}) es igual 1,4462 al ser inferior a 3 este valor, se determina que es una muestra de arena uniforme, debido a que la mayor parte de la muestra corresponde a una malla y por ende corresponde a un mismo diámetro. Por lo anterior, se puede decir que es heterogénea, en razón que como se observa en los rectángulos azules de la gráfica 1, hay un cambio abrupto en su altura, que corresponde a la malla 45, dónde se encuentra aproximadamente el 86% de la muestra.

Según la Tabla de clasificación de suelos según norma AASTHO y aplicación de Roadtec, la muestra de arena 30/50 pertenece al tipo de suelo de arenas finas, en razón a que más del 51% de la muestra se encuentra en la apertura de malla 45 y menos del 10% quedó en la base, es decir, para una apertura de malla de diámetro menor a la número 70.

La siguiente muestra analizada mediante granulometría, corresponde a una arena de formación tomada durante perforación a un intervalo de 7400 – 7440 pies y pertenece a un pozo de desarrollo ubicado en la Cuenca del Magdalena Inferior.

Tabla 8.*Resultados de granulometría de la arena de formación*

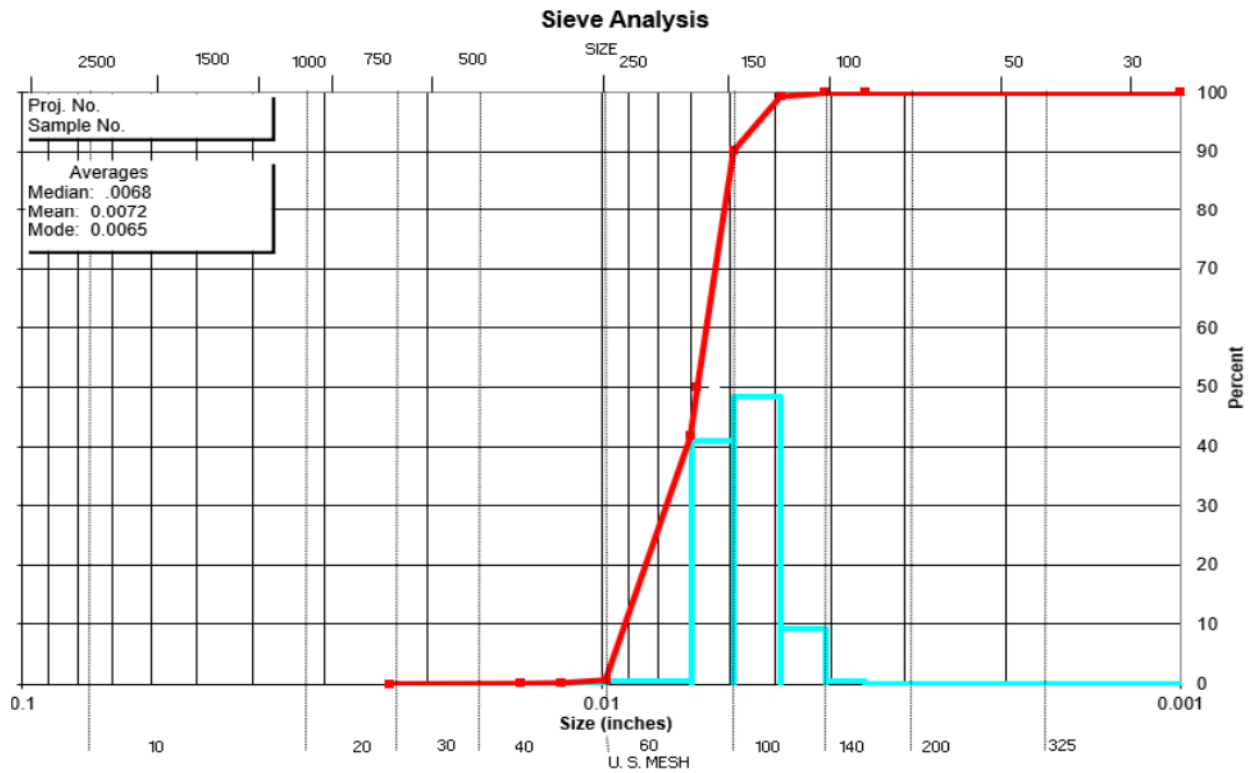
Malla	Abertura (in)	Peso (g)	Porcentaje	Porcentaje acumulado
30	0,0232	0,03	0,03%	0,03%
45	0,0138	0,07	0,07%	0,10%
50	0,0117	0,10	0,10%	0,19%
60	0,0098	0,50	0,50%	0,69%
80	0,0070	40,82	41,01%	41,71%
100	0,0059	48,28	48,51%	90,21%
120	0,0049	9,12	9,16%	99,21%
140	0,0041	0,62	0,62%	100,00%
170	0,0035	0,00	0,00%	100,00%
Base	<0,0035	0,00	0,00%	100,00%

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados de la prueba de granulometría para la arena de formación, obteniendo el peso retenido en cada malla.

Con los resultados obtenidos, se realiza la curva granulométrica de la arena de formación, graficando la malla vs el porcentaje acumulado.

Figura 17.

Gráfico granulometría Malla vs Porcentaje acumulado arena de formación



Nota. El gráfico muestra la curva granulométrica para la muestra de arena de formación.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa una distribución heterogénea en los tamices, con mayor porcentaje en las mallas 80 y 100, con el 99,38% de la muestra de arena.

En base al gráfico 2 del análisis de Sieve, se determina que el valor $D_{40} = 0,0071$ in y $D_{90} = 0,0059$ in.

$$CU = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{0,0071}{0,0059}$$

$$CU = 1,2034$$

El coeficiente de uniformidad (D_{40}/D_{90}) es igual 1,2034 al ser inferior a 3 este valor, se determina que es una muestra de arena uniforme, debido a que la mayor parte de la muestra corresponde a dos mallas. Por lo anterior, se puede decir que es heterogénea, en razón que como se observa en los rectángulos azules de la gráfica 1, hay un cambio abrupto en su altura, que corresponde a las mallas 80 y 100, dónde se encuentra aproximadamente el 99% de la muestra.

3.2 Prueba de estabilización de finos

Figura 18.

Celda de latón



Nota. La siguiente figura muestra la celda de latón en la que se arma el núcleo con la arena de formación.

Figura 19.

Vista superior del núcleo dentro de la celda de latón



Nota. La siguiente figura muestra la vista superior de la celda de latón destapada, en la que se observa la consolidación del núcleo.

Figura 20.

Núcleo consolidado



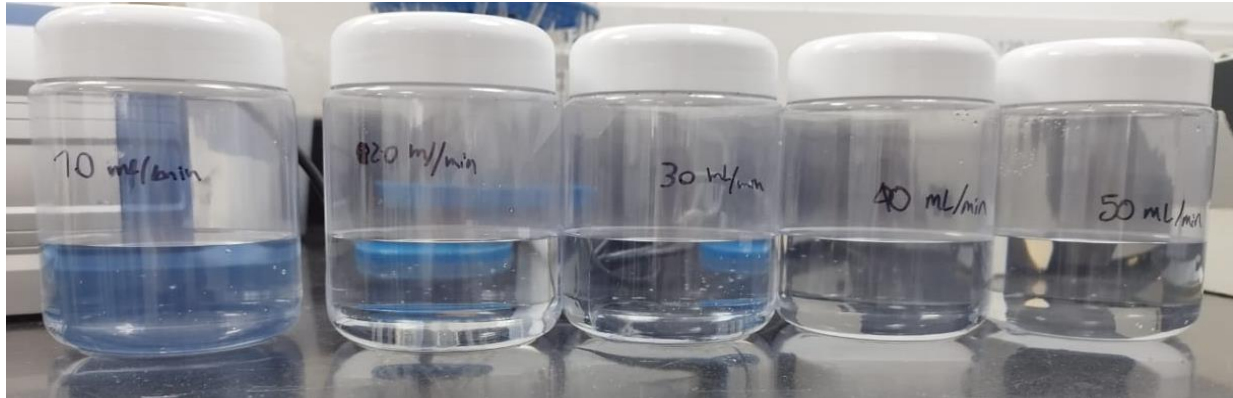
Nota. La siguiente figura muestra el núcleo con la arena de formación, ya consolidado por el tratamiento de resina con activación por pH.

Para la prueba de estabilización de finos se tomaron muestras a caudales de 10, 20, 30, 40 y 50 mL/min que es el caudal máximo que ofrece la bomba. Como se menciona anteriormente, se realiza primero la validación del método con la resina como tratamiento de consolidación de arena in situ, para esto, se emplea en la construcción del núcleo arena 30/50 y posteriormente se repite el procedimiento con la arena de formación, que corresponde a un pozo ubicado en la Cuenca del Magdalena Inferior.

A las muestras tomadas se le realizó una prueba de turbidez, en razón a que esta prueba indica la presencia de partículas suspendidas, mediante una luz que pasa a través de la muestra en el turbidímetro y cuantifica la concentración de estas partículas que se encuentran en la muestra, como lo es el caso de finos que hayan sido arrastrados. Por lo tanto, se toman antes y después del proceso de consolidación con resina, a fin de observar si se disminuyen la cantidad de finos arrastrados luego de aplicar el tratamiento.

Figura 21.

Prueba de Turbidez Pre-Consolidación a caudales 10, 20, 30, 40, 50 mL/min



Nota. En la siguiente figura se observan las muestras Pre-Consolidación tomadas para medición de turbidez a caudales de 10, 20, 30, 40 y 50 mL/min, con un volumen de 225 mL cada muestra.

Tabla 9.

Resultados prueba de turbidez Pre-Consolidación con arena 30/50

Caudal (mL/min)	NTUs
10	0,36
20	0,7
30	1,31
40	1,54
50	1,98

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados obtenidos con el turbidímetro para las muestras Pre-Consolidación con arena 30/50 tomadas a diferentes caudales.

Tabla 10.

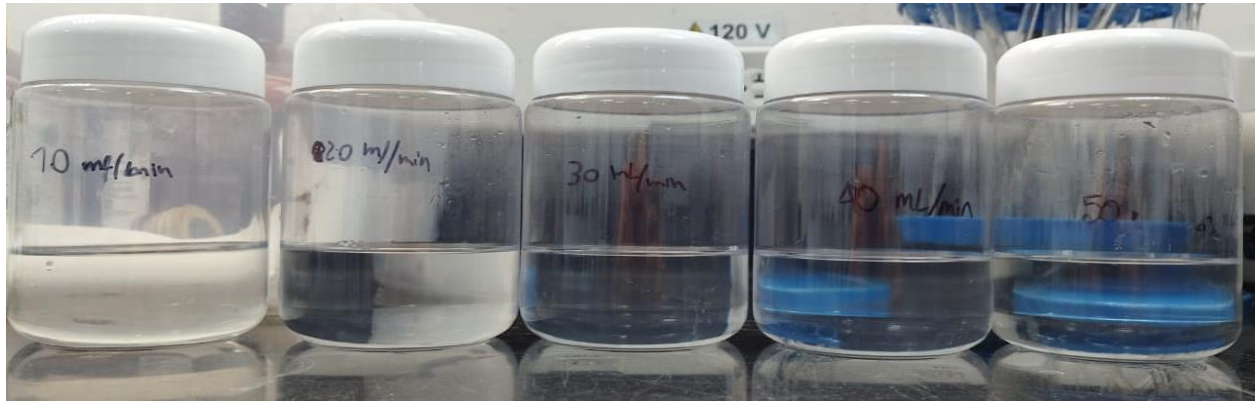
Resultados prueba de turbidez Pre-Consolidación con arena de formación

Caudal (mL/min)	NTUs
10	2,82
20	3,24
40	5,37
50	7,21

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados obtenidos con el turbidímetro para las muestras Pre-Consolidación con arena de formación tomadas a diferentes caudales.

Figura 22.

Prueba de Turbidez Post-Consolidación a caudales 10, 20, 30, 40, 50 mL/min



Nota. En la siguiente figura se observan las muestras Post-Consolidación tomadas para medición de turbidez a caudales de 10, 20, 30, 40 y 50 mL/min, con un volumen de 225 mL cada muestra.

Tabla 11.

Resultados prueba de turbidez Post-Consolidación con arena 30/50

Caudal (mL/min)	NTUs
10	0,17
20	0,85
30	0,73
40	0,62
50	0,20

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados obtenidos con el turbidímetro para las muestras Post-Consolidación con arena 30/50 tomadas a diferentes caudales.

Tabla 12.

Resultados prueba de turbidez Post-Consolidación con arena de formación

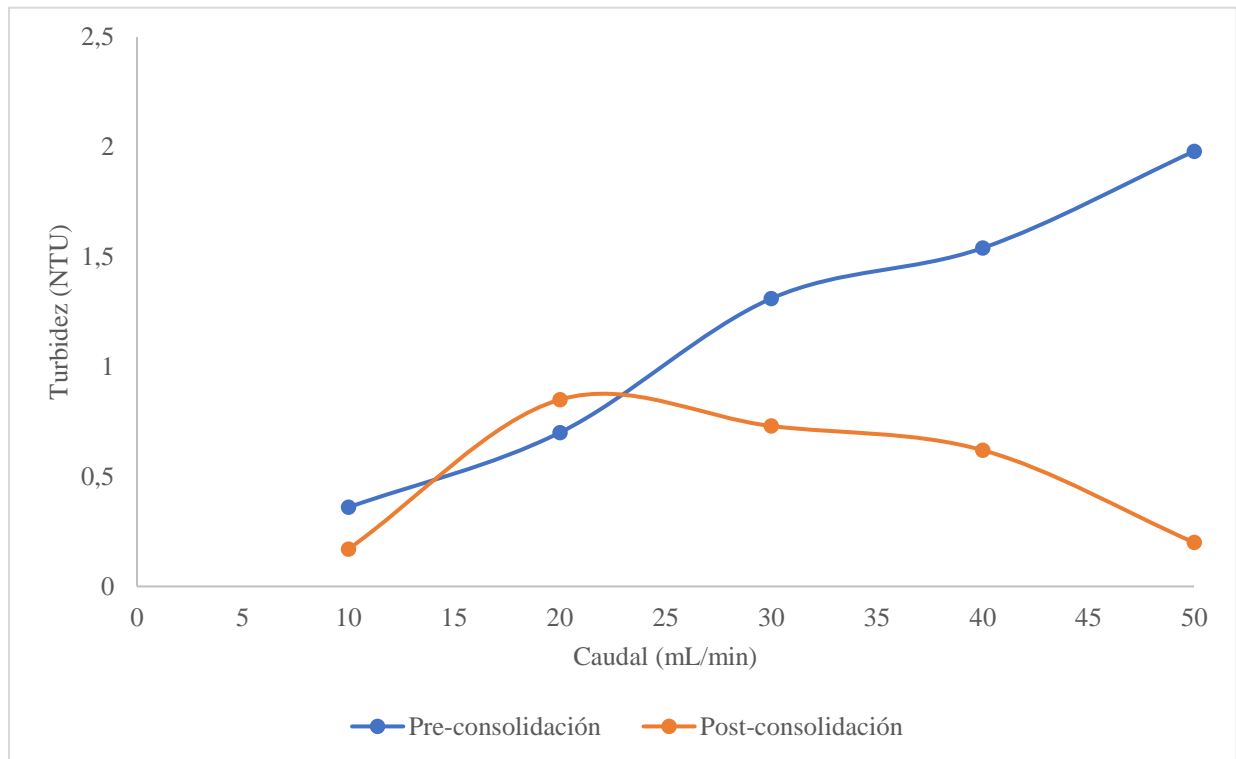
Caudal (mL/min)	NTUs
10	0,10
20	0,10
40	0,12
50	0,10

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados obtenidos con el turbidímetro para las muestras Post-Consolidación con arena de formación tomadas a diferentes caudales.

Los resultados obtenidos de la prueba de turbidez se grafican en un mismo gráfico para así observar y comparar su comportamiento.

Figura 23.

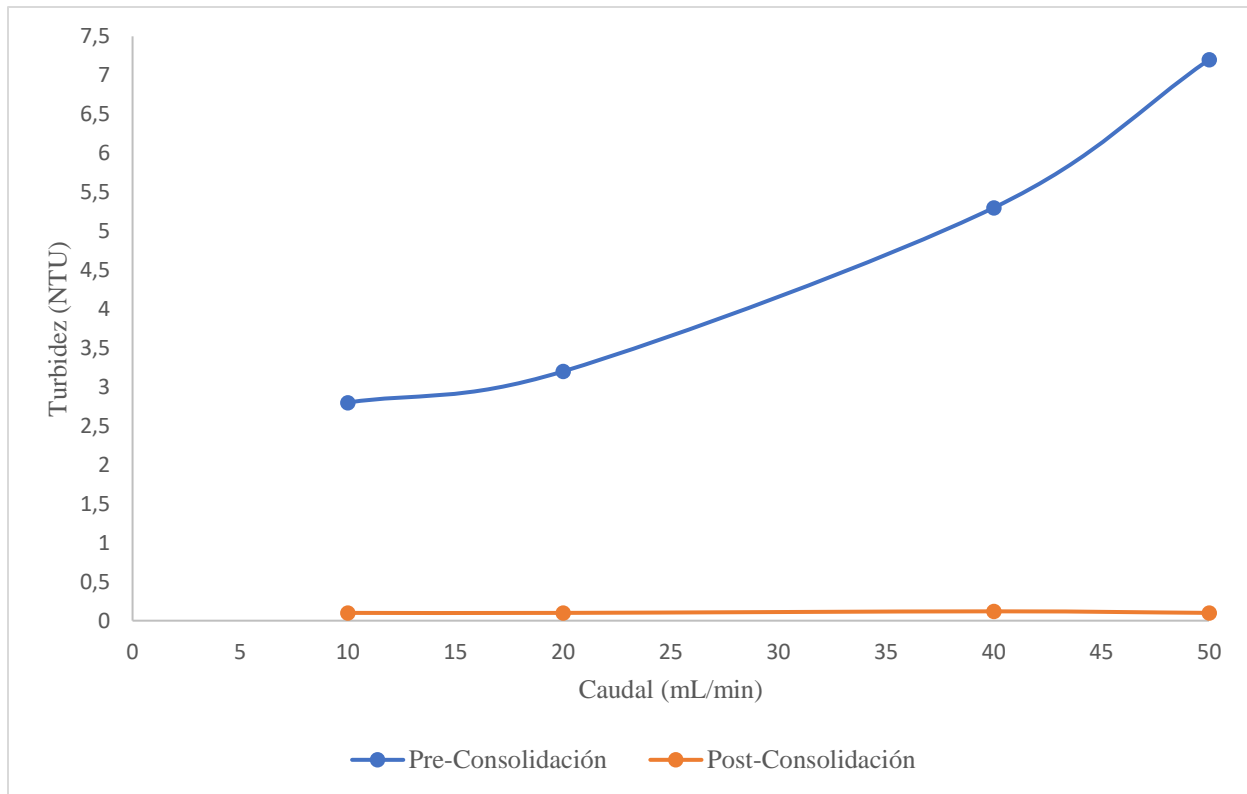
Gráfico Caudal vs Turbidez con arena 30/50



Nota. El gráfico muestra los resultados de la turbidez de las muestras Pre y Post-Consolidación con arena 30/50 tomadas a diferentes caudales.

Figura 24.

Gráfico Caudal vs Turbidez con arena de formación



Nota. El gráfico muestra los resultados de la turbidez de las muestras Pre y Post-Consolidación con arena de formación tomadas a diferentes caudales.

