



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS
PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER PARA REMOCIÓN
DE ARENA EN EL BLOQUE 60, BLOQUE 57 Y BLOQUE 7
(FORMACIONES HOLLÍN Y NAPO)”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

RONALD ROSVELT RIVAS PARRAGA

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ, MS.c

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS
PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER
PARA REMOCIÓN DE ARENA EN EL BLOQUE 60,
BLOQUE 57 Y BLOQUE 7 (FORMACIONES HOLLÍN Y
NAPO)**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

RONALD ROSVELT RIVAS PARRAGA

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ, MS.c

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



(Ing. MARLLELIS GUTIÉRREZ
HINESTROZA; PhD)
DIRECTOR DE CARRERA



(Ing. XAVIER VARGAS
GUTIÉRREZ; MsC)
DOCENTE TUTOR



(Ing. CARLOS MALAVÉ
CARRERA; MsC)
DOCENTE ESPECIALISTA



(Ing. ISRAEL YAGUAL PITA; MsC)
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



(Ing. DAVID VEGA GONZÁLEZ)
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A mis padres, por su amor y apoyo incondicional.

A mis hermanos y amigos por su confianza y cariño.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER PARA REMOCIÓN DE ARENA EN EL BLOQUE 60, BLOQUE 57 Y BLOQUE 7 (FORMACIONES HOLLÍN Y NAPO)**” elaborado por el estudiante RONALD ROSVELT RIVAS PARRAGA, egresado de la carrera de Ingeniería DE PETRÓLEOS, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 1% de la valoración permitida.



Certificado de análisis
Compilatio Studium

CERTIFICADO COMPILATIO TESIS RONALD RIVAS
ID : 7a6f427276b2836c414b3c7f7781c7f3e1289168



<1%
Textos sospechosos

Nombre del fichero : CERTIFICADO COMPILATIO TESIS RONALD RIVAS.txt
Tamaño del archivo original : 229,6 kB
Número de palabras : 13.092

Depositante : XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ
Fecha de depósito : 24 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 24 de julio de 2026

FIRMA DEL TUTOR



Validez únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ

Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez

C.I.: 0906392493

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.

Celular: 0962183538

Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, denominado **"EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER PARA REMOCIÓN DE ARENA EN EL BLOQUE 60, BLOQUE 57 Y BLOQUE 7 (FORMACIONES HOLLÍN Y NAPO)"**, del estudiante: **RONALD ROSVELT RIVAS PARRAGA**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo al interesado hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 27 de Julio del 2026


Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
CI. 0915036529

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
Nº DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Ronald Rosvelt Rivas Parraga, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER PARA REMOCIÓN DE ARENA EN EL BLOQUE 60, BLOQUE 57 Y BLOQUE 7 (FORMACIONES HOLLÍN Y NAPO)”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



RONALD ROSVELT RIVAS PARRAGA

Autor de Tesis

C.I. 2200075113

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

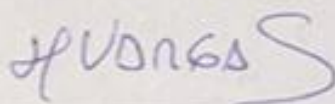
Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **"EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER PARA REMOCIÓN DE ARENA EN EL BLOQUE 60, BLOQUE 57 Y BLOQUE 7 (FORMACIONES HOLLÍN Y NAPO)"** previo a la obtención del Título de Ingeniero EN PETRÓLEOS elaborado por el Sr/a. RONALD ROSVELT RIVAS PARRAGA, egresado de la carrera de PETRÓLEOS, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIÉRREZ

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres Ronald Richard Rivas Intriago y Ana Luisa Parraga Bravo, por todo el esfuerzo que hicieron por mí, por la confianza y motivación que siempre me brindaron en toda mi formación académica.

A mis hermanos, quienes, son las personas más importantes en mi vida. Siempre estaré para apoyarlos, cuidarlos y acompañarlos en cada etapa de su camino. Este logro también es para ustedes.

A la señora Ana Cecilia Cruz López y a su familia, por brindarme un espacio acogedor, por hacerme sentir parte de la familia, las enseñanzas que me dejaron y por estar siempre presentes durante esta importante etapa de mi vida, todo lo que hicieron por mí lo guardaré con especial gratitud.

A Mayling Isabel Reinoso García y a su familia, por haber compartido conmigo gran parte de esta etapa universitaria, siempre me recibieron con afecto y conservaré los momentos compartidos y por convertirse en personas muy especiales en mi vida. Gracias por el cariño, la compañía y el apoyo.

A mis amigos Kevin Espín, Marina Yagual y Eduardo Alarcón por todos los momentos que pasamos juntos y todo el apoyo que nos hemos dado.

A mis mejores amigos Nicolas Espinosa e Ivy Robles, a los que ocupan un lugar muy importante en mi vida, a ti que desde Colombia me has sabido acompañar a pesar de la distancia y a ti que has estado presente durante este camino.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena y a sus profesores por brindarme la formación académica y las herramientas necesarias para mi desarrollo profesional.

A F&T Servicios Petroleros, a los clientes e ingenieros que contribuyeron con la información técnica empleada en esta investigación, por la confianza, apertura y colaboración brindadas, su aporte fue fundamental para desarrollar el estudio con datos reales de campo.

CONTENIDO

DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
AGRADECIMIENTOS	viii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	19
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	19
1.2 ANTEDECENTES	20
1.3 HIPÓTESIS	22
1.4 OBJETIVOS	22
1.4.1 Objetivo General	22
1.4.2 Objetivos Específicos	22
1.5 ALCANCE	23
1.6 VARIABLES.....	24
1.3.1 Variables Dependientes:	24
1.3.2 Variables Independientes.....	24
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	25
2.1 GEOLOGÍA DE LAS FORMACIONES NAPO Y HOLLÍN	25
2.1.1 Bloque 60.....	27
2.1.2 Bloque 57.....	28

2.1.3	Bloque 7.....	29
2.2	Producción de arena	29
2.3	Fracturamiento hidráulico y generación de arenas residuales	31
2.3.1	Función y propiedades del material apuntalante	34
2.3.2	Efectos de la producción de arena	36
2.3.3	Acumulación en los equipos de superficie	36
2.3.4	Acumulación en el fondo del pozo	37
2.4	Limpieza de arena en pozos petroleros	38
2.5	Tubing Bailer.....	39
2.6	Tipos de Tubing Bailer.....	42
2.6.1	Tubing Bailer Convencional.....	42
2.6.2	Tubing Bailer Rotatorio.....	42
CAPITULO III: METODOLOGÍA		44
3.1	Tipo y enfoque de la investigación.....	44
3.2	Selección de los pozos.....	45
3.3	Metodología de evaluación técnica	46
3.3.1	Recolección de información del pozo	46
3.3.2	Evaluación de las condiciones mecánicas del pozo	48
3.3.3	Diseño preliminar de la intervención	56
3.3.4	Diseño del ensamblaje de fondo (BHA).....	63
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		78
4.1.	Análisis de resultados del Pozo R-01	78

4.1.1	Condiciones iniciales y objetivo de la intervención	78
4.1.2	Comparación entre la planificación y la ejecución.....	79
4.1.3	Evaluación del ensamblaje utilizado	79
4.1.4	Comportamiento mecánica de la sarta.....	80
4.1.5	Recuperación de arena y condición final del BHA	81
4.1.6	Discusión técnica del caso.....	82
4.2	Análisis de resultados del Pozo R-02	83
4.2.1	Condiciones iniciales y objetivo de la intervención	83
4.2.2	Comparación entre la planificación y la ejecución.....	84
4.2.3	Evaluación del ensamblaje utilizado	85
4.2.4	Comportamiento mecánico durante la operación	86
4.2.5	Reciprocaciones y avance alcanzado.....	87
4.2.6	Recuperación de arena y condición final.....	88
4.2.7	Discusión técnica del caso.....	88
4.3	Análisis de resultados del Pozo R-03	90
4.3.1	Condiciones iniciales y objetivo de la intervención	90
4.3.2	Comparación entre la planificación y ejecución.....	90
4.3.3	Evaluación del ensamblaje utilizado	91
4.3.4	Comportamiento mecánico durante la corrida.....	92
4.3.5	Peso aplicado y número de reciprocaciones	93
4.3.6	Recuperación de material y condición posterior	94
4.3.7	Discusión técnica del caso.....	95