En los resultados de la prueba de turbidez se puede evidenciar que, en la etapa de Pre-Consolidación la producción de finos es directamente proporcional al caudal de producción. Sin embargo, al aplicar el tratamiento de resina en la etapa de Post-Consolidación, se observa en la gráfica 3 un incremento en el valor de turbidez para el caudal de 20 mL/min, siendo este valor mayor al obtenido en la etapa de Pre-Consolidación, esto se atribuye a la salida del remanente de la salmuera NaCl al 15% con surfactante en las tuberías que terminó de salir gracias al incremento del caudal, mientras que, en el máximo caudal trabajado, que corresponde a 50 mL/min, se observa una disminución del 90% respecto a la etapa de Pre-Consolidación.

Con base a lo anteriormente expuesto, las medidas de turbidez del fluido como indicador de los finos recogidos en cada caudal en la etapa de Post-Consolidación, indica que el tratamiento de resina activado por pH es capaz de controlar eficazmente la producción de finos, mostrando una

mejora significativa en términos de control de finos en comparación con los datos de Pre-Consolidación.

3.2.1 Resumen de resultados

Tabla 13.

Resumen de resultados de la prueba de estabilización de finos

	Arena 30/50		Arena de formación	
	Pre-Consolidación	Post-Consolidación	Pre-Consolidación	Post-Consolidación
Caudal (mL/min)	NTUs	NTUs	NTUs	NTUs
10	0,36	0,17	2,82	0,10
20	0,7	0,85	3,24	0,10
30	1,31	0,73		
40	1,54	0,62	5,37	0,12
50	1,98	0,2	7,21	0,10

Nota. En esta tabla se evidencia el consolidado de los resultados de la prueba de estabilización de finos para las etapas de Pre y Post-Consolidación con la arena 30/50 y la arena de formación.

3.3 Prueba de permeabilidad

Para conocer la permeabilidad Pre y Post – Consolidación, se realiza el procedimiento de acuerdo con el diagrama de flujo que se observa en la figura 14. Se tomaron las dimensiones de la celda de latón, con el fin de calcular la permeabilidad mediante el diferencial de presión a diferentes caudales.

Tabla 14.

Dimensiones de la celda de latón

Longitud (cm)	Diámetro (cm)
12,83	3,38

Nota. En esta tabla se evidencia la longitud y el diámetro de la celda de latón, tomado con el calibrador pie de rey.

Tabla 15.*Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Pre-Consolidación con arena 30/50*

Delta P	Caudal (mL/min)	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)
0,06	5	0,8	23.383,51
0,12	10	0,8	23.383,51

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados de la permeabilidad obtenida en la etapa de Pre-Consolidación con arena 30/50 mediante el diferencial de presión a diferentes caudales.

Tabla 16.*Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Post-Consolidación con arena 30/50*

Delta P	Caudal (mL/min)	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)
0,08	5	0,8	17.537,63
0,16	10	0,8	17.537,63

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados de la permeabilidad obtenida en la etapa de Post-Consolidación con arena 30/50 mediante el diferencial de presión a diferentes caudales.

Tabla 17.*Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Pre-Consolidación con arena de formación*

Delta P	Caudal (mL/min)	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)
0,06	5	0,8	10.290
0,12	10	0,8	10.290

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados de la permeabilidad obtenida en la etapa de Pre-Consolidación con arena de formación mediante el diferencial de presión a diferentes caudales.

Tabla 18.*Permeabilidad obtenida por diferencia de presiones Post-Consolidación con arena de formación*

Delta P	Caudal (mL/min)	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)
0,08	5	0,8	7.700
0,16	10	0,8	7.700

Nota. En esta tabla se evidencian los resultados de la permeabilidad obtenida en la etapa de Post-Consolidación con arena de formación mediante el diferencial de presión a diferentes caudales.

Las permeabilidades que se observan en las tablas 15, 16, 17 y 18, se mantienen constantes pese al cambio de caudal, y se hallaron mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Permeabilidad

$$K = \frac{245.3 * Q * \mu * L_{celda}}{\Delta P * A}$$

Donde:

K es permeabilidad, mD

Q es caudal, mL/min

μ es viscosidad, cP

L_{celda} es la longitud de la celda, cm

ΔP es el diferencial de presiones

A es el área de la celda

Con los valores de permeabilidad obtenidos para el núcleo formado con arena 30/50 en las diferentes etapas, se observa que la permeabilidad inicial es de 23.383,51 mD, correspondiente a la Pre-Consolidación y la permeabilidad final es de 17.537,63 mD, correspondiente a la Post-Consolidación.

Asimismo, con los valores de permeabilidad obtenidos para el núcleo formado con arena de formación en las diferentes etapas, se observa que la permeabilidad inicial es de 10.290 mD, correspondiente a la Pre-Consolidación y la permeabilidad final es de 7.700 mD, correspondiente a la Post-Consolidación.

De acuerdo con los valores mencionados anteriormente, se puede calcular la permeabilidad retenida y perdida de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

Ecuación 4. Permeabilidad retenida

$$K_{retenida} = \frac{K_{final} \times 100\%}{K_{inicial}}$$

Con arena 30/50:

$$K_{retenida} = \frac{17.537,63 \text{ mD} \times 100\%}{23.383,51 \text{ mD}}$$

$$K_{retenida} = 75\%$$

Con arena de formación:

$$K_{retenida} = \frac{7.700 \text{ mD} \times 100\%}{10.290 \text{ mD}}$$

$$K_{retenida} = 75\%$$

Ecuación 5. Permeabilidad perdida

$$K_{perdida} = 100\% - K_{retenida}$$

Con arena 30/50:

$$K_{perdida} = 100\% - 75\%$$

$$K_{perdida} = 25\%$$

Con arena de formación:

$$K_{perdida} = 100\% - 75\%$$

$$K_{perdida} = 25\%$$

La permeabilidad retenida para el núcleo que se armó con arena 30/50 para la validación del método de implementación del tratamiento es del 75%, es decir, se obtuvo una pérdida de del 25%; y la permeabilidad retenida para el núcleo que se armó con arena de formación es del 75%, es decir, se obtuvo una pérdida del 25%, los porcentajes obtenidos fueron los mismos para ambos casos.

La pérdida de permeabilidad se debe a que la resina penetra en los espacios porosos, es decir, ocupa espacio poral, adhiriéndose a la superficie de la arena, formando una película que permanece adherida durante la producción del pozo. Esta adherencia es la que ayuda a atrapar o encapsular los finos y otras partículas en la superficie de la roca, de esta manera se evita que los espacios porosos de la matriz de la formación se taponen por la acumulación de finos.

No obstante, la pérdida de permeabilidad que se obtiene por la aplicación de la resina es compensado con la estabilización de finos, en donde como se menciona previamente, por la aplicación del tratamiento se reduce la producción de estos.

Debido a que el tratamiento de consolidación de arena se endurece con un ácido como activador químico, se puede bombear la resina, seguido de un lavado con salmuera para que pueda abarcar

más volumen poroso y de esta manera, llegar a zonas de baja permeabilidad antes de su consolidación.

3.3.1 Resumen de resultados

Tabla 19.

Resumen de resultados de la prueba de estabilización de finos

	Arena 30/50		Arena de formación	
	Pre-Consolidación	Post-Consolidación	Pre-Consolidación	Post-Consolidación
Permeabilidad (mD)	23.384	17.538	10.290	7.700
Permeabilidad retenida		75%		75%
Permeabilidad perdida		25%		25%

Nota. En esta tabla se evidencia el consolidado de los resultados de permeabilidad para las etapas de Pre y Post-Consolidación con la arena 30/50 y la arena de formación.

3.4 Métodos de control de arena

En el momento en que los granos de arena del yacimiento que se encuentran en la zona cercana del pozo están sueltos y son propensos a ser producidos, obstruyen las gargantas de los poros, ocasionando deterioro en la permeabilidad, daño a la formación, pérdida de producción y erosión del equipo de fondo de pozo, para lo cual se utilizan métodos de control de arena que pueden ser mecánicos o químicos.

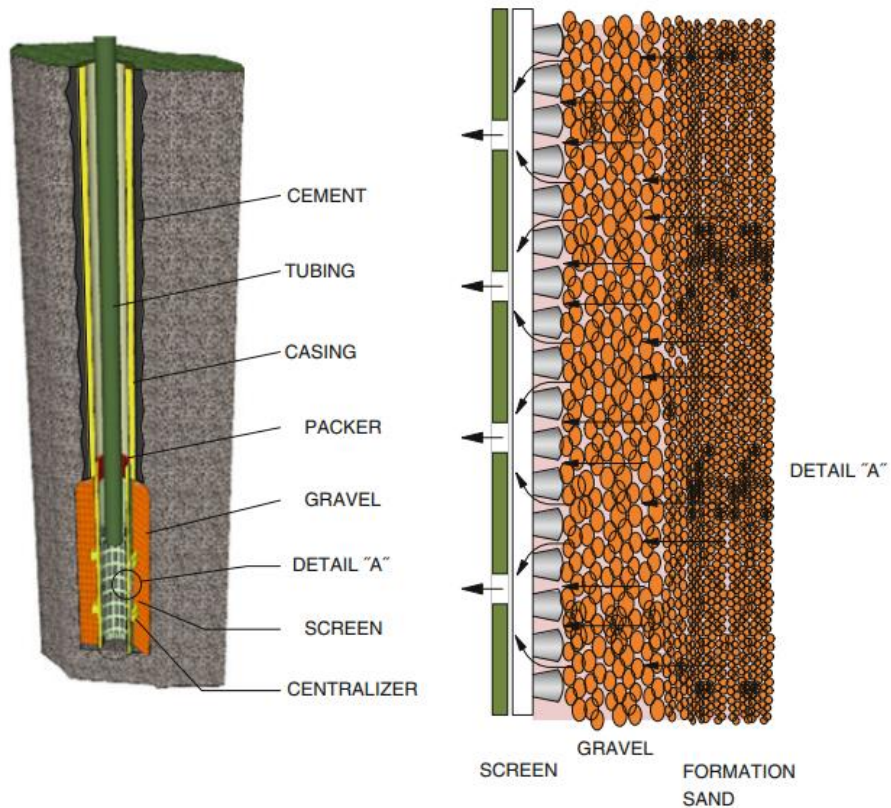
3.4.1 Gravel Pack

Gravel Pack o empaquetamiento de grava es uno de los métodos más utilizados actualmente para control de arena, se puede realizar tanto en aplicaciones de pozo entubado/perforado como de pozo abierto. El propósito del empaque de arena o apuntalante es erradicar cualquier espacio anular entre el diámetro exterior de la malla y el diámetro interior de la tubería de revestimiento/agujero abierto y es la principal barrera de control de arena. Además, en las aplicaciones de tubo entubado, los túneles de perforación se rellenan con la arena de relleno altamente permeable, que a su vez soportan la estructura del túnel de perforación. [23] Las mallas metálicas se utilizan con un Gravel Pack o un Frac Pack, siendo su función únicamente la de retener la grava o el apuntalante.

Los pozos antiguos que producen arena pueden ser candidatos para este tipo de tratamiento. Para estos sistemas se pueden colocar un paquete a presión de arena graduada que pueden colocarse más allá de la tubería de revestimiento con el efecto de volver a tensar y estabilizar la formación. [22]

Figura 25.

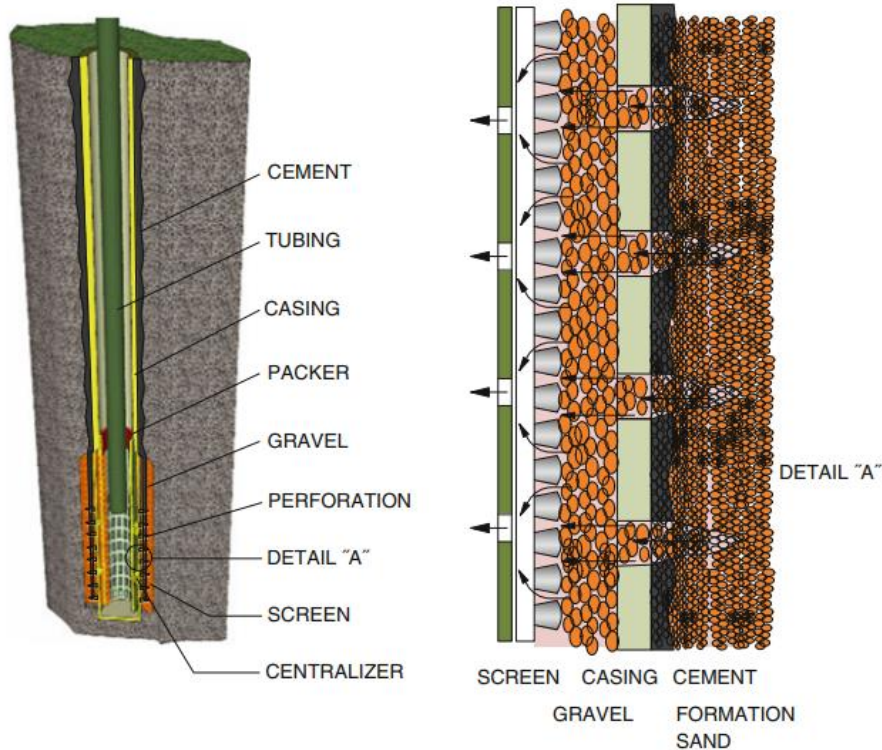
Revestimiento de malla o ranurado y empacamiento de grava colocados en agujero abierto y poco profundo



Nota. En la siguiente figura se observa la acomodación del Gravel Pack con mallas en agujero abierto y poco profundo. Tomado de: Sand Control in Well Construction and Operation. University of Zagreb, 2012. [En línea]. [Acceso: may. 10, 2023]. Disponible en: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25614-1#:~:text=Sand%20control%20problems%20in%20wells,from%20reservoir%20to%20well%20bore>

Figura 26.

Revestimiento de malla o ranurado y empacamiento de grava colocados en tubo perforado



Nota. En la siguiente figura se observa la acomodación del Gravel Pack con mallas en tubo perforado. Tomado de: Sand Control in Well Construction and Operation. University of Zagreb, 2012. [En línea]. [Acceso: may. 10, 2023]. Disponible en: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25614-1#:~:text=Sand%20control%20problems%20in%20wells,from%20reservoir%20to%20well%20bore>

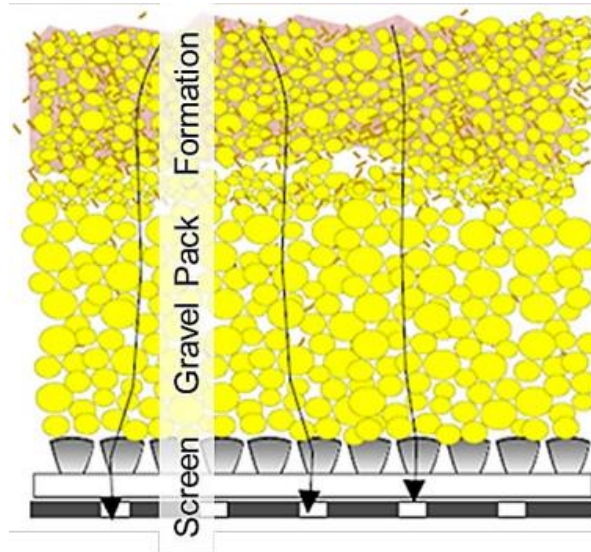
El calibre o micra del tamiz de malla metálica debe ser del 60-80% de tamaño de la partícula de grava más pequeña. El éxito de un relleno de Gravel Pack depende de que el relleno completo del anillo alrededor de la criba, en caso de no rellenarse correctamente, la arena de la formación puede pasar a través del screen que esta dimensionado para retener la malla. [23]

No obstante, las grandes fugas de fluido, colapso de la formación, grandes derrumbes, entre otros, son algunas de las diversas razones por las que puede no producirse un empaquetamiento completo.

Este sistema también se puede implementar en pozos horizontales, convirtiéndose en un método de completamiento popular, gracias a su eficacia probada ya que proporciona un método fiable para mantener y controlar la presión contra la torta de filtración de la formación para evitar el colapso del pozo. [24]

Figura 27.

Control de arena con Gravel Pack



Nota. En la siguiente figura se observa cómo se utiliza el Gravel Pack con mallas metálicas. Tomado de: An introduction to Sand Control. Halliburton, 2021. [En línea]. [Acceso: may. 3, 2023]

3.4.2 Mallas

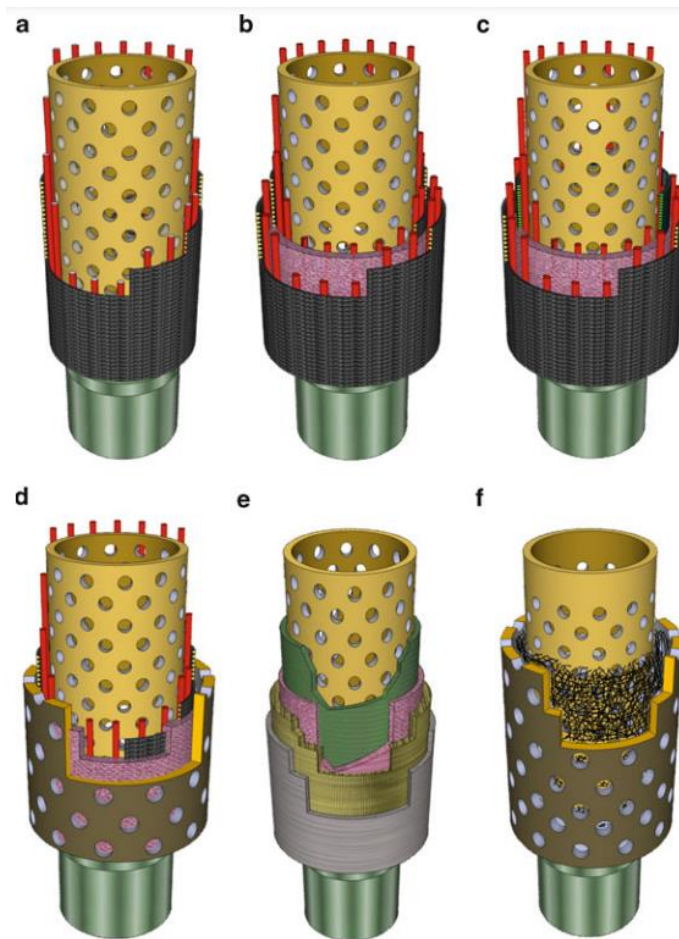
La sencillez y el bajo costo de la instalación de mallas independientes son una de las razones por las que se utilizan en todo el mundo. Se instalan en el interior de la sección abierta del pozo, estas terminaciones incorporan diferentes tipos de mallas (tales como envueltas en alambre, preempaquetadas, premium, de arena expandibles, entre otros), empaquetadores inflables e hinchables, dispositivos de control de flujo de entrada y otras herramientas especialmente diseñadas. [22]

Las mallas como mecanismo de control de arena, consta de una espiral de alambre de acero inoxidable enrollado alrededor de una estructura de geometría cilíndrica, la cual, genera estabilidad

a la malla. Las mallas disponen de diferente rango de tamaño y su selección depende de las especificaciones del pozo y la geometría de grano (Arena y Finos) de la formación para una correcta eficiencia de retención. [38]

Figura 28.