4.4	Discusión general de resultados	96
4.4.1	Comportamiento conjunto de las intervenciones	96
4.4.2	Relación entre el volumen estimado y el material recuperado	97
4.4.3	Importancia de la planificación mecánica	98
4.4.4	Comparación con métodos basados en circulación	99
4.4.5	Comparación con VACS y otras herramientas de recuperación	100
4.4.6	Aspectos favorables observados durante las intervenciones	101
4.4.7	Implicaciones técnicas para la selección del método de limpieza	102
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		104
5.1	CONCLUSIONES	104
5.2	RECOMENDACIONES	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		108
ANEXOS		112

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al. (1987).	26
Fig. 2 Columna tectono-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la cuenca oriente y de sus sistemas petrolíferos.	27
Fig. 3 Mecanismo de falla de arco de arena.	31
Fig. 4 Esquema de un experimento de laboratorio sobre el transporte de apuntalante mediante flujo en ranura.	32
Fig. 5 Agente apuntalante en la formación.	33
Fig. 6 Fracturamiento Hidráulico.	34
Fig. 7 Partes de un Tubing Bailer.	41
Fig. 8 Estado mecánico del Pozo R-01.	49
Fig. 9 Perfil direccional del Pozo R-01.	50
Fig. 10 Tortuosidad del Pozo R-01.	51
Fig. 11 Estado mecánico del Pozo R-02.	52
Fig. 12 Perfil direccional del Pozo R-02.	53
Fig. 13 Tortuosidad del Pozo R-02.	53
Fig. 14 Estado mecánico del Pozo R-03.	54
Fig. 15 Perfil direccional del Pozo R-03.	55
Fig. 16 Tortuosidad del Pozo R-03.	55
Fig. 17 Configuración propuesta del BHA para el Pozo R-01.	65

Fig. 18 Configuración propuesta del BHA para el Pozo R-02.	67
Fig. 19 Configuración propuesta del BHA para el Pozo R-03.	69
Fig. 20 Perfil de torque en superficie del Pozo R-01.....	72
Fig. 21 Perfil de torque en superficie del Pozo R-03.....	73
Fig. 22 Perfil de arrastre de la sarta del Pozo R-01.	74
Fig. 23 Perfil de arrastre de la sarta del Pozo R-02.	74
Fig. 24 Perfil de arrastre de la sarta del Pozo R-03.	75
Fig. 25 Evaluación del peso disponible sobre la herramienta del Pozo R-01.	76
Fig. 26 Evaluación del peso disponible sobre la herramienta del Pozo R-02.	76
Fig. 27 Evaluación del peso disponible sobre la herramienta del Pozo R-03.	77
Fig. 28 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	114
Fig. 29 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	114
Fig. 30 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	115
Fig. 31 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	115
Fig. 32 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	117
Fig. 33 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	117
Fig. 34 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	118
Fig. 35 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	118
Fig. 36 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	119
Fig. 37 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	119
Fig. 38 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	121
Fig. 39 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	121

Fig. 40 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	122
Fig. 41 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	122
Fig. 42 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.	123

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de análisis por pozo.....	47
Tabla 2. Información general de los pozos.....	48
Tabla 3. Datos utilizados para los cálculos volumétricos del Pozo R-01.....	57
Tabla 4. Datos utilizados para los cálculos volumétricos del Pozo R-02.....	58
Tabla 5. Datos utilizados para los cálculos volumétricos del Pozo R-03.....	58
Tabla 6. Resultados volumétricos a partir de los datos obtenidos del Pozo R-01.....	60
Tabla 7. Resultados volumétricos a partir de los datos obtenidos del Pozo R-02.....	60
Tabla 8. Resultados volumétricos a partir de los datos obtenidos del Pozo R-03.....	61
Tabla 9. Parámetros considerados para el diseño preliminar de las intervenciones con Tubing Bailer.....	62
Tabla 10. Configuración aprobada del BHA del Pozo R-01.	66
Tabla 11. Configuración aprobada del BHA del Pozo R-02.	68
Tabla 12. Configuración aprobada del BHA del Pozo R-03.	70

“EVALUACIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS
PRODUCTORES UTILIZANDO EL TUBING BAILER PARA
REMOCIÓN DE ARENA EN EL BLOQUE 60, BLOQUE 57 Y BLOQUE
7 (FORMACIONES HOLLÍN Y NAPO)”

Autor: Rivas Parraga Ronald Rosvelt

Tutor: Vargas Gutiérrez Ernesto Xavier

RESUMEN

El presente estudio evaluó técnicamente el proceso de limpieza de arena mediante *Tubing Bailer* en tres pozos productores asociados con las formaciones Napo y Hollín, ubicados en los bloques 60, 57 y 7. La investigación se desarrolló con un enfoque aplicado, cuantitativo, descriptivo, mediante el análisis de propuestas técnicas, diagramas mecánicos, cálculos volumétricos, configuraciones de BHA y simulaciones de torque, arrastre, peso sobre la herramienta. Los pozos fueron identificados como R-01, R-02 y R-03 para preservar la confidencialidad de la información. Los resultados mostraron avances de limpieza de 84, 35 y 79 ft, respectivamente, con recuperaciones aproximadas de 900, 560 y 1 550 lb de material. En los tres casos se alcanzó el fondo operativo en una sola corrida, utilizando configuraciones rotatorias en R-01 y R-03, y convencional en R-02. Se concluyó que el *Tubing Bailer* constituye una alternativa mecánica técnicamente viable y adaptable para remover acumulaciones localizadas sin circulación continua.

PALABRAS CLAVE: *Tubing Bailer*, remoción de arena, limpieza de pozos, ensamble de fondo, arena de fractura.

“EVALUATION OF THE PRODUCING WELL CLEANOUT PROCESS
USING A TUBING BAILER FOR SAND REMOVAL IN BLOCKS 60,
57 AND 7 (HOLLÍN AND NAPO FORMATIONS)”

Autor: Rivas Parraga Ronald Rosvelt

Tutor: Vargas Gutiérrez Ernesto Xavier

ABSTRACT

This study technically evaluated the sand cleanout process using a *Tubing Bailer* in three producing Wells associated with *Napo* and *Hollín* formations, located in Blocks 60, 57 and 7. The research followed an applied, quantitative and descriptive approach through the análisis of technical proposals, mechanical well diagrams, volumetric calculations, bottomhole assembly configurations, and simulations of torque, drag, weight on the tool. The wells were identified as R-01, R-02 and R-03 to preserve the confidentiality of the information. The results showed cleanout advances of 84, 35 and 79 ft, respectively, with approximate recoveries of 900, 560 and 1 550 lb of material. In all three cases, the operational target depth was reached in a single trip, using rotary configurations in wells R-01 and R-03 and a conventional configuration in R-02. It was concluded that the *Tubing Bailer* is a technically feasible and adaptable mechanical alternative for removing localized solid accumulations without continuous circulation.

KEYWORDS: *Tubing Bailer, sand removal, well cleanout, bottomhole assembly, fracture sand.*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El interés por desarrollar este proyecto surgió a partir de la revisión de información técnica relacionada con la producción de hidrocarburos y los principales problemas operacionales presentes en los pozos petroleros, especialmente aquellos asociados a la acumulación y producción de arena. Durante la consulta de artículos científicos, tesis, documentos técnicos y material audiovisual, se identificó que este fenómeno representa una de las dificultades más frecuentes dentro de la industria petrolera, principalmente en yacimientos con formaciones poco consolidadas.

La presencia de arena en los pozos puede afectar directamente la continuidad de la producción, además de generar daños en equipos de fondo y superficie, obstrucciones en la tubería y mayores requerimientos de mantenimiento. Como consecuencia, las compañías operadoras deben realizar intervenciones frecuentes que incrementan los costos operacionales y reducen la eficiencia de los pozos.