Algunos tipos de mallas



Nota. En la siguiente figura se observan algunos tipos de malla: a). Malla envuelta en alambre, b). Malla preempaquetada de doble capa, c). Malla preempaquetada de un solo alambre, d). Malla preempaquetada de doble capa con una micro, e). Malla premium, f). Malla envuelta en lana. Tomado de: Sand Control in Well Construction and Operation. University of Zagreb, 2012. [En línea]. [Acceso: may. 10, 2023]. Disponible en: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25614-1#:~:text=Sand%20control%20problems%20in%20wells,from%20reservoir%20to%20well%20bore>

En el momento de elegir el tipo de malla junto con sus dimensiones, se debe tener en cuenta la fuerza y resistencia a los daños, el tamaño de la abertura, la resistencia al taponamiento y a la erosión, las pruebas de laboratorio con muestras de arena de formación, la resistencia a la corrosión y la experiencia en trabajos previos. Todas las piezas de las mallas están fabricadas con materiales altamente resistentes a la corrosión y el área total de flujo dependerá de la anchura de la ranura, el grosor del alambre y la longitud de la malla. [22]

Las mallas se usan frecuentemente como complemento del empaque con grava (Medio Filtrante) cuyo objetivo es retener los granos de la formación de menor diámetro. La grava actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación y a su vez la malla filtra los granos de la formación de mayor diámetro. Se aplica en zonas donde la utilización del empaque con grava es compleja, es decir, pozos desviados, pozos horizontales, zonas largas y formaciones heterogéneas. [39]

Respecto a la productividad inicial de la malla, generalmente es buena, sin embargo, muchas fallas de pozos se han registrado como consecuencia del taponamiento de las mallas y, por ende, declinación de la producción. Si la rejilla no se encuentra protegida es probable que se tapone con finos de la formación durante el proceso de formación del puente de arena. [40]

Dentro de sus ventajas se encuentra que sus aberturas son más pequeñas y presentan un área de flujo mayor que los tubos ranurados, sin embargo, si el puente formado no es estable y se fractura, la malla puede obstruirse con el tiempo debido a la redistribución de la arena de formación, además, en pozos con alta tasa de producción aumenta la probabilidad de que ocurra una falla de malla por erosión antes de que se forme el puenteo, finalmente, su aplicación únicamente se da para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o nula arcilla y finos. [41]

3.4.3 Resinas

Las resinas hacen parte de la consolidación química de los granos, este método puede parecer exigente o complicado, pero es bastante efectivo para el control de arena. A fin de aplicar con eficacia los productos químicos para la consolidación, se requiere amplia experiencia en el campo. Existen dos tipos de activación de las resinas como tratamiento químico, activadas por pH mediante un ácido o térmicamente.

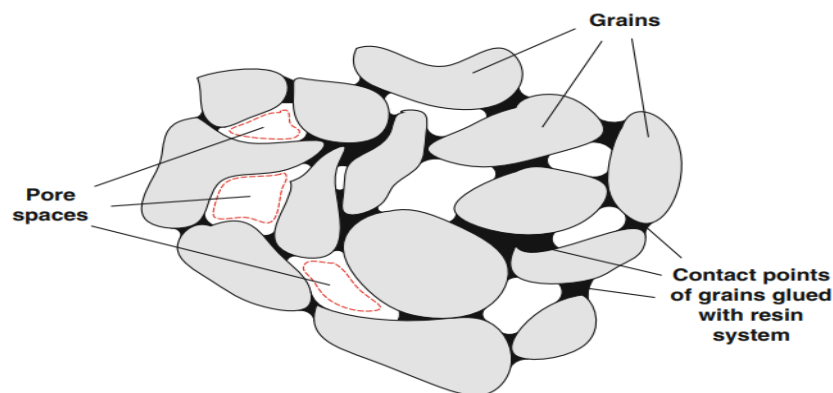
La ejecución del tratamiento de consolidación se divide en distintas etapas, siendo estas: limpieza del depósito y eliminación de agua, bombeo del tratamiento y sobre lavado de materiales en exceso. [22]

En razón a que los problemas de arenado aparecen en formaciones no consolidadas propensas a producir arena, donde las fuerzas de grano a grano no son suficientes para mantener la resistencia de la formación, existe como opción, consolidar estas formaciones con tratamientos químicos, tales como, productos químicos a base de polímeros, también conocidos como resinas, u otros productos químicos como organosilanos y encimas derivadas, también conocidas como precipitación de carbonatos. [22]

Este proyecto se centra en la consolidación de arena a base de polímeros, que consiste en bombear resinas orgánicas polimerizadas dentro de la zona cercana al pozo cuando los empaques de grava no funcionan bien, para posteriormente bombear ácido que funciona como activador de esta resina para endurecerla. Es importante tener en cuenta que se deben consolidar los granos de arena sin dañar el yacimiento al disminuir la permeabilidad al petróleo, lo cual ocurre debido a la humectabilidad de la resina que ocupa los poros. Por lo anterior, es crucial tener presente que el exceso de resina se debe desplazar de los espacios porosos con fluido de sobrellenado.

Figura 29.

Puntos de contacto de los granos luego del tratamiento de consolidación con resina



Nota. En la siguiente figura se observan los espacios porosos y los granos de arena unidos con resina, aumentando su resistencia a la compresión. Tomado de: D. Matanovic, M. Cikes, B. Moslavac. "Sand Control in Well Construction and Operation". [En línea]. [Acceso: may. 3, 2023] Disponible en: [https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25614-](https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25614-1#:~:text=Sand%20control%20problems%20in%20wells,from%20reservoir%20to%20well%20bore)

1#:~:text=Sand%20control%20problems%20in%20wells,from%20reservoir%20to%20well%20bore

Las resinas son polímeros orgánicos no cristalinos, sólidos, de duros a blandos, quebradizos en estado sólido. La distribución de la masa molecular de las resinas de los polímeros es muy estrecha. La naturaleza inflamable de las resinas requiere una mayor precaución al momento de su manipulación y tratamiento. Generalmente, las resinas son materias primas para composiciones curables de moldeo, adhesivos y revestimientos de la industria petrolera. [22]

El proceso de curado está relacionado con la transformación de la resina de estado líquido a sólido, donde los monómeros se unen en grupos hasta que se crea una red formando una masa. A medida que los grupos se vuelven más y más grandes, su movimiento se restringe. Luego de alcanzar un punto de gelificación, las agrupaciones dejan de moverse debido a la elevada viscosidad del sistema y las fuerzas de fricción generadas. En caso de que la resina no se coloque de manera adecuada dentro de la zona cercana al pozo antes de alcanzar el punto de gelificación, no es posible bombearla y exprimirla más adelante. [22]

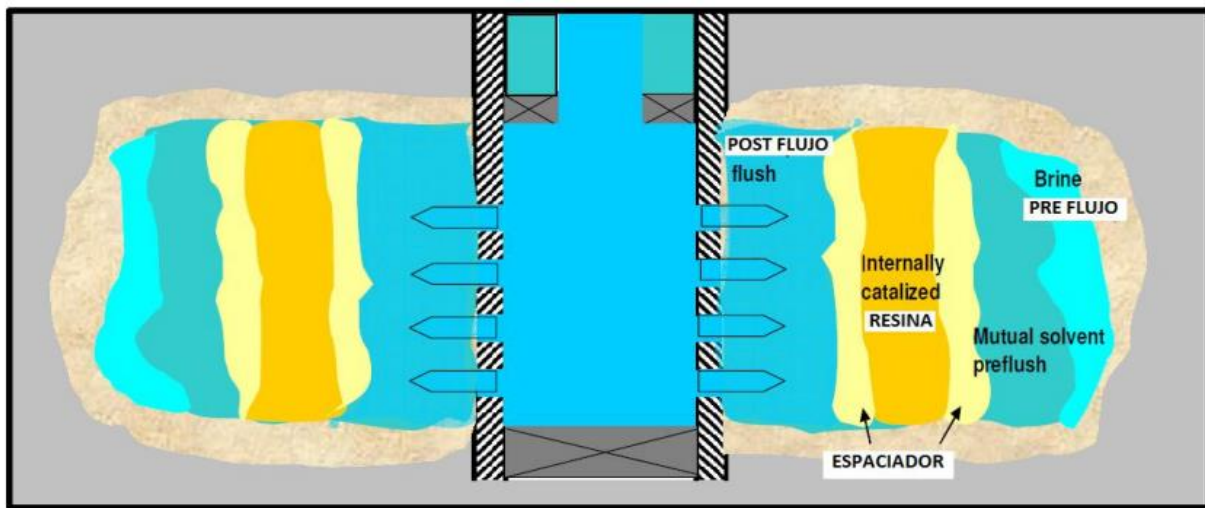
La viscosidad de la resina debe ser moderada para poderla bombear mediante todas las restricciones sin tener pérdidas de presión excesivas y poderla desplazar con fluido de sobre lavado para que pueda ocupar un mayor espacio areal. La resina debe humedecer los sólidos de formación para que de esta forma se puedan unir en ciertos puntos para no ocupar en exceso los espacios porosos dando un tiempo de paro, según lo indique la ficha técnica del producto, para permitir que la formación o arena tratada pueda curarse y obtener fuerza suficiente para lograr su consolidación.

Asimismo, se debe tener una buena resistencia a la compresión para de esta manera evitar el movimiento de los finos de la arena, como también se debe realizar un prelavado con aditivos que ayuden a mejorar la afinidad de la resina con la formación, de esta manera mejorar su proceso de consolidación e incluso una correcta colocación.

La principal ventaja que tiene este sistema de consolidación en comparación con aquellos que requieren etapas separadas para el bombeo de fluido de consolidación y catalizador, es su mayor eficiencia por su ubicación in situ. Sin embargo, no es recomendable para formaciones de baja permeabilidad, en razón a que han demostrado un nivel muy bajo de recuperación de esta propiedad.

Figura 30.

Fluidos inyectados en tratamiento químico para control de arena

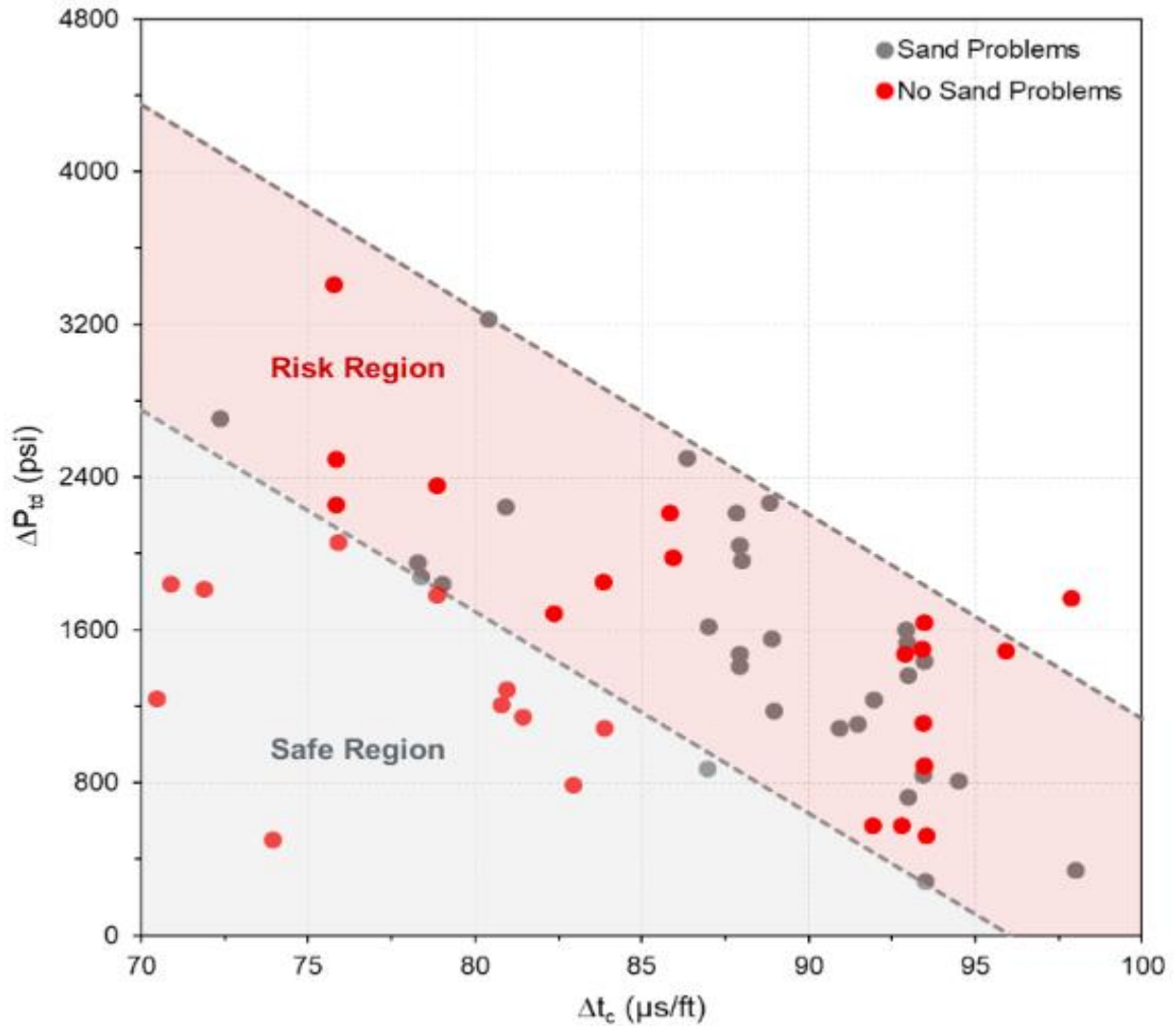


Nota. En la siguiente figura se observan los fluidos inyectados a la formación para la resina como tratamiento químico para control de arena. Tomado de: “Estudio de la aplicación de resinas fenólicas para controlar la producción de arena de la formación “M-1” en el campo Tarapoa”. Universidad Tecnológica Equinoccial, 2012. [En línea]. [Acceso: may. 3, 2023]. Disponible en: https://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5217/1/52923_1.pdf

3.5 Aplicación de resinas como tratamiento de consolidación de arena in situ

Figura 31.

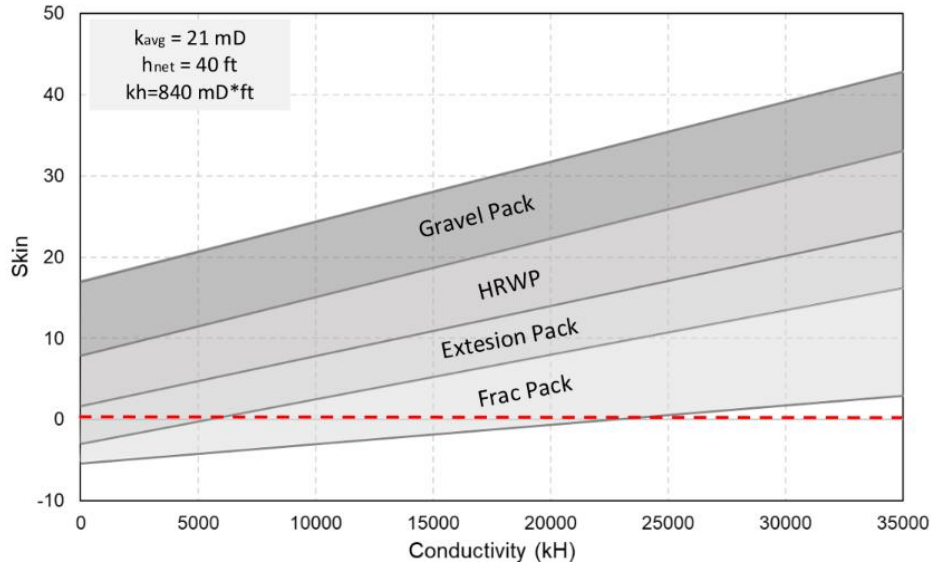
Disminución total (ΔP_{td}) frente al tiempo transitorio para el intervalo con y sin problemas de arena.



Nota. En la siguiente figura se evidencia la distribución total frente al tiempo transitorio para el intervalo con y sin problemas de arena, clasificado en región segura y de riesgo, de acuerdo a los valores de presión y tiempo. Tomado de: Sand Production Prediction Review: Developing an Integrated Approach. OnePetro, 1991. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 32.

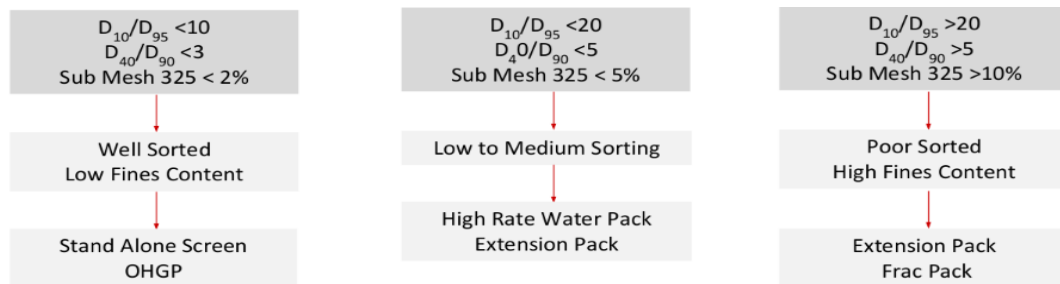
Opciones típicas para control de arenas



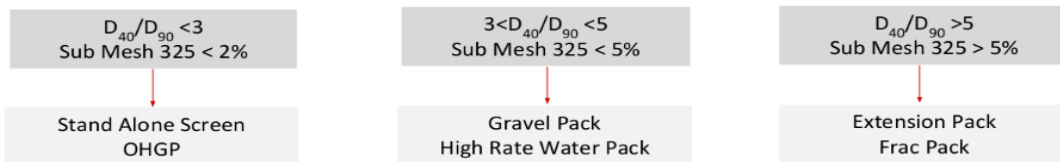
Nota. En la siguiente figura se evidencian los criterios para la selección de un sistema de control de arena mecánico de acuerdo con el daño de la formación y su conductividad. Tomado de: New Criteria for Gravel Screen Selection for Sand Control. OnePetro, 1998. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 33.

Criterio Tiffin y King



Saucier Criteria



Nota. En la siguiente figura se evidencian los criterios para la selección de un sistema de control de arena mecánico de acuerdo con la relación del peso acumulado en determinados tamices. Tomado de: New Criteria for Gravel Screen Selection for Sand Control. OnePetro, 1998. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

De acuerdo con la figura anterior, se evidencian los criterios para la selección de un sistema de control de arena tipo mecánico, estos criterios se basan en la relación del peso acumulado en el diámetro de determinadas mallas.

Cuando los valores de las relaciones determinadas no corresponden o no cumplen con los criterios establecidos, se evalúa un sistema de control de arena tipo químico, que está más relacionado a una distribución heterogénea, es decir, cuando los tamaños de partículas de la muestra de arena varían demasiado, en razón a que este tipo de tratamiento no depende de la distribución y genera adhesión sin importar los diferentes tamaños.

En el caso de la resina que se evaluó en este trabajo de investigación, se cataliza externamente cuando se bombea el activador que es un ácido, esta activación por pH provoca un endurecimiento y adhesión de finos de manera casi inmediata cuando el activador toca la resina, una gran ventaja con respecto a las resinas catalizadas internamente por temperatura, que tienen un tiempo de endurecimiento más largo.

Para la aplicación de resinas como tratamiento químico para control de arena, se debe tener en cuenta el estado en el que se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento. Dentro de los factores que ayudan a describir la naturaleza del material de la formación producido y las fuerzas que llegan a ocasionar la falla en su estructura, se encuentran los siguientes: [10]

- Tipo y cantidad de cemento que mantiene la unión entre los granos.
- Fuerzas de presión capilar.
- Presión del fluido en los poros de la roca.
- Fuerzas de fricción existente entre los granos.

Se debe establecer la consolidación de arena del yacimiento, de acuerdo con la cantidad de arena producida, para poder identificar la severidad del problema de arenamiento junto con su impacto económico. En primer lugar, cuando la producción de arena es baja, causa desgaste en los equipos y disminución de la producción para evitar la erosión de estos por altas velocidades. Cuando la producción de arena es media, puede taponar las tuberías, provocando paradas en el pozo. Por último, cuando la producción de arena es alta, deja grandes hoyos en el revestidor, causando inestabilidad al punto de que colapse y se pierda por completo el pozo.

Lo anteriormente mencionado causa grandes impactos económicos y técnicos, por pérdida de producción, equipos, inactividad, entre otros, que puede empeorar con el tiempo en caso de no ser tratado, lo que justifica el uso de tratamientos ya sea mecánicos o químicos para el control de arena.

No obstante, la aplicación de resinas se emplea para formaciones poco consolidadas, cuya producción de arena sea baja o media, para casos donde la producción de arena es alta, se recomienda el uso de mallas junto con Gravel Pack o Frac Pack. Para esto se debe determinar el volumen poroso de la arena, para de esta manera establecer el volumen de aplicación de la resina, el activador y la salmuera con el surfactante que permitirá el correcto uso de este tratamiento y su éxito.

El arenamiento se origina cuando los esfuerzos de arrastre y gradientes de presión son esfuerzos desestabilizadores mayores que la resistencia mecánica de la formación, generando inestabilidad que causa el desprendimiento del material de la formación, siendo este en forma de granos individuales de arena en forma continua, o pedazos enteros de la formación. Cuando el grado de consolidación es bajo, los esfuerzos encargados de provocar la falla son los que se derivan del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz. [10]

Dentro de los estudios a tener en cuenta para determinar la aplicación la resina como tratamiento para control de arena, se encuentran los factores naturales del yacimiento (cementación intergranular, presencia de arcillas hidratables), derivados de la perforación (perforación sobre balance) y del completamiento (mal diseño del mecanismo de control de arena). [10]

La mala cementación intergranular es la causante del aumento de la producción de arena de la formación, en razón a que no cuenta con las fuerzas suficientes para oponerse a las fuerzas de arrastre que se generan por la producción de fluidos, suscitando el desprendimiento y movimiento de los granos de arena.

Asimismo, se debe tener en cuenta el momento de perforación de los pozos y de la zona prospectiva, debido a que el fluido de perforación ocasiona presión en fondo contra la formación por el peso ejercido de la columna hidrostática, en caso de esta presión sea mayor a la de la

formación se genera un diferencial de presión positivo en la columna de lodo, provocando una filtración del lodo mediante las paredes de la formación.

La filtración del lodo a las paredes de la formación contamina la zona productora y causa obstrucción de los canales de flujos y daño a la formación provocando una disminución de la producción de fluidos. [10]

En el transcurso de la producción de los pozos se generan diferentes fuerzas, pero si durante el camino de la formación hacia el pozo se encuentran obstrucciones, se reducirán las áreas de flujo, generando velocidades elevadas en los fluidos producidos que desatará un aumento proporcional de las fuerzas de arrastre. [10]

Para el caso específico de la resina que se empleó en el desarrollo de este trabajo puede aplicarse en un tratamiento de fracturación, de tal forma que permite una producción de hidrocarburos tras la fracturación más temprana que con los agentes de sostén convencionales con o sin revestimiento de resina, favorece la limpieza del fluido de fracturación, elimina el problema de los materiales fibrosos que obstruyen los equipos de superficie, y elimina los problemas de daños en los agentes de sostén recubiertos inherentes a la manipulación y el almacenamiento. Adicionalmente, este producto es aplicable en temperaturas que se encuentren en un rango de 27 a 288°C (80 a 550°F).

La aplicación de la resina se divide en varias etapas:

3.5.1 Acondicionamiento de la perforación

Los túneles de perforación deben estar limpios, para lo cual se deben eliminar partículas no deseadas. Lo anterior, en razón a que las partículas que queden en el interior de las perforaciones se solidificarán con la resina después del tratamiento. Por esto mismo, se deben utilizar fluidos de reacondicionamiento adecuados. Antes del tratamiento se dan condiciones de humedad con agua residual alrededor de los granos.

3.5.2 Prelavado o preflujo

En esta etapa se deben eliminar los fluidos del depósito (específicamente agua) no compatibles con el sistema de resina y que pueden ser capaces de contaminar. Mediante el prelavado, los

disolventes duales desplazan con éxito el agua residual y mantienen la permeabilidad. Este fluido utilizado debe elegirse cuidadosamente en función del tipo de sistema de resina utilizado.

3.5.3 Tratamiento principal

Consiste en algún tipo de resina, disolvente, agente de curado (catalizador) activador y acelerador (opcional). Se emplean diversos sistemas de resina con múltiples aditivos en base a la limpieza de la zona cercana al pozo, la presión, la temperatura y otras propiedades. El fluido de tratamiento principal se bombea hacia los poros por presión capilar.

3.5.4 Sobrelavado o postflujo

El fluido de desplazamiento se utiliza para desplazar toda la resina, exceptuando la residual, en los puntos de contacto de los granos y para controlar el grosor de la película plástica y la resistencia a la compresión. También establece la permeabilidad deseada y el tiempo de curado de la resina, el cual varía si es interna o externamente catalizada.

3.5.5 Proceso de curado

Este proceso se basa en la transformación de la resina de estado líquido a sólido mediante el paso de un activador para el caso de las resinas activadas externamente, donde se bombea un ácido y por el cambio de pH ocurre el proceso de solidificación.

Durante este proceso los monómeros se unen en racimos hasta crear una red que forma una especie de masa. A medida que los clusters se hacen más y más grandes su movimiento se restringe su movimiento. Una vez se alcanza el punto de gelificación, estos clusters dejan de moverse debido a la alta viscosidad del sistema y las fuerzas de fricción generadas.

3.5.6 Cantidades recomendadas a emplear en un sistema de resinas

A continuación, se presentan las cantidades recomendadas a emplear en un sistema de resinas de acuerdo con el porcentaje de arcillas siendo el máximo de 20%, estas cantidades se encuentran divididas para etapa de aplicación, como volúmenes porosos para ser empleadas en laboratorio y su respectiva conversión a galones por pie de perforadas para ser aplicadas en campo.

Figura 34.

Sistema de resina recomendado para minerales de arcilla <5%

Treatment Stage	PV (in the laboratory)	Field Volume
Preflush – 15% NaCl + 0.25% 19N	6	180 gal/ft of perforations
Resin treatment	3	90 gal/ft of perforations (3-ft radial penetration)
Spacer – 8% NaCl + 0.25% 19N	3	90 gal/ft of perforations
Post-flush 15% HCl acid catalyst mixed in 8% NaCl containing 0.25% 19N, HAI-501 and potentially HII-124F	6	180 gal/ft of perforations
Displacement to the perforations	Not applicable	As necessary
Short shut-in time	1 to 2 hours	1 to 2 hours
Final post-flush – 8% NaCl + 0.25% 19N	4	120 gal/ft

Nota. En la siguiente figura se evidencian las cantidades recomendadas a emplear para un sistema de resina con minerales de arcilla <5% en laboratorio y en campo, de acuerdo con cada etapa. Tomado de: Halliburton. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 35.

Sistema de resina recomendado para minerales de arcilla >5% - <10%

Treatment Stage	PV (in the laboratory)	Field Volume
Preflush – 15% NaCl + 0.25% 19N	6	180 gal/ft of perforations
Resin treatment	3	90 gal/ft of perforations (3-ft radial penetration)
Spacer – 8% NaCl + 0.25% 19N	3	90 gal/ft of perforations
Post-flush 15% HCl acid catalyst mixed in 8% NaCl containing 0.25% 19N, HAI-501 and potentially HII-124F	6	180 gal/ft of perforations
Displacement to the perforations	Not applicable	As necessary
Short shut-in time	1 to 2 hours	1 to 2 hours
Final post-flush – 8% NaCl + 0.25% 19N	4	120 gal/ft

Nota. En la siguiente figura se evidencian las cantidades recomendadas a emplear para un sistema de resina con minerales de arcilla >5% - <10% en laboratorio y en campo, de acuerdo con cada etapa. Tomado de: Halliburton. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 36.

Sistema de resina recomendado para minerales de arcilla >10% - <20%

Treatment Stage	PV (in the laboratory)	Field Volume
Preflush – 15% NaCl + 0.25% 19N	6	180 gal/ft of perforations
Resin treatment	5	90 gal/ft of perforations (3-ft radial penetration)
Spacer – 8% NaCl + 0.25% 19N	3	90 gal/ft of perforations
Post-flush 15% HCl acid catalyst mixed in 8% NaCl containing 0.25% 19N, HAI-501 and potentially HII-124F	6	180 gal/ft of perforations
Displacement to the perforations	Not applicable	As necessary
Short shut-in time	1 to 2 hours	1 to 2 hours
Final post-flush – 8% NaCl + 0.25% 19N	4	120 gal/ft

Nota. En la siguiente figura se evidencian las cantidades recomendadas a emplear para un sistema de resina con minerales de arcilla >10% - <20% en laboratorio y en campo, de acuerdo con cada etapa. Tomado de: Halliburton. [Acceso: may. 30, 2023].

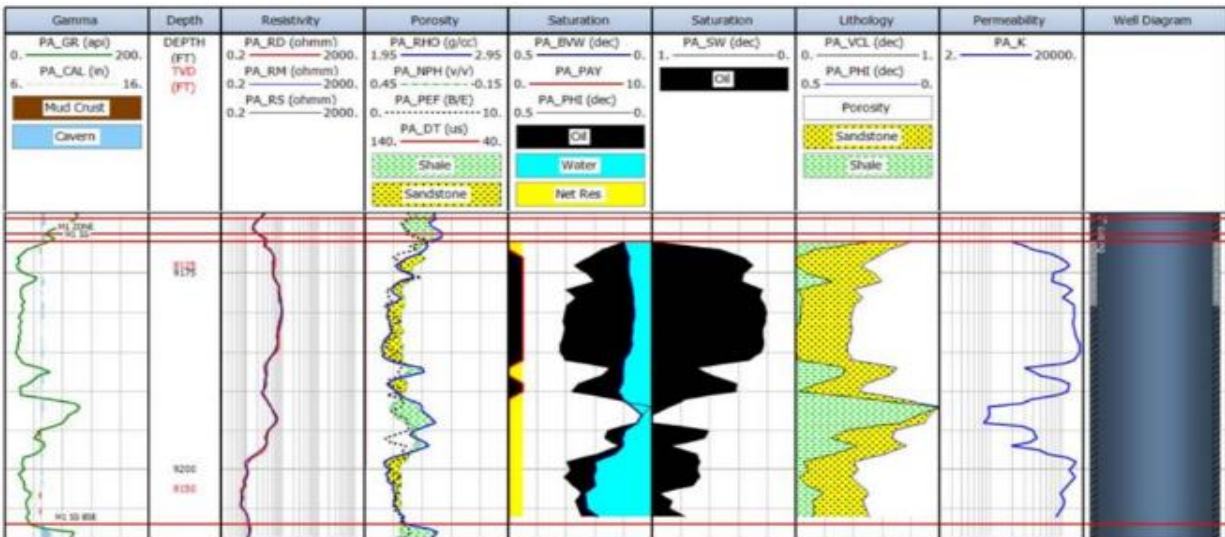
3.6 Caso de éxito en Ecuador

El bloque Tarapoa se encuentra situado en la Cuenca de Oriente de Ecuador, se ha desarrollado la arenisca M1 como principal yacimiento, esta arenisca se considera una arena limpia caracterizada por alta permeabilidad, de 1 a 5 Darcy, porosidad de 15 a 25% y bajo contenido de finos. Estas excelentes propiedades petrofísicas, así como la profundidad de la cuenca (8.125 ft TVD), dan lugar a un yacimiento que a menudo no está consolidado, lo que a menudo conduce a la producción de arena y problemas relacionados de los pozos completados en este intervalo. [45]

Para este campo, el operador ha empleado diferentes métodos mecánicos de control de arena, sin embargo, no ha logrado tener resultados positivos en cuanto a la producción de arena como en la productividad del pozo.

Figura 37.

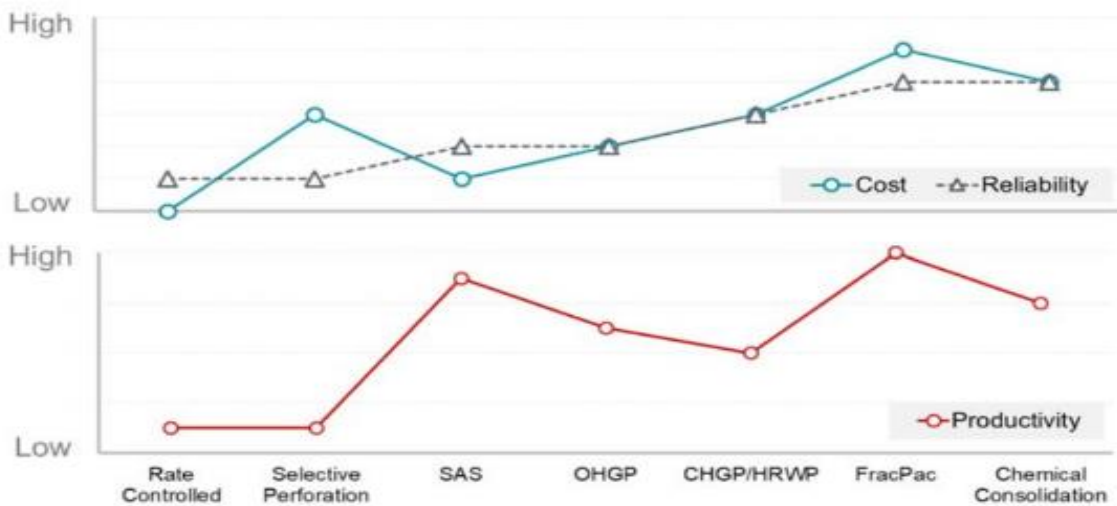
Registros petrofísicos de las areniscas



Nota. En la siguiente figura se evidencian los registros de la petrofísica de las areniscas que atraviesa el pozo. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 38.

Métodos de control de arenas vs costo, fiabilidad y productividad



Nota. En la siguiente figura se evidencia la comparación de los métodos de control de arenas, comparando su coste fiabilidad y productividad. SAS: Stand Alone Screens, OHGP: Open Hole Gravel Pack, CHGP; Casing Hole Gravel Pack. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Como se evidencia en la figura anterior, se realiza una curva de aprendizaje con el fin de comparar la productividad con los costos y la fiabilidad de los diferentes métodos mecánicos para control de arena basadas en la experiencia del mercado local, con el fin de determinar mejores resultados. El primer método que se evidencia en esta gráfica es el de tasa controlada, el cual consiste en manejar tasas de producción bajas que no permitan el arrastre de arenas, este método es el peor de todos, ya que la productividad del pozo no solo va a ser bastante baja, sino que también no es efectivo para controlar la arena, puesto que esta se desprenderá y se arrastrará poco a poco.

Asimismo, en la figura se puede observar que la consolidación química fue la mejor opción presentada, ya que tiene una tasa medianamente alta de productividad, seguida de SAS y FracPac, no obstante, a diferencia de estos dos últimos métodos, las resinas tienen un costo más bajo y una mejor fiabilidad a lo largo del tiempo.

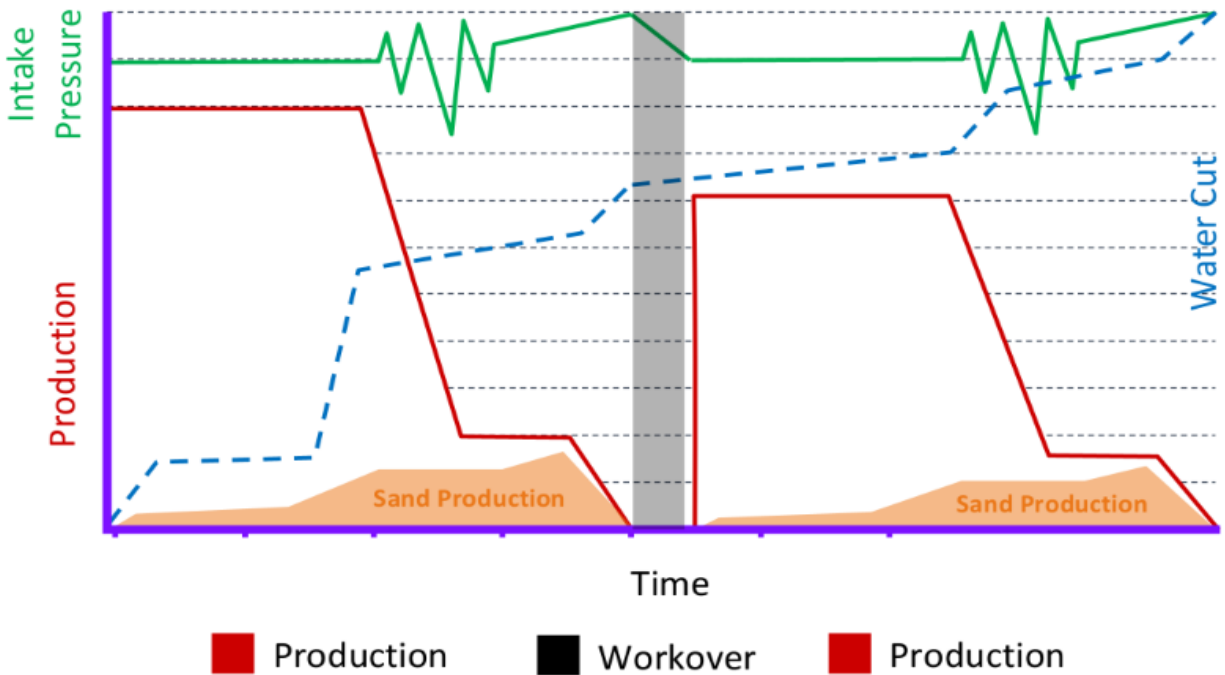
La eficacia de estos métodos es limitada debido a la complejidad para determinar la producción máxima libre de arena, lo cual es resultado de diferentes variables, como las variaciones de tensión vertical y horizontal en el yacimiento a lo largo de perfil, el perfil de presión radial durante la producción como se observa en la Figura 31. [45]

Otro método empleado para determinar la tasa de producción de fluido libre de arena es mediante la conversión de la resistencia a la compresión no confinada (UCS) de los datos del núcleo. [45] Este dato se obtiene a partir de pruebas de compresión de los núcleos de arena para determinar el UCS. Previamente se realizaba una perforación selectiva en los pozos, se seleccionaban zonas con bajo UCS en razón a que son zonas que producen menos arena, sin embargo, son las que peores propiedades petrofísicas manejan.

Los métodos mecánicos se basan en la distribución del tamaño de las partículas para diseñar el trabajo de grava o del agente sostén y la abertura de la malla para controlar la grava y, en algunos casos, la arena de formación. La variabilidad de la distribución granulométrica de las muestras de fondo de pozo recuperadas durante las operaciones de reparación muestra que no es posible controlar eficazmente la producción de arena con este tipo de métodos, lo que da lugar a tamices obstruidos, empaquetamientos de grava y gastos de explotación adicionales en las operaciones de reparación en este yacimiento. La baja tasa de éxito de los métodos tradicionales de control de arena conduce al uso de la consolidación química de arena como método alternativo de terminación. [45]

Figura 39.

Evolución histórica de la producción del pozo



Nota. En la siguiente figura se evidencia la evolución histórica de la producción, el corte de agua, la presión del intake y la producción de arena. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

En la figura anterior se observa la baja tasa de éxito de los métodos tradicionales de control de arena, debido a que la producción disminuye paulatinamente, mientras el corte de agua y la producción de arena aumenta, hasta que es necesario realizar un trabajo de workover que llevará a tener tiempos improductivos mientras se realizan las respectivas limpiezas, posteriormente se evidencia que el pozo ingresa con un valor de producción menor al que tenía inicialmente, volviendo a disminuir, aumentado el corte de agua y a su vez la producción de arena.

3.6.1 Diseño del tratamiento químico de consolidación de arenas

A continuación, se describen los principios de la consolidación química, junto con los procedimientos de campo para la aplicación con éxito de esta técnica de terminación para el control de arena.

3.6.1.a Evaluación de las características del reservorio.

Figura 40.

Características del reservorio



Nota. En la siguiente figura se observa una muestra de crudo y de minerales que hacen referencia a las características del reservorio. Tomado de: Halliburton. [Acceso: may. 30, 2023].

Tabla 20.

Características del reservorio

Características del reservorio	
Profundidad	6.000 – 9.000 ft
UCS	477 a 1.216 psi
API	16°
Viscosidad del petróleo	57 cP a condiciones de fondo
Temperatura del reservorio	201 – 210 °F
Permeabilidad	>3.060 mD
Presión inicial del reservorio	3.000 psi
Presión actual del reservorio	2.700 psi
Intervalos de tratamiento	12
Incremento del corte de agua	Rápido

Nota. En esta tabla se evidencian características del reservorio del caso de Ecuador. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

3.6.1.b Mineralogía.

Tabla 21.

Mineralogía del reservorio

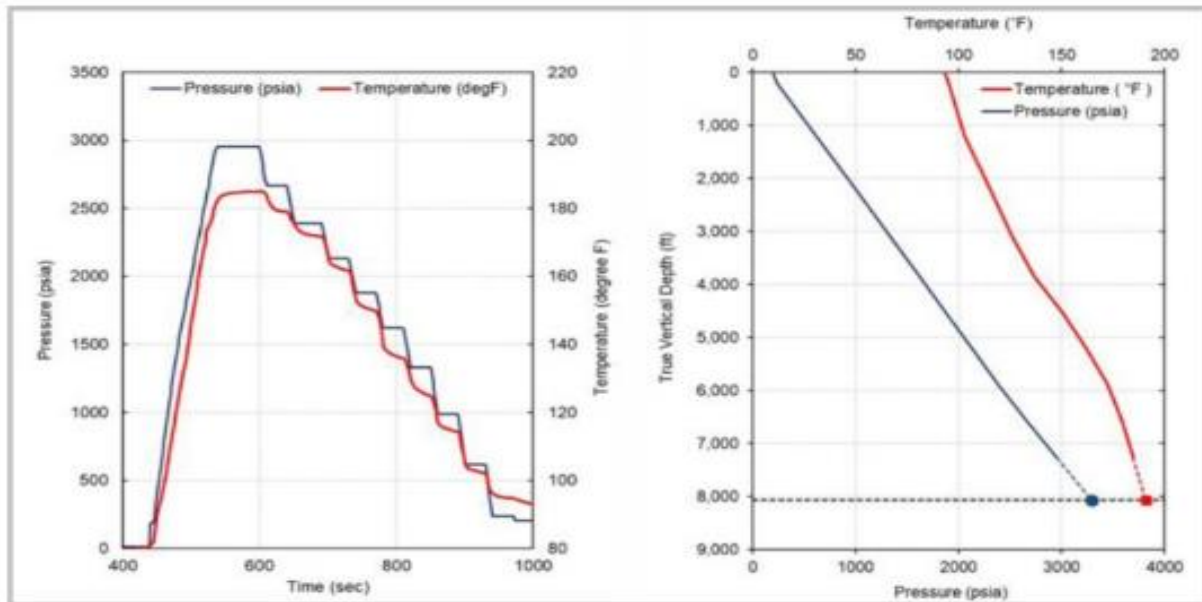
Mineral identificado	Composición mineral	Porcentaje de mineral presente
Quartz	SiO ₂	98%
Chlorite	(Mg, Fe) ₃ Al ₂ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₈	6%
Potassium Feldspar	KAlSi ₃ O ₈	2%
Dolomite	CaMg (CO ₃) ₂	Trace
Magnetite	Fe ₃ O ₄	2%
Feldspar	(Na, Ca) AlSi ₃ O ₈	1%
Kaolinite	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	2%

Nota. En esta tabla se evidencian los minerales presentes en el reservorio, junto con su porcentaje. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

3.6.1.c Perfil de temperatura. Uno de los parámetros clave para el diseño de la consolidación química de la arena es el modelado de la temperatura. Cuando la resina y el endurecedor se mezclan, comienza el proceso de curado y la temperatura del fondo del pozo acelerará o retrasará este proceso. La modelización de la temperatura comienza con un estudio de la temperatura en el pozo antes del tratamiento, este estudio se encarga de definir el gradiente de temperatura en el pozo que se extrapola a la temperatura de fondo de pozo, para poder modelar el aumento de temperatura tras el bombeo y la mezcla de resina con el endurecedor a diferentes concentraciones, evaluando la resistencia a la compresión no confinada (UCS). Los factores como la pérdida de fluido durante la limpieza de arena pueden influir en la temperatura de fondo de pozo y deben tenerse en cuenta para el diseño del tratamiento. [45]

Figura 41.

Perfil de temperatura y presión



Nota. En la siguiente figura se observa el perfil de temperatura y presión del pozo en comparación con el tiempo transcurrido y la profundidad vertical (TVD). Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 42.

Arena consolidada de la muestra de fondo del pozo



Nota. En la siguiente figura se observa la arena consolidada de la muestra del fondo de pozo. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

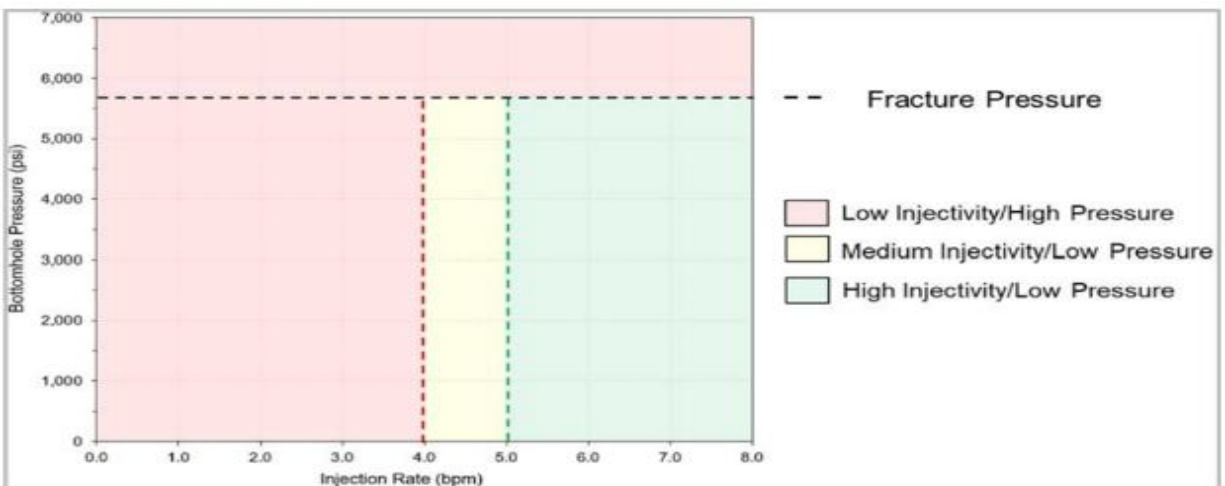
Se debe realizar una inyectividad adecuada durante el tratamiento, así como tener un óptimo tiempo de curado para desarrollar una resistencia a la compresión suficiente para soportar el drawdown de presión durante la producción.

3.6.1.d Pruebas de inyectividad y presión de tratamiento. El objetivo de la prueba de inyectividad es garantizar que todos los productos químicos puedan ser bombeados sin superar la presión de fractura ni el tiempo de consolidación de la resina. La respuesta de inyectividad debe determinarse de antemano, debido a que una vez bombeados, los productos químicos de consolidación no pueden recuperarse y reutilizarse. La consolidación química es un tratamiento de tipo matricial en donde el objetivo es colocar los fluidos de consolidación en el espacio poroso de la región cercana al pozo. Al superar la presión de fractura se crea un canal que aleja los fluidos (ejemplo, la resina) de la zona que rodea las perforaciones. [45]

Con el fin de alcanzar este objetivo se realiza un gráfico de riesgos de inyectividad de la presión de fondo de pozo calculada con respecto a la velocidad de inyección. Para este gráfico se utilizan los volúmenes reales que deben bombearse y el tiempo de bombeo previsto de la resina. Las 3 zonas que se diferencian con distinto color son las que definen el riesgo, siendo rojo: riesgo alto; amarillo: riesgo medio; verde: riesgo bajo. [45]

Figura 43.

Plot de riesgo de inyectividad



Nota. En la siguiente figura se observa un gráfico para identificar el riesgo de la inyectividad. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

La zona roja representa directamente los casos de baja inyectividad que podrían provocar el curado de la resina en la tubería y el caso de que la presión del fondo del pozo supere la presión de fractura. Esto requiere una mejora de la inyectividad mediante la acidificación de la matriz o la reperforación. Por otra parte, la zona amarilla representa el caso de una presión de fondo de pozo menor a la presión de fractura, pero un tiempo de inyección próximo al tiempo de bombeo de la resina. [45]

3.6.1.e Diseño del tratamiento principal. La consolidación química utilizada en la arenisca M1 es un proceso in situ que utiliza una mezcla de fluidos de consolidación de resina epoxi catalizada internamente. El volumen de producción de arena estimado son los que determinan el volumen de tratamiento para cada candidato. El tratamiento consta de cinco etapas que tienen una función específica para el proceso de consolidación: [45]

Etapas 1:

- Acondicionar la formación para que acepte la mezcla de consolidación y fluido.
- Eliminar cualquier partícula no deseada de los túneles de perforación.
- Reducir el intercambio de cationes con la salmuera de terminación para evitar la migración de finos.
- Minimizar los daños a la formación.

Etapas 2:

- Eliminar el agua de los espacios porosos antes del bombeo del tratamiento con resina.
- Desplazar el agua residual y mantener la permeabilidad.

Etapas 3:

- Consiste en algún tipo de resina de consolidación epoxi y endurecedor.
- Al estar catalizada internamente, tiene un tiempo de bombeo limitado.
- El tiempo de bombeo está directamente relacionado con el tiempo y la temperatura de exposición una vez que se mezclan la resina y el endurecedor.

Etapa 4:

- Desplazar toda la resina excepto la saturación residual en los puntos de contacto de los granos y para controlar el espesor de la película de resina y la resistencia a la compresión.
- Establecer la permeabilidad y el tiempo de curado de la resina deseados.
- El fluido de consolidación se sobre desplaza en la formación para maximizar la permeabilidad recuperada.

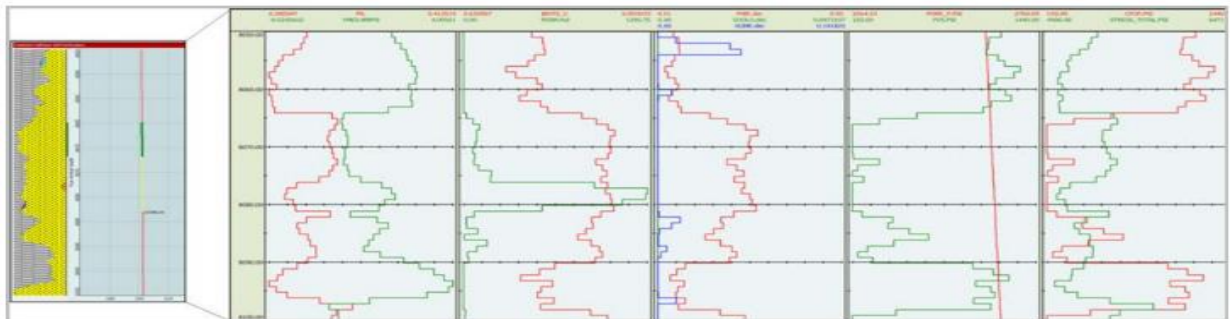
Etapa 5:

- Durante este tiempo la resina restante situada en las pequeñas gargantas de los poros (puntos de contacto) se transforma de estado líquido a sólido formando una red de arena consolidada.

3.6.1.f Modelado. Para combinar las pruebas de laboratorio (es decir, el tiempo de bombeo), el estudio del perfil de temperatura, evaluar la presión de tratamiento y la presión de fondo de pozo, se realiza la simulación del tratamiento de consolidación química utilizando un simulador de fracturación hidráulica apoyado en un modelo geomecánico que se observa en la figura 44 y 45. Después de la aplicación del tratamiento principal, el modelo de la simulación muestra el aumento de temperatura durante el tiempo de curado que se observa en la figura 46, para evaluar el tiempo efectivo en el que se desarrolla de manera eficiente el tratamiento de consolidación. Los resultados de estas simulaciones determinan si la resina permanecerá líquida durante el tratamiento o si será necesario realizar ajustes en el programa de bombeo de la mezcla de resina/activador. [45]

Figura 44.

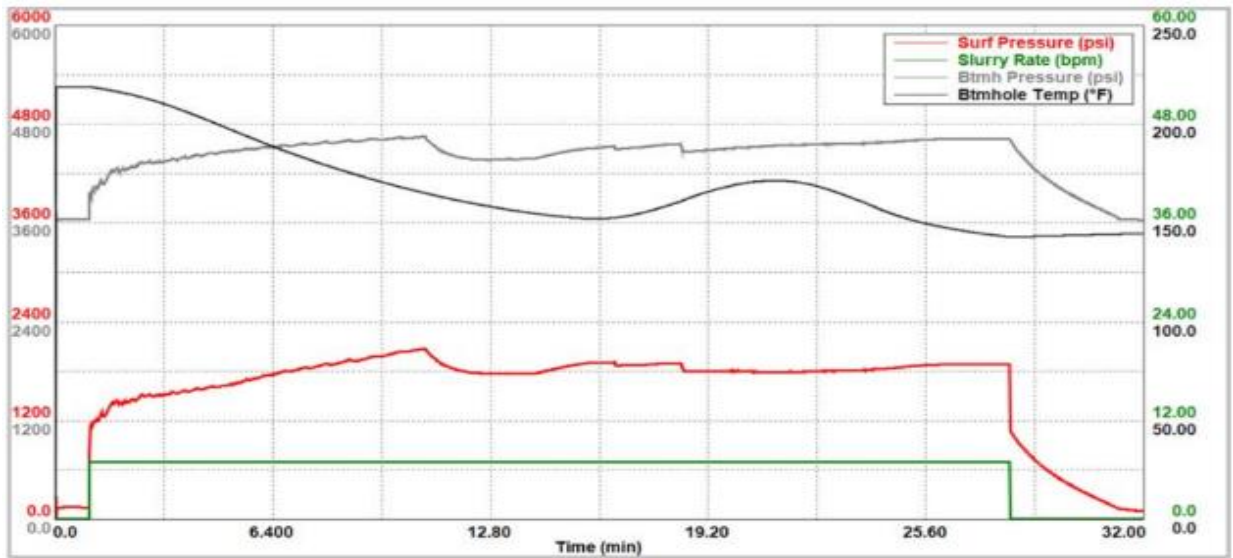
Modelo geomecánico



Nota. En la siguiente figura se observa el modelo geomecánico realizado al reservorio. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 45.

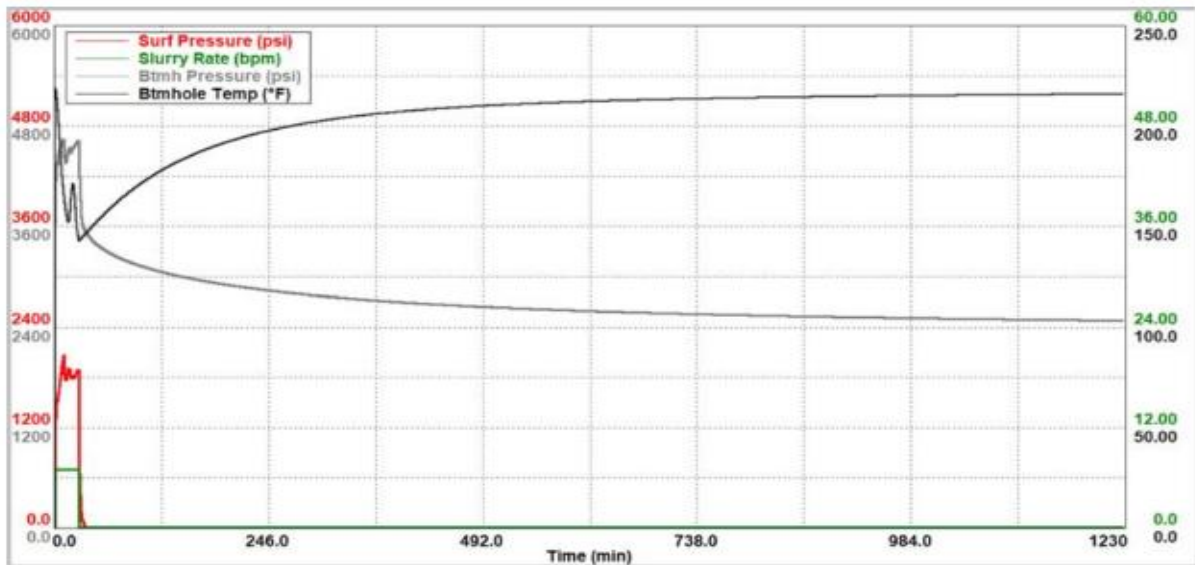
Presión, caudal y temperatura de fondo de pozo simulados durante el tratamiento



Nota. En la siguiente figura se observa el comportamiento simulado de la presión, el caudal y la temperatura del pozo durante el tratamiento. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 46.

Presión, caudal y temperatura de fondo de pozo simulados durante el tiempo de curado



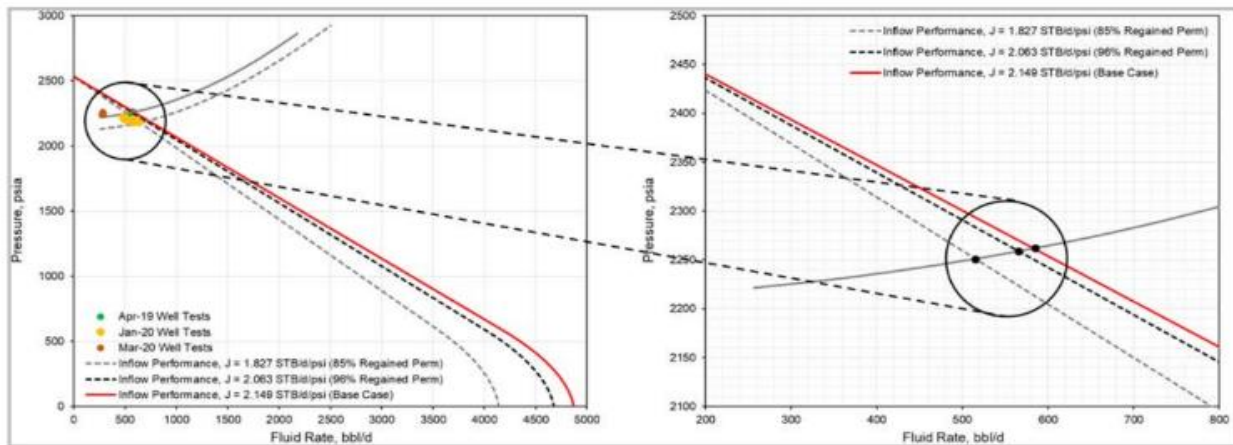
Nota. En la siguiente figura se observa el comportamiento simulado de la presión, el caudal y la temperatura del pozo durante el tratamiento. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

3.6.1.g Productividad del pozo

A fin de comprender cualquier posible repercusión en la productividad del pozo tras la consolidación química, se incluye un estudio completo de la entregabilidad del pozo. Como resultado del tratamiento de consolidación, se perderá una porosidad mínima, en razón a que la resina se situará en los puntos de contacto de los granos de arena, pero el exceso de la resina se desplazará hacia el interior de la formación. Sin embargo, el estudio que se realiza en cuanto a la capacidad de extracción del pozo utiliza la permeabilidad recuperada prevista para calcular el índice de productividad. [45]

Figura 47.

Escenarios de entregabilidad de los pozos tras la consolidación química



Nota. En la siguiente figura se observa el comportamiento del pozo tras aplicar el proceso de consolidación química. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

En la figura anterior se puede evidenciar la diferencia en la producción acumulada de petróleo para la consolidación química (línea continua roja), allí se evidencia que el caudal es mayor tras la aplicación de este tratamiento, trabajando a la misma presión. Esto es bastante relevante a la hora de evaluar económicamente el proyecto, si se compara con el caudal producido por el método de control de la tasa y los métodos tradicionales de control de arena (líneas discontinuas).

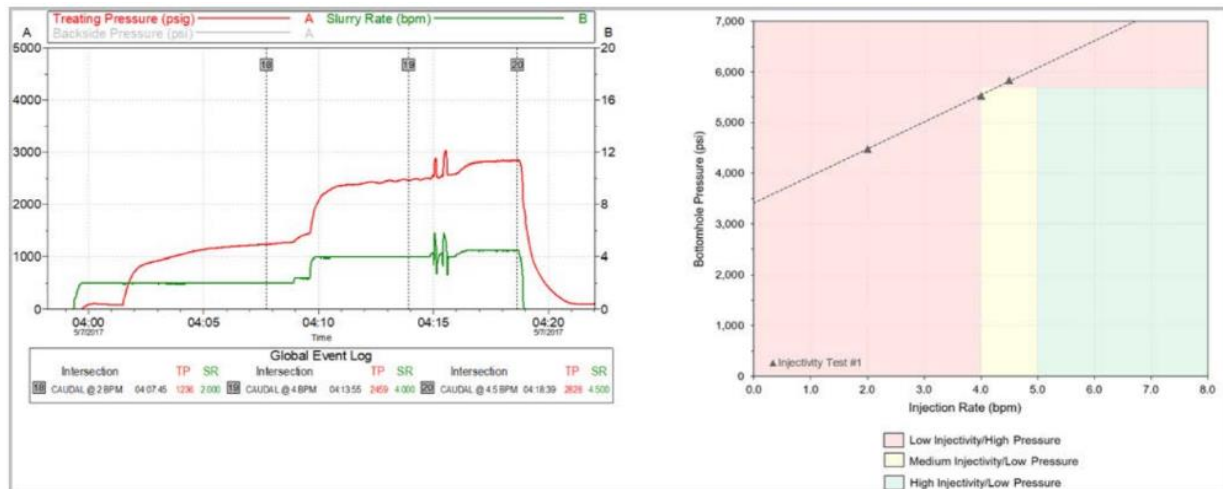
3.6.1.h Aplicación sobre el terreno

Para cada prueba de inyectividad, el diagrama de inyección de riesgo determinó el riesgo asociado con la tasa y la presión observadas. Este caso de estudio muestra el uso del gráfico de inyectividad arriesgada, así como el uso de la acidificación y la reperforación para cambiar el riesgo de alto a bajo y bombear el sistema de consolidación química según lo previsto. Esta operación de caso estudio consistió en:

1. Prueba de inyectividad
2. Acidificación de la matriz
3. Prueba de inyectividad
4. Reperforación
5. Prueba de inyectividad
6. Tratamiento principal
7. Prueba de inyectividad

Figura 48.

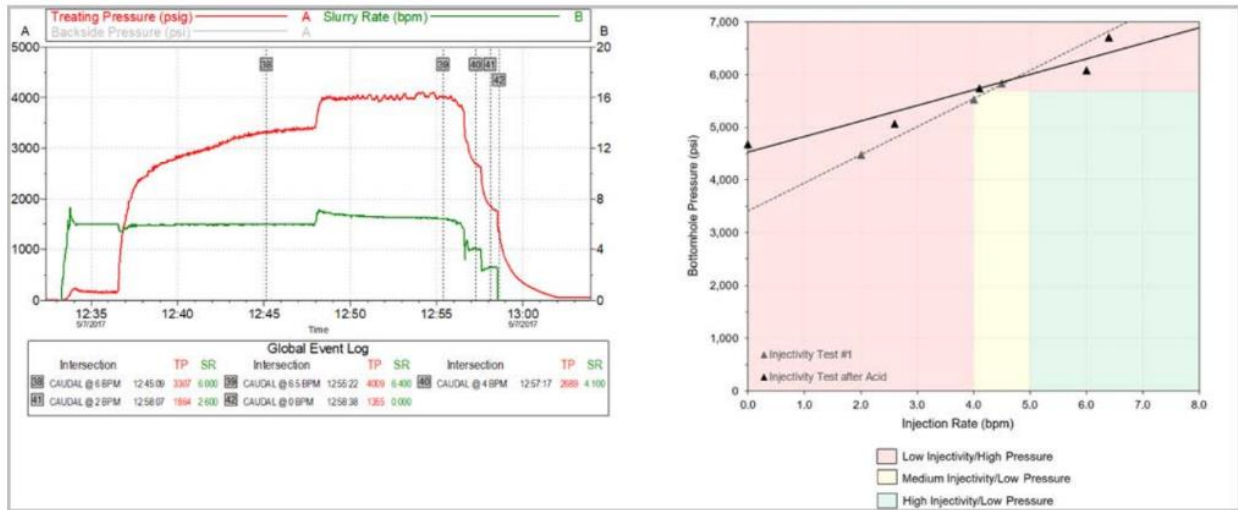
Prueba inicial de inyectividad



Nota. En la siguiente figura se observa la prueba inicial de inyectividad en el pozo. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 49.

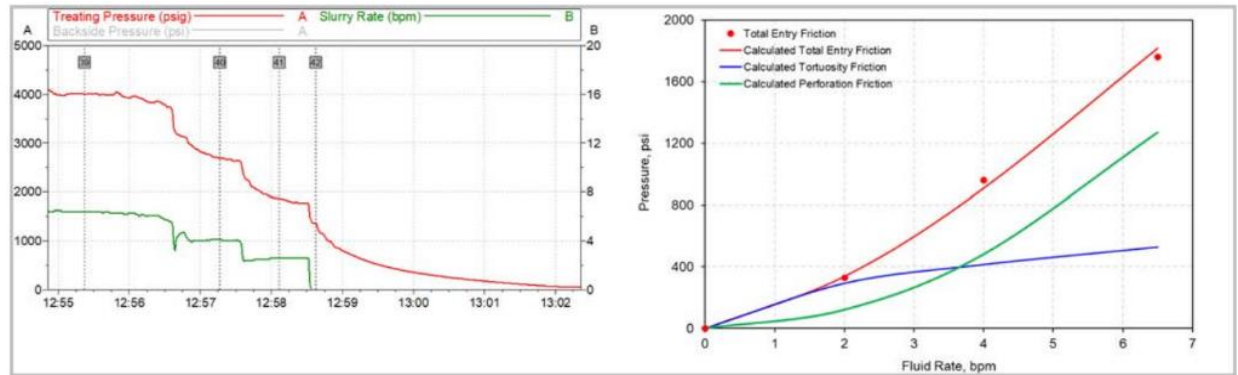
Prueba de inyectividad después de la acidificación de la matriz



Nota. En la siguiente figura se observa la prueba de inyectividad en el pozo para observar su comportamiento después de la acidificación de la matriz. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 50.

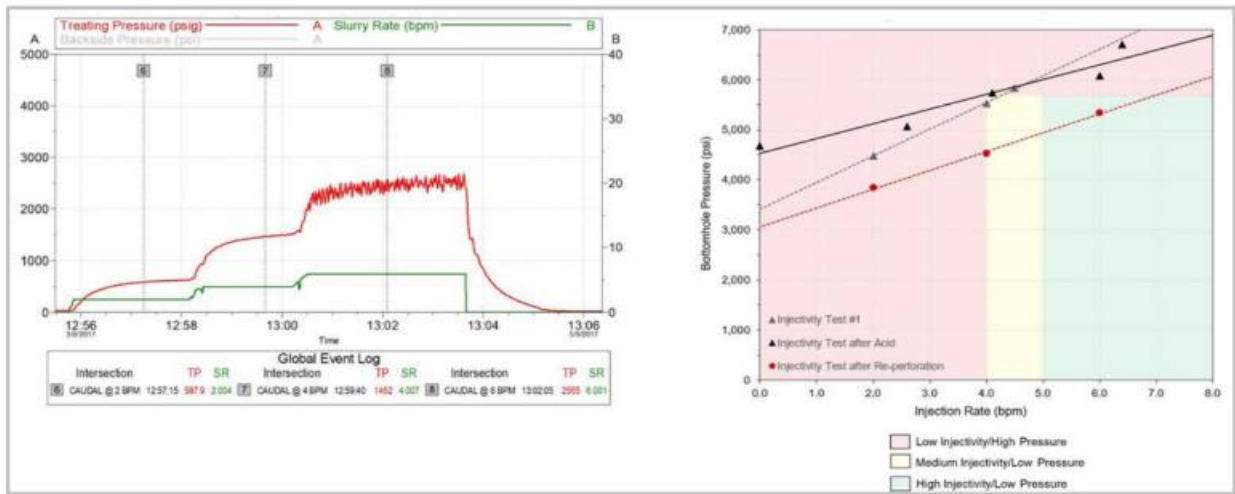
Prueba de descenso para evaluar la fricción total de entrada



Nota. En la siguiente figura se observa la prueba de descenso utilizada para evaluar la fricción total de entrada. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 51.

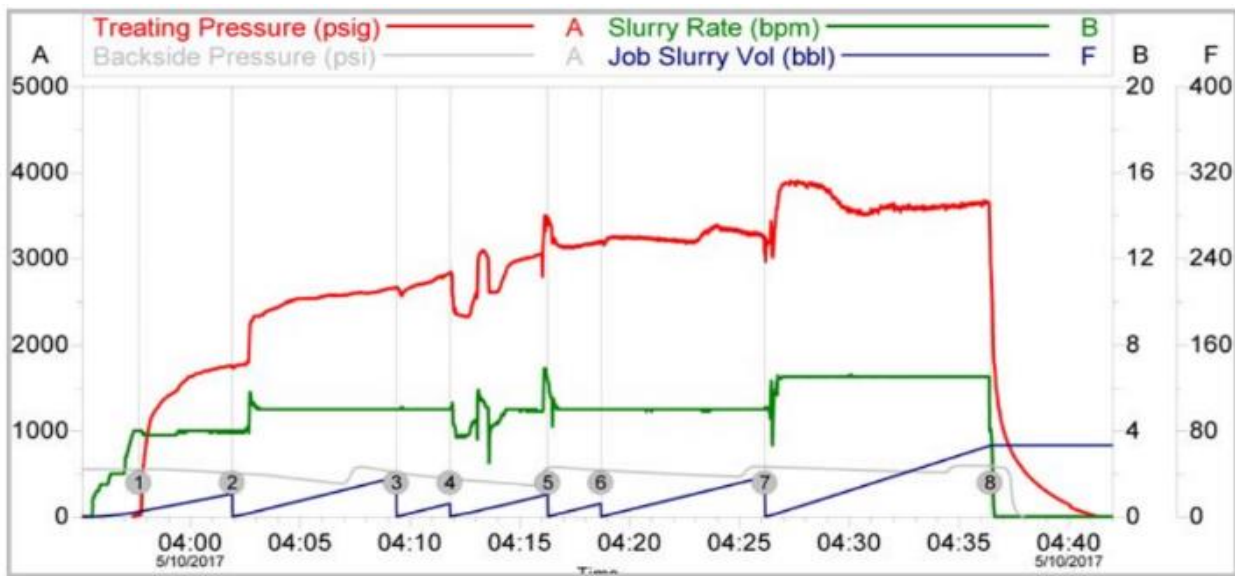
Prueba de inyectividad después de la reperforación



Nota. En la siguiente figura se observa la prueba de inyectividad en el pozo para observar su comportamiento después de la reperforación. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 52.

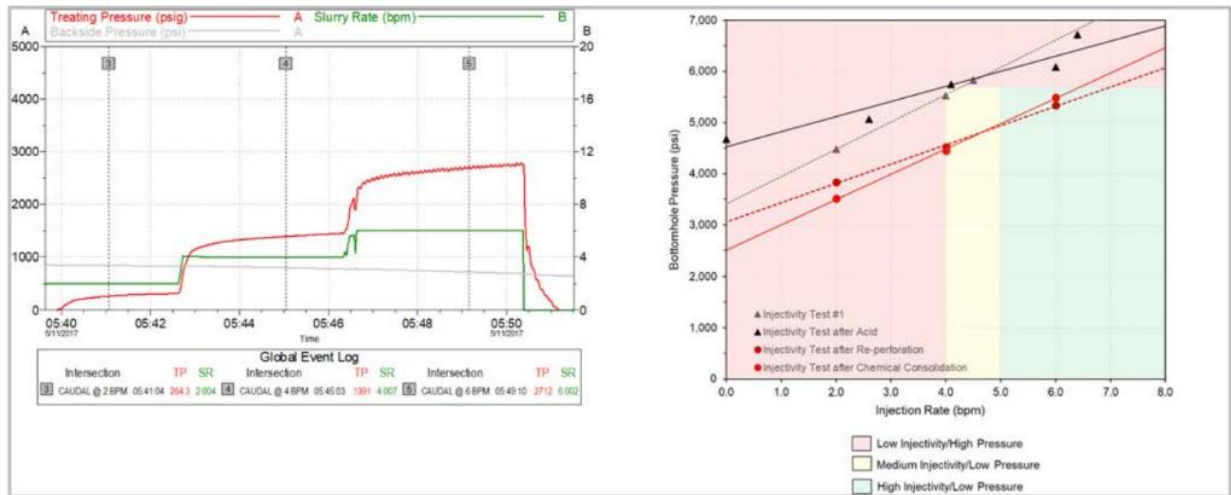
Tratamiento principal, consolidación de arena química



Nota. En la siguiente figura se observa el comportamiento de la presión con el tratamiento de consolidación de arena química. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 53.

Prueba de inyectividad después de la consolidación de arena química



Nota. En la siguiente figura se observa la prueba de inyectividad en el pozo para observar su comportamiento después de la consolidación química. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

De acuerdo con los resultados expuestos previamente, se evidencia en la prueba inicial de inyectividad tasas bajas, presión de tratamiento alta y presión cercana al gradiente de fractura, como consecuencia, se bombeó un tratamiento de acidificación matricial para mejorar la inyectividad, empleando el mismo conjunto de fondo de pozo. Los resultados de la prueba de inyectividad realizada después del proceso de acidificación, confirmó el mismo rendimiento que en la prueba inicial. Con la prueba de descenso, se evidencia una alta fricción de entrada en los disparos, y luego de la reperforación la inyectividad mejora significativamente, evidenciándose en un riesgo bajo.

Este caso estudio demuestra la aplicación de un diagnóstico adecuado para mejorar la inyectabilidad, genera un acondicionamiento previo, provocando condiciones favorables para el tratamiento principal de consolidación de arenas químico, con un bajo riesgo de inyectividad.

Según estudios realizados previamente, se demostrado que pozos que han recibido estos tratamientos de consolidación de arena químicos, no han requerido mantenimientos o trabajos de workover en aproximadamente 10 años, lo que es una gran ventaja económica frente a los métodos tradicionales.

3.7 Caso candidato en Colombia

El pozo candidato presenta problemas de arenamiento en su producción, factor que ha sido agravado debido a la saturación de agua y mineralogía arcillosa que presenta. Se propone al pozo emplear el método de consolidación química empleando resina activada externamente por pH, para de esta manera controlar la producción de arena y finos en la formación.

La formación por evaluar presenta rocas sedimentarias tipo shale o esquistos bituminosos, el cual, es un término empleado para agrupar todas las rocas de grano fino que presentan alguna cantidad de mineral arcilloso en su composición. La composición mineralógica de la fase arcillosa varía ampliamente con el tipo de shale, sin embargo, la illita, esmectita, caolinita y clorita son los minerales presentes más comunes.

La estabilidad de las formaciones arcillosas depende de la actividad química de los shales, la cual es controlada por factores como el porcentaje de minerales arcillosos hidratables presentes en las rocas, el grado de saturación, la separación de las partículas de arcilla en el shale, entre otros. Dentro de la variedad de arcillas se encuentran los minerales más sensibles al agua como las montmorillonitas, illitas y variedades intercaladas, las cuales pueden llegar a constituir el 80% del peso de la lutita y son responsables de ocasionar problemas de inestabilidad en el pozo ya que cuando entran en contacto con el agua se hidratan y por ende conlleva al hinchamiento de arcillas.

Tabla 22.

Información de la formación

Formación	Tope ft	Base ft	Espesor ft	Clorita v/v	Illita v/v	Caolinita v/v	Cuarzo v/v	Ortoclasa v/v	CBW v/v
A	5524,5	5527	2,5	0,01	0,11	0,28	0,35	0,06	0,09
B	5553,5	5555	2	0,02	0,15	0,31	0,25	0,02	0,11
C	5894	5898	4	0	0,03	0,07	0,57	0,07	0,02

Nota. En esta tabla se evidencian características de las formaciones que están completadas para el pozo candidato.

Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

Tabla 23.*Continuación información de la formación*

Formación	Gross H	Net Pay	PHI	K	Sw	Vsh
A	16	3,5	0,22	200	0,50	0,45
B	25	3	0,25	450	0,44	0,39
C	11	1.6	0,29	1100	0,44	0,33

Nota. En esta tabla se evidencian características de las formaciones que están completadas para el pozo candidato. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

Se puede observar en la Tabla 23 que la formación A del pozo presenta alta arcillosidad dentro de su composición, con minerales como la illita de sensibilidad e hidratabilidad al agua alta, la cual origina hinchamiento de arcillas en la formación, además de un contenido alto de agua asociada a la arcilla (CBW). A su vez, presenta la mayor saturación de agua en comparación con la formación B y C, y su porosidad y permeabilidad es baja por lo que la extracción del crudo genera un incremento en la economía del proyecto. La formación C del pozo presenta baja arcillosidad, bajo contenido de agua asociada a la arcilla (CBW), buena porosidad y permeabilidad, por ende, el arenamiento es bajo y la producción es buena.

La formación B en comparación con la formación A y C presenta la mayor arcillosidad en el pozo, la saturación de agua es de igual magnitud a la formación C, y a su vez presenta alto contenido de agua asociada a la arcilla (CBW), en consecuencia, presenta alto nivel de arenamiento debido a la migración de arcillas junto con los fluidos producidos que a su vez, junto con la producción de agua y dilución del cemento existente en la unión intergranular, puede ocasionar el taponamiento de la formación afectando de manera directa la economía del proyecto y aumentando las operaciones de limpieza y estimulación. Se plantea realizar intervención en dicha zona en razón que, presenta porosidad y permeabilidad intermedia en comparación con las formaciones A y C como se puede observar en la Tabla 23, mitigando de esta manera los efectos negativos el arenamiento en la formación, aumentando la producción y por ende la rentabilidad del proyecto.

Tabla 24.*Características del pozo candidato*

Características Pozo	
Casing	7 in desde Superficie a 6555 ft
Tubing	3 ½ in desde Superficie a 5772 ft
Presión	2156 psi
Temperatura	143 F
Porosidad	20 – 25 %
Permeabilidad	450 mD
Saturación de Agua	45%
Volumen Shale	30 – 39 %

Nota. En esta tabla se evidencian características del pozo candidato en Colombia para aplicar el tratamiento químico. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

3.7.1 Ensayo de Compresión Uniaxial – UCS

El ensayo de compresión uniaxial es una prueba de laboratorio utilizada para obtener la resistencia a la compresión no confinada de una muestra de roca. Su magnitud representa la tensión de compresión máxima que puede soportar la muestra o plug bajo una tensión de confinamiento nula. El ensayo suministra información de la carga axial, deformación axial y lateral para obtener el módulo elástico de la muestra y su relación de Poisson.

En el ensayo en núcleo se carga de forma progresiva sobre su eje longitudinal, hasta llevarlo a la ruptura. La ecuación empleada para determinar la resistencia a la compresión uniaxial para los núcleos de roca se observa en la ecuación 6.

Ecuación 6. Resistencia a la compresión uniaxial para los núcleos de roca

$$UCS = \frac{P_{m\acute{a}xima}}{Area}$$

Donde P_{max} es la máxima carga a compresión aplicada sobre el eje longitudinal del núcleo de roca y $\acute{A}rea$ corresponde a la sección transversal de la muestra o plug.

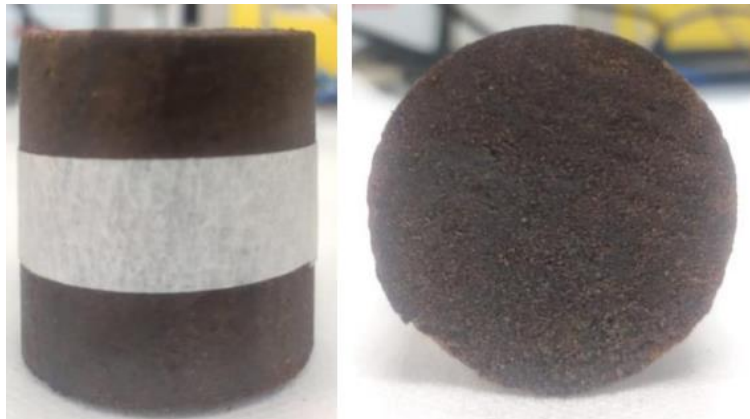
3.7.2 Procedimiento de Laboratorio

3.7.2.a Muestreo. Las muestras empleadas en la prueba de laboratorio se seleccionan de manera tal que sean representativas de la formación rocosa original. El diámetro mínimo requerido del plug debe ser 47 mm y 10 veces mayor que el tamaño de grano del mineral más grande o en rocas débiles tales como areniscas 6 veces mayor.

Según la ASTM (American Society for Testing and Materials) la relación longitud/diámetro de las muestras o plug debe estar entre 2,0 y 2,5. La muestra debe tener geometría cilíndrica y su superficie de planitud tal que, su perpendicularidad no sea mayor de 0,06 grados. Debido a que, el propósito del procedimiento es preservar las propiedades in-situ de la muestra hasta que se realice el ensayo es importante mantener controlada la humedad durante en ensayo. En la figura 54, se observa el núcleo consolidado una vez aplicado el tratamiento de consolidación química por resina activada externamente por pH a la arena de formación del pozo.

Figura 54.

Núcleo consolidado



Nota. En la siguiente figura se observa el núcleo de la arena de formación consolidado con tratamiento químico de resina. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

3.7.2.b Equipo. El equipo empleado para realizar la prueba de UCS consta de las siguientes partes:

- **Dispositivo de carga:** Equipo diseñado para aplicar de manera constante la carga uniaxial a la velocidad requerida hasta finalizar el ensayo. El ensayo puede ser controlado por tensión o por deformación.
- **Placas:** El esfuerzo axial aplicado por el dispositivo de carga se transfiere a la muestra mediante dos platinas de acero que se fabrican con una dureza Rockwell mínima de 58.
- **Dispositivos de medición de la deformación:** La deformación uniaxial que ha sufrido la muestra se mantiene controlada mediante diversos dispositivos tales como, transformadores diferenciales variables lineales, compresómetros, bandas extensométricas de resistencia eléctrica, entre otros.

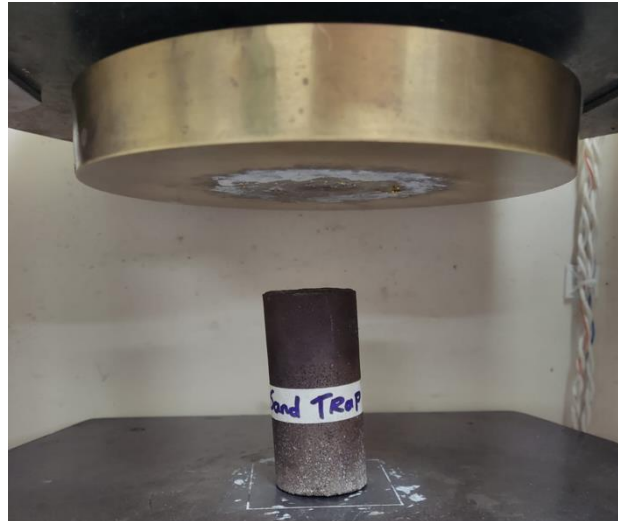
3.7.3 Procedimiento de ensayo

Inicialmente se debe limpiar de manera cuidadosa las placas antes de colocar la muestra en la cámara de ensayo. La carga debe aplicarse continuamente a una velocidad de 0,5 MPa/s a 1,0 MPa/s. Los datos de tensión y deformación se registran de manera precisa en el dispositivo en la unidad de medida Newton con una precisión del 1%.

En la figura 55, se observa el plug consolidado en estudio de diámetro 1,3 in a punto de someterse al ensayo de compresión uniaxial (UCS) y la superficie del equipo previamente sometida a un proceso de limpieza para aumentar la precisión de la magnitud reportada y culminar de manera satisfactoria la prueba.

Figura 55.

Núcleo consolidado de la arena de formación antes del ensayo de compresión uniaxial



Nota. En la siguiente figura se observa el núcleo de la arena de formación consolidado con tratamiento químico de resina. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

Figura 56.

Núcleo consolidado de la arena de formación después del ensayo de compresión uniaxial



Nota. En la siguiente figura se observa el núcleo de la arena de formación consolidado con tratamiento químico de resina. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

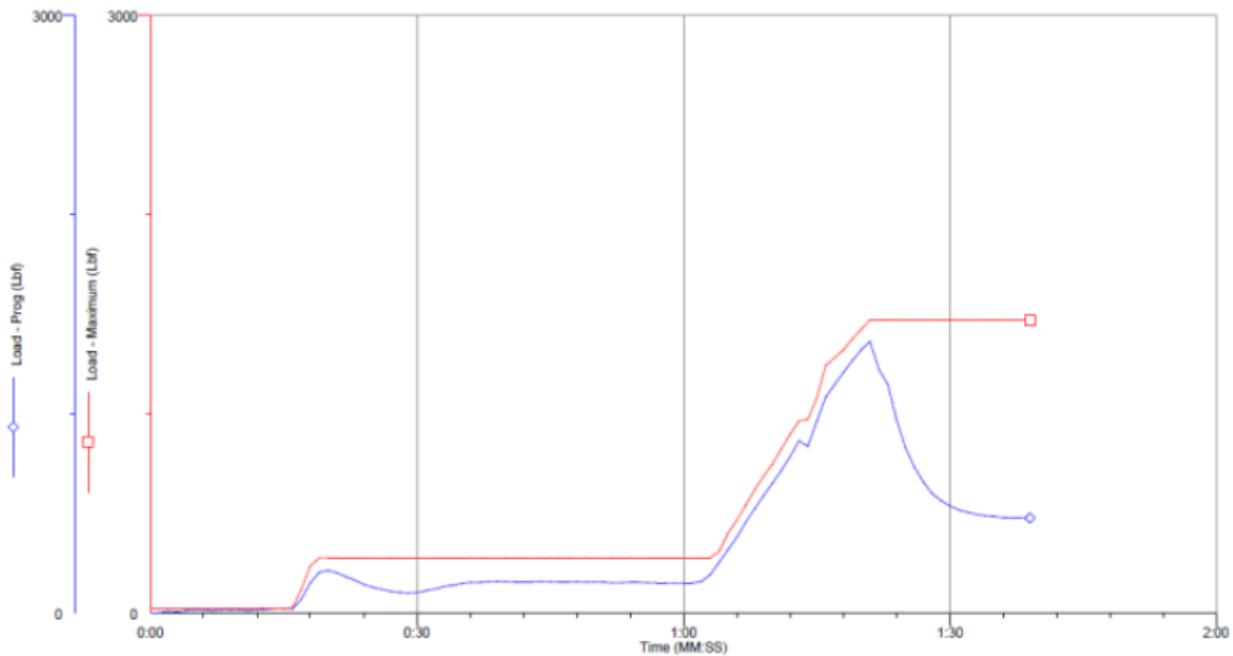
3.7.4 Resultados

En la figura 56 se puede observar el núcleo consolidado de la arena de formación una vez se ha realizado el ensayo UCS y su fractura una vez alcanza el límite de carga máximo a soportar. En el gráfico 5 se presenta el diagrama de tensión-deformación derivado de un ensayo de compresión uniaxial de la muestra de plug del pozo en estudio con un diámetro de 1,3 in. El UCS es el valor máximo del diagrama y es igual a 1105 psi; la presión máxima soportada fue de 1470 lbf y el tiempo transcurrido del ensayo fue de 1:39 minutos.

Según estudios realizados por los laboratorios de la empresa Halliburton, el drawdown máximo bajo el cual se puede producir sin generar daño a la consolidación artificial que ofrece el tratamiento químico con resinas catalizadas externamente es de 1,7 veces el valor de UCS obtenido en laboratorio. Por lo tanto, para el caso en estudio sería de 1879 psi.

Figura 57.

Diagrama de tensión-deformación



Nota. En el siguiente gráfico se observa la tensión-deformación del núcleo consolidado y el tiempo transcurrido. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

Tabla 25.*Resultados del ensayo de compresión uniaxial*

Presión máxima soportada	1.470 lbf
Diámetro Plug	1,3 in
UCS	1.105 psi

Nota. En la siguiente tabla se observan los resultados del ensayo de compresión uniaxial. Tomado de: Halliburton. [Acceso: jun. 3, 2023].

3.7 Costos estimados

De acuerdo con la figura 38 expuesta en la sección 3.6 que presenta el caso de éxito en Ecuador, en la cual se analizan los diferentes métodos de control de arena para el pozo, con respecto a las variables de costos, fiabilidad y productividad, se elabora una tabla donde se asigna un valor de 0 a 5 para cada método, siendo 0 el más bajo y 5 el más alto.

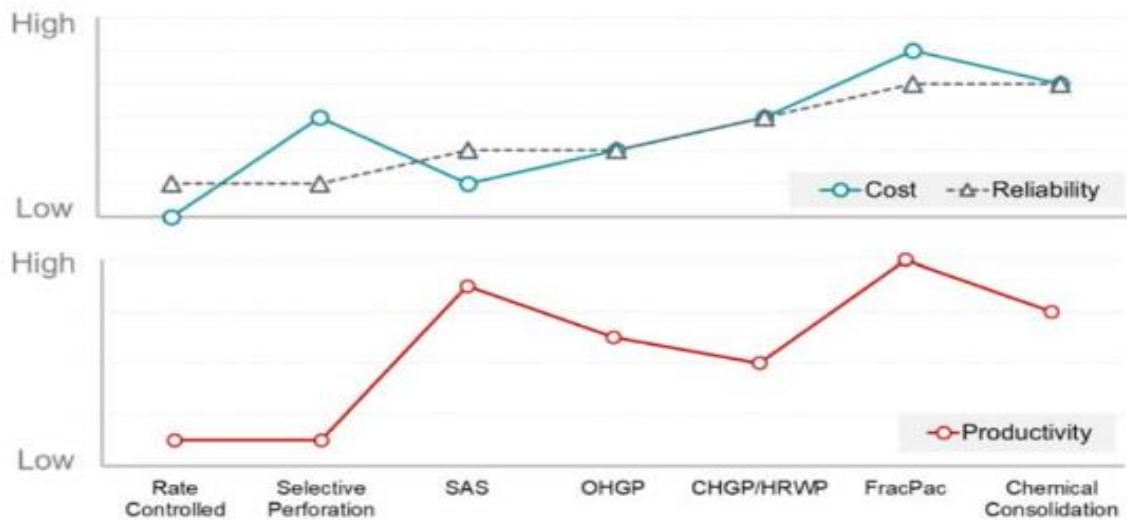
Tabla 26.*Análisis de costos, fiabilidad y productividad*

Método de control de arena	Costo	Fiabilidad	Productividad
Rate Controlled	0	1	1
Selective perforation	3	1	1
Stand Alone Screens	1	2	4,5
Open Hole Gravel Pack	2	2	3,5
Casing Hole Gravel Pack	3	3	3
FracPac	5	4	5
Chemical consolidation	4	4	4

Nota. En la siguiente figura se evidencia la comparación de los métodos de control de arenas, comparando su coste fiabilidad y productividad. SAS: Stand Alone Screens, OHGP: Open Hole Gravel Pack, CHGP; Casing Hole Gravel Pack. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Figura 34.

Métodos de control de arenas vs costo, fiabilidad y productividad



Nota. En la siguiente figura se evidencia la comparación de los métodos de control de arenas, comparando su costo, fiabilidad y productividad. SAS: Stand Alone Screens, OHGP: Open Hole Gravel Pack, CHGP; Casing Hole Gravel Pack. Tomado de: Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador. SPE International, 2020. [En línea]. [Acceso: may. 30, 2023].

Teniendo en cuenta los valores asignados a cada método de control de arena presentados en la tabla 26, se evidencia que el peor método es el de caudal controlado, pese a ser el más económico debido a que se trata de bajar la productividad con el fin de no arrastrar finos, tiene la peor fiabilidad ya que esto no garantiza un control óptimo de arenas, solo ralentiza la llegada de estos.

Por otra parte, el método de FracPac se presenta como una buena alternativa, sin embargo, es el método más costoso en cuanto a su implementación. Igualmente, el método Stand Alone Screens presenta una alta productividad con bajos costos asociados y una fiabilidad también baja, debido a los problemas de taponamiento que se presentan comúnmente, o el rompimiento de estas, llevando a diferentes trabajos rigless para su respectiva limpieza y así ayudar a mantener su vida útil.

Con el fin de tener un estimado de los costos que se generarían para llevar a cabo un tratamiento de control de arena mecánico o químico, mediante la aplicación del sistema de resinas, mallas y Gravel Pack, se resumen los valores a continuación, teniendo en cuenta para las resinas un espesor

de arena igual a 25 ft que corresponde a la formación B que presenta porosidad y permeabilidad intermedia en comparación con las demás formaciones, mitigando de esta manera los efectos negativos el arenamiento en la formación, aumentando la producción y por ende la rentabilidad del proyecto.

Tabla 27.

Costos para aplicación de resinas

Tratamiento Consolidación Química	
	USD
Resina con activador ácido	221.000
Unidad de Coiled Tubing	100.000
Fluidos de limpieza y desplazamiento	30.000
Servicio de operación (bombas)	14.400
Personal	24.000
Total	389.400

Nota. En la siguiente tabla se observa el núcleo de la arena de formación consolidado con tratamiento químico de resina. Tomado de: Halliburton.

Tabla 28.

Costos para aplicación de mallas y Gravel Pack

Tratamiento mecánico	
<i>Instalación de mallas</i>	
Mallas	150.000
Gravel pack	70.000
Unidad de Workover	300.000
Personal	35.000
Total	555.000
<i>Mantenimiento</i>	
Unidad de Coiled Tubing	100.000
Fluidos de limpieza	30.000
Servicio de operación (bombas)	14.400
Personal	35.000
Total	179.400

Nota. En la siguiente figura se observa el núcleo de la arena de formación consolidado con tratamiento químico de resina. Tomado de: Halliburton.

Estos valores son aproximados, en razón a que por confidencialidad la empresa no puede dar los valores exactos y detallados de las operaciones.

Teniendo en cuenta estudios previos e investigaciones realizadas por la empresa en pozos petroleros en otros países, este tratamiento de consolidación química por resinas no necesitan mantenimiento o limpieza en aproximadamente 10 años, lo cual es una gran ventaja con respecto al sistema de mallas que debe ser limpiado por taponamiento con arena aproximadamente cada 5 años o en su defecto ser reemplazadas cuando se rompen, incrementando de esta manera la inversión para estos tratamientos de control de arena.

Como se puede observar en las tablas de los costos por tratamiento químico y mecánico (mallas con Gravel Pack), se evidencia que los costos de las resinas son menores en comparación con la instalación de las mallas principalmente por el proceso que se emplea en cada proceso, para el caso de las resinas se realiza un trabajo de Coiled Tubing, que es un proceso rigless (sin taladro), mientras que por el contrario en el tratamiento mecánico se realiza un trabajo de Workover que es un proceso rig (con taladro), esto causa una gran diferencia en los costos.

Por lo anterior, es común que la instalación de las mallas se realice en el proceso de completamiento durante la perforación, disminuyendo los costos, sin embargo, cuando las mallas se rompen por exceso de arena y se quiere realizar el cambio de estas, se observa que es un proceso costoso, así como también la limpieza de estas, para la cual si se realiza un trabajo de Coiled Tubing, este proceso se debe realizar cuando se tenga taponamiento en las mallas, en razón a que se genera una obstrucción en el flujo y por ende menor producción de fluido.

Adicionalmente, el proceso de consolidación química permite tener un drawdown más alto, que es 1,7 veces el valor de UCS obtenido en laboratorio con el núcleo de arena de formación consolidado químicamente, para alcanzar un caudal sin producción de finos, compensando de esta manera la pérdida de permeabilidad que se obtiene por el espacio poral que ocupa la resina, como se explicó previamente en los resultados de laboratorios y que corresponde al 25%.

4. CONCLUSIONES

El tratamiento ofrece una permeabilidad retenida del 75% luego de aplicar el tratamiento, es decir, la pérdida de permeabilidad es del 25%, en razón a que la resina bombeada ocupa espacio poral, controlando la migración de finos, que provoca el taponamiento de los espacios porosos de la matriz. Asimismo, se obtuvo una reducción de producción de finos del 98,61% en el caso de la arena de formación y del 89,90% en el caso de la arena 30/50 que se empleó para la validación del método.

El núcleo de la arena de formación consolidado químicamente tiene un diámetro de 1,3 in, una vez sometido a un esfuerzo axial soportó una carga de 1470 lbf, por ende, su UCS es de 1105 psi. Lo cual permite aumentar el DrawDown 1,7 veces este valor, es decir, 1879 psi, esto proporciona una tasa máxima de producción, por debajo de la cual no se producirán finos de la formación, evitando de forma efectiva el arenamiento.

La pérdida de permeabilidad obtenida por la aplicación del tratamiento químico se ve compensado en la parte de producción con el incremento de DrawDown que es de 1,7 veces, obteniendo caudales de producción altos sin arrastrar finos.

El peor método de control de arena es el de caudal controlado, pese a ser el más económico debido a que se trata de bajar la productividad con el fin de no arrastrar finos y no garantiza un control óptimo de arenas, solo ralentiza la llegada de estos.

El método Stand Alone Screens presenta una alta productividad con bajos costos asociados y una fiabilidad también baja, debido a los problemas de taponamiento que se presentan comúnmente, o el rompimiento de estas, llevando a diferentes trabajos rigless para su respectiva limpieza y así ayudar a mantener su vida útil.

El tratamiento de resina como consolidación química tiene tiempos de mantenimiento más largos que los métodos mecánicos, así mismo, en caso de que se deba cambiar el sistema de mallas, se llevan a cabo procesos más costosos que los que se utilizan en las resinas, con tiempos de paradas de pozo más largos, provocando tiempos improductivos que afectan la economía.

Los costos de las resinas son menores en comparación con la instalación de las mallas principalmente por el proceso que se emplea en cada proceso, para el caso de las resinas es un

proceso rigless, mientras que por el contrario en el tratamiento mecánico se realiza un trabajo de Workover. Por lo anterior, cuando las mallas se rompen por exceso de arena y se quiere realizar el cambio de estas, se observa que es un proceso costoso, así como también la limpieza de estas, para la cual si se realiza un trabajo rigless.

El tratamiento de consolidación química empleado en esta investigación es catalizado externamente por cambio de pH, mediante el bombeo de ácidos, lo cual da una gran ventaja con respecto a las catalizadas internamente debido a que ofrece mayores tiempos de bombeo, logrando ubicar la resina a zonas de baja permeabilidad y de esta manera incrementar la eficiencia del tratamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Pantoja. “Análisis del uso de resinas curables como solución al retorno de arena de fractura”, trabajo de grado, Quito, Escuela Politécnico Nacional, Ecuador, 2017. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17269/1/CD-7774.pdf>
- [2] E. Velázquez. “Control de arenas en pozos petroleros”, Producción Petrolera II, La Paz, Universidad Mayor de San Andrés, Bolivia, 2012. Disponible en: https://www.academia.edu/40932779/Control_de_Arenas_en_Pozos_Petroleros
- [3] J. Villesca, S. Loboguerrero, J. Gracia, A. Hansford, P. D. Nguyen, R. D. Rickman, and R. G Dusterhoft. “Development and Field Applications of an Aqueous-Based Consolidation System for Proppant Remedial Treatments”, SPE, Halliburton, SPE 128025, 2010.
- [4] V. Chaloupka, L. Riyanto, Q.-B Tran, A. Rayne, T. Kristanto, and M. Haekal. “Remedial Sand Consolidation: Case Study from Mahakam Delta, Indonesia”, SPE, Halliburton, SPE 127489, 2010.
- [5] J. C. Cooper, P. D. Nguyen and D. Magil. “Field Application of a Water-Based Consolidation System for Remediation of Proppant Flowback”, Halliburton, SPE 134272, 2010.
- [6] L. Riyanto, M. Saleh, K. Goh, PETRONAS Carigali, J. Ambrose, T. Kristanto and C. Yek Hong. “Novel Aqueous-Based Consolidation Restores Sand Control and Well Productivity: Case History from East Malaysia”, Halliburton, SPE 178994-MS, 2016.
- [7] P. D Nguyen and J.D Weaver. “Water-based, Frac-Pack Remedial Treatment Extends Well Life”, Halliburton, SPE 144065, 2011.
- [8] L.K. Vo, P.D. Nguyen and J. D. Weaver. “Development and Applications of an Aqueous-Based Surface Modification Agent”, Halliburton, SPE 165172, 2013.
- [9] Halliburton Energy Services. “Ficha de datos de seguridad. SandTrap 225A”, Halliburton, 2019.
- [10] L. Ocaña. “Estudio de la aplicación de resinas fenólicas para controlar la producción de arena de la formación “M-1” en el campo Tarapoa”, Trabajo de grado, Quito, Universidad

Tecnológica Equinoccial, Ecuador, 2012. Disponible en:
http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5217/1/52923_1.pdf

[11] G. Brajin, S. Colmenares. “Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales”, Trabajo de grado, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011. Disponible en:

[https://www.academia.edu/35171394/identificaci%
c3%93n_de_problemas_potenciales_op
eracionales_y_alternativas_de_manejo_en_el_control_de_producci%
c3%93n_de_arena_de
_pozos_horizontales](https://www.academia.edu/35171394/identificaci%c3%93n_de_problemas_potenciales_operacionales_y_alternativas_de_manejo_en_el_control_de_producci%c3%93n_de_arena_de_pozos_horizontales)

[12] L. Inda. “Estimulación de pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas”, Trabajo de grado, Ciudad de México, Instituto Politécnico Nacional, México, 2010. Disponible en:

[https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15559/1/Estimulaci%
C3%B3n%20de%20p
ozos%20petroleros%20mejoradores%20de%20la%20conductividad%20de%20arenas.pdf](https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15559/1/Estimulaci%C3%B3n%20de%20pozozos%20petroleros%20mejoradores%20de%20la%20conductividad%20de%20arenas.pdf)

[13] O. Perea. “Producción de arenas en explotaciones petroleras”, Trabajo de grado, Bogotá D.C, Universidad de los Andes, Colombia, 2005. Disponible en:

<https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/10631/u258785.pdf?sequence=1>

[14] Y. Obeid. “Evaluación de la técnica de consolidación química usando resinas como alternativa para control de arenas en yacimientos poco consolidados – Caso colombiano cuenca llanos”, Trabajo de grado, Medellín, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2017. Disponible en:

[https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/62074/91509390.2017.pdf?sequence=
1&isAllowed=y](https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/62074/91509390.2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

[15] A. Armenta, M. Niño. “Evaluación técnico-financiera del empaquetamiento revestido con grava para el control de arena del pozo T1 del Campo la Cira Infantas”, Trabajo de grado, Bogotá D.C, Universidad de América, Colombia, 2018. Disponible en:

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6662/1/5122456-2018-1-IP.pdf>

[16] Fisher Scientific. “Endecotts™ Tamizadora vibratoria Minor 200”, s.f. Disponible en:
<https://www.fishersci.es/shop/products/minor-200-sieve-shaker/15359001>

- [17] HACH. “2100Q Turbidímetro portátil (EPA)”, s.f. Disponible en: <https://co.hach.com/2100q-turbidimetro-portatil-epa/product-details?id=53559551579>
- [18] Onelab. “Bomba de vacío ME1C vacío final 100mbar con resistencia química, Vacuubrand”, s.f. Disponible en: <https://www.onelab.com.co/bomba-de-vacio-me1c-vacio-final-100-mbar-con-resistencia-quimica-vacuubrand>
- [19] Cytiva Life Sciences. “Papeles de filtro cuantitativo Whatman, sin cenizas, grado 40”, s.f. Disponible en: <https://www.cytivalifesciences.com/en/us/shop/whatman-laboratory-filtration/cellulose-filter-papers/quantitative-ashless-filter-paper/whatman-quantitative-filter-papers-ashless-grade-40-p-06365>
- [20] Fishersci. “Filtros de membrana de nitrato de celulosa estéril con rejilla: 0,45 micras”, s.f. Disponible en: <https://www.fishersci.es/shop/products/sartorius-gridded-sterile-cellulose-nitrate-membrane-filters-0-45-m-21/11813220>
- [21] W. Penberthy, C. Shaughnessy. “Sand Control”. Libro, SPE series, 1992. Disponible en: <https://onepetro.org/books/book/65/Sand-Control>
- [22] D. Matanovic, M. Cikes, B. Moslavac. “Sand Control in Well Construction and Operation”. Libro, Zagreb, University of Zagreb, Croacia, 2012. Disponible en: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-25614-1#:~:text=Sand%20control%20problems%20in%20wells,from%20reservoir%20to%20well%20bore>
- [23] B. Scott. “An introduction of Sand Control, Sand Control Solutions, and Inflow Control Devices”. Libro, Halliburton, 2021.
- [24] Halliburton. “Sand Control Solutions”. Revista, Halliburton, s.f.
- [25] R. Mikula, O. Omotoso. “Predicción del comportamiento de los relaves de arenas bituminosas a partir del contenido de arcilla y la química del agua”. Artículo de Investigación, Calgary, Canadian Institute of Mining Metallurgy & Petroleum, Canada, 2002. Disponible en: <https://onepetro-org.ezproxy.uamerica.edu.co/PETSOCCIPC/proceedings/02CIPC/All-02CIPC/PETSOC-2002-057/4084?searchresult=1>

- [26] F. A. Correa. “Evaluación de la metodología para la predicción de la producción de arena en 3 pozos del bloque esperanza”. Trabajo de grado, Bogotá D.C, Universidad de América, Colombia, 2020. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7946/1/5122529-2020-1-IP.pdf>
- [27] C. A. Rubio, D. A. Gómez. “Diseñar una matriz para la selección de un método óptimo para la limpieza de arenas en pozos productores del campo la Cira Infantas”. Trabajo de grado, Bogotá D.C, Universidad de América, Colombia, 2020. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7963/1/5142088-2020-1-IP.pdf>
- [28] Y. D. Lopez, M. C. Martinez. “Diseño de un modelo machine learning para la selección del mejor mecanismo de control de arena entre los mecanismos zeta flow y high rate water pack en el campo x de los llanos orientales de Colombia”. Trabajo de grado, Bogotá D.C, Universidad de América, Colombia, 2021. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8264/1/5161473-2021-1-IP.pdf>
- [29] S. Grajales, L. J. Hoyos. “Metodología que permita estimar los factores críticos que puedan inducir la producción de arena por fuerzas de arrastre.”. Trabajo de grado, Bogotá D.C, Universidad de América, Colombia, 2018. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6671/1/5131551-2018-1-IP.pdf>
- [30] J. A. Pineda. “Diseño y construcción de sistemas experimentales para la evaluación de métodos de control de arena usados en fondo de pozo”. Trabajo de grado, Caracas, Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela, 2018. Disponible en: <http://biblioteca2.ucab.edu.ve/anexos/biblioteca/marc/texto/AAU2350.pdf>
- [31] V. H. Marañón. “Análisis de control de producción de arena por métodos de fortalecimiento de fondo de pozo”. Trabajo de grado, Quito, Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador, 2012. Disponible en: https://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/6037/1/48388_1.pdf
- [32] R. A. Falconi. “Criterios de selección y control de arenas en la terminación de pozos inteligentes”. Trabajo de grado, Distrito Federal, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2010. Disponible en:

[http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3913/1/tesis%20final v30.pdf](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3913/1/tesis%20final%20v30.pdf)

- [33] J. M. Goyeneche, R. L. Hernandez. “Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Ilanito” a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras”. Trabajo de grado, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2009. Disponible en: <https://noesis.uis.edu.co/communities/2edc1241-bd43-4cb3-99ba-96e5bfe5e2c8>
- [34] A. E. Rodríguez. “Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva”. Trabajo de grado, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2008. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128776.pdf>
- [35] N. Medina, J. Diaz, L. Pachón. “Aplicación de tubería flexible concéntrica y herramienta de aspiración de pozos con resinas químicas de consolidación de arena para controlar la producción de arena en pozos con mallas dañadas o revestimientos ranurados: una alternativa de reparación de pozos sin equipo de perforación”, SPE International, SPE 136999, 2010
- [36] M. Naufal, S. Juyanty, F. Tusimin. “Aplicación de la consolidación de arena de resina como control primario de arena: estudio de caso de un nuevo pozo de desarrollo en la costa de Sarawak”. SPE International, SPE-211561-MS
- [37] CHANDLER ENGINEERING. “Model 6100 Formation Response”, s.f. Disponible en: <https://www.chandlereng.com/products/reservoiranalysis/core-flow/formation-damage/model-6100>
- [38] E. X. Carvajal, K. N. Rivas. “Determinación de la granulometría adecuada del carbonato de calcio para optimizar el puenteo de lodo en zonas productoras del campo Eden-Yuturi”. Trabajo de grado, Quito, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2011. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4057/1/CD-3649.pdf>
- [39] C. J. Arango. “Evaluación técnico-financiera para la viabilidad de las mallas piramidales en las zarandas para el control de sólidos de los campos castilla y chichimene perforados con fluido de perforación base agua”. Trabajo de grado, Bogotá, Universidad de América,

- Colombia, 2017. Disponible en:
<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6408/1/5101433-2017-2-IP.pdf>
- [40] D. Freitas, D Peter A. Rubino. “Evaluación de la terminación de pozos en la faja petrolífera del Orinoco para el control de arena en las fases fría y térmica”. Trabajo de grado, Caracas, Universidad Central de Venezuela, Venezuela, 2014. Disponible en:
<http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/13304/1/TESIS%20modificado%20lista.pdf>
- [41] L. Dezhu, S. Houli, L. Xiangming. “Técnica de control de arena de pantalla de fibra de metal sinterizado integral”. SPE International, SPE-77846
- [42] “Tabla de clasificación de suelos según norma AASHTO y aplicación de Roadtec”, s.f. Disponible en:
http://roadtec.com.uy/wp-content/uploads/2018/10/tabla_clasificacion_suelos.pdf
- [43] D. Tiffin, G. King, R. Larese, L. Britt. “New Criteria for Gravel Screen Selection for Sand Control”. SPE International, 1998. SPE - 39437-MS
- [44] C. Veeken, D. Davies C. Kenter, A. Kooijman. “Sand Production Prediction Review: Developing an Integrated Approach”. SPE International, 1991. SPE- 22792-MS
- [45] A. Izurieta, F. Serrano, P. Andrade, A. Burgos, R. Rodríguez, J. Jaramillo. “Chemical Sand Consolidation as an Effective Alternative to Conventional Sand Control Methods in Ecuador”. SPE International, 2020. SPE- 203069-MS
- [46] C. K. Wentworth. “A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments”. Libro, The Journal of Geology. Disponible en: <https://www.jstor.org/stable/30063207>
- [47] J. C. Rangel. “Métodos de predicción y control de arenamiento en pozos petroleros”. Trabajo de grado, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2001. Disponible en:
<https://repositorio.unam.mx/contenidos/3536363>
- [48] S. A. Alvares, G. E. Velez. “Métodos de predicción y control de arenamiento en pozos petroleros”. Trabajo de grado, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2011/142087.pdf>

- [49] D. G. Ramos. “Litofacies de la formación chonta en las secciones del codo del tambo y pongo de mainique (Cuenca Ucayali sur)”. Trabajo de grado, Puno, Universidad Nacional del Altiplano, Perú, 2017. Disponible en: <https://app.ingemmet.gob.pe/biblioteca/pdf/TE0354.pdf>
- [50] L. E. Carvajal, A. J. Suarez. “Propuesta Metodológica para la Selección de Accesorios para Manejo de Arena en Pozos del Campo La Cira-Infantas”. Trabajo de grado, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2019. Disponible en: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/2ece0175-e1db-4a7e-8de1e5a2f2b78ce7/content>
- [51] C. E. Diaz. “Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el area mayor de socororo”. Trabajo de grado, Caracas, Universidad Central de Venezuela, Venezuela, 2002. Disponible en: <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/118/1/trabajo%20especial%20de%20grado>
- [52] W. L. Penberthy, C. M. Shaughnessy. “Sand control”. Libro, Society of Petroleum Engineers, 1992. Disponible en: <https://onepetro.org/books/book/65/Sand-Control?redirectedFrom=PDF>
- [53] F. Scalisi, J. A. Valle. “Propuesta de mejoras a los métodos de control de arena de los pozos productores de la arena o-15, yacimiento ofim cnx-24, campo cerro negro”. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Venezuela, 2017. Disponible en: <http://ri2.bib.udo.edu.ve:8080/jspui/handle/123456789/1930>
- [54] E. P. Montenegro. “Control de arena en pozos productivos con sistema de bombeo mecánico en la Cuenca Talara”. Trabajo de grado, Piura, Universidad Nacional de Piura Peru, 2022. Disponible en: <https://repositorio.unp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12676/4254/IPET-COR-MON-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [55] J. R. Salcedo. “Factibilidad de uso del diseño de empaque con grava para el control de arenas en los pozos del campo posa, golfo de paria”. Trabajo de grado, Puerto la Cruz, Universidad de Oriente, Venezuela, 2011. Disponible en: <http://ri2.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/947/2/70-TESES.IP011.S84.pdf>

- [56] A. I. Guevara, J. R. Izquierdo. “Control de arena en un pozo campo ginta, bloque 16, oriente-ecuatoreano utilizando empaquetadura de grava en hueco entubado con tecnica de ranurado Hydro-jet”. Trabajo de grado, Guayaquil, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, 2001. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3371/1/5893.pdf>
- [57] C. D. Macias, W. J. Solano. “Análisis técnico para el desarrollo del Campo Wati en la arenisca m1a empleando sistemas de control de arena”. Trabajo de grado, Guayaquil, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, 2017. Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/43673/1/D-CD70266.pdf>
- [58] Z. Zhang. “Una Tecnología Avanzada de Control de Arena para Yacimientos de Petróleo Pesado”. Trabajo de grado, Calgary, Universidad de Calgary, Canada, 2017. Disponible en: <https://prism.ucalgary.ca>. doi:10.11575/PRISM/24806
- [59] L. F. Castiblanco. “Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales”. Trabajo de grado, Medellin, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2017. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/63170/80224322.2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [60] L. Y. Campos. “Aplicación de criterios de falla para determinar el inicio de arenamiento de yacimientos”. Trabajo de grado, Ciudad de México, Instituto Politécnico Nacional, México, 2019. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/28126/Aplicaci%20de%20criterios%20de%20falla%20para%20determinar%20el%20inicio%20de%20arenamiento%20de%20yacimientos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [61] E. R. Vallejo. “Predicción de arenamiento mediante un modelo geomecánico para un campo del oriente ecuatoriano”. Trabajo de grado, Quito, Universidad Central del Ecuador, Ecuador, 2015. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/5643>
- [62] G. J. Brajin, S. F. Vargas. “Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales”. Trabajo

de grado, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011. Disponible en: <https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/55033138/control-de-arena-tesis-libre.pdf>

ANEXO 1

RECOMENDACIONES

Obtener muestras de caudales más altos para evaluar su permeabilidad y estabilización de finos mediante medidas de turbidez, a fin de observar si se tendrá mayor migración de finos al tener caudales mucho más altos y de esta manera tener más datos para comparar.

Evaluar otros tipos de arenas con intención de conocer y comparar la efectividad de la resina como tratamiento de consolidación.

Determinar el comportamiento del caudal de producción después de la aplicación del tratamiento, con el fin de evaluar si se ve afectado de forma positiva o negativamente, por la posible reducción de caudal debido a la pérdida de permeabilidad.

Realizar pruebas de compatibilidad de fluidos, de la resina como tratamiento químico por medio de un análisis con una prueba de botellas, mediante estos ensayos se pueden determinar los escenarios óptimos de aplicación basado en distintas consolidaciones litológicas de formaciones productoras.