A partir de esta problemática surgió el interés por conocer con mayor profundidad los métodos utilizados para el control y limpieza de arena en pozos productores. Durante esta revisión se identificaron diferentes técnicas de remoción de sólidos acumulados en el fondo del pozo, entre las cuales destacó el uso del *Tubing Bailer*, una herramienta mecánica utilizada para recuperar sedimentos y residuos sólidos presentes en el interior del pozo.

El interés en esta herramienta se debe principalmente a que representa una alternativa operativa menos compleja frente a otros métodos de limpieza más invasivos o de mayor costo. Además, existe la posibilidad de trabajar con información de campo proporcionada por una empresa operadora, lo que permitirá desarrollar el estudio con un enfoque más práctico y orientado a condiciones reales de operación.

La investigación estará enfocada en pozos productores ubicados en las formaciones Napo y Hollín, las cuales constituyen reservorios de gran importancia dentro de la industria petrolera ecuatoriana. Debido a sus características geológicas y a las condiciones de producción, estas formaciones pueden presentar problemas relacionados con el desprendimiento y acumulación de sólidos en el fondo del pozo.

La acumulación de arena puede provocar restricciones en el flujo, asentamiento de sedimentos, desgaste de equipos y disminución de la productividad. En muchos casos, las operadoras deben ejecutar trabajos de limpieza para recuperar las condiciones normales de producción y evitar mayores pérdidas operacionales.

Frente a este escenario, el uso de herramientas de limpieza mecánica como el *Tubing Bailer* se presenta como una alternativa técnica que podría contribuir a mejorar las operaciones de mantenimiento y remoción de arena. Sin embargo, todavía existe información limitada acerca de su comportamiento y eficiencia bajo las condiciones operacionales presentes en los yacimientos ecuatorianos.

Por esta razón, el presente trabajo busca evaluar técnicamente el desempeño del *Tubing Bailer* en operaciones de limpieza de pozos productores, con el propósito de analizar sus resultados operativos y determinar su aporte en la optimización de las actividades de remoción de arena.

1.2 ANTEDECENTES

(Salazar López, 2021) realizó un estudio de caso titulado “Estudio de los resultados de la aplicación VACS (*Vectored Annular Cleaning System*) para la limpieza de arena en el fondo de un pozo productor de la arenisca M-1”, donde evaluó el desempeño de esta herramienta en un pozo perteneciente a la formación Napo con alta producción de arena.

En su investigación se compararon los resultados obtenidos con VACS frente al uso del *Sand Bailer*, considerando parámetros como el tiempo de armado y desarmado del *BHA*, la cantidad de arena recuperada y el tiempo no productivo (*NPT*) y mejorar la eficiencia de la limpieza de fondo.

El estudio también analiza algunos factores que influyen directamente en la eficiencia de este tipo de operaciones, como el caudal de circulación, la viscosidad del fluido, la densidad y tamaño de los sólidos, el ángulo de inclinación del pozo y el diseño hidráulico de la herramienta. Estos aspectos son importantes porque ayudan a entender en qué condiciones puede optimizarse el proceso de remoción de arena en formaciones poco consolidadas.

Esta investigación sirve como antecedente para el presente trabajo, ya que aporta criterios técnicos y operativos relacionados con la limpieza de arena en pozos productores y permite tener una referencia sobre el comportamiento de herramientas utilizadas en este tipo de intervenciones.

(Huali Zhang, 2020) en su investigación, los autores analizaron los problemas que se presentan durante las operaciones de limpieza en pozos horizontales de gas no convencional. Identificaron que la acumulación de residuos de *bridge plug*, arena de fracturamiento, recortes de formación y otros sólidos puede generar bloqueos dentro del pozo, afectando el flujo normal de producción y reduciendo la eficiencia operativa.

El estudio también señala que muchos de los métodos tradicionales de limpieza, utilizados comúnmente en pozos verticales o de geometría simple, no siempre son efectivos en pozos horizontales. Esto se debe a que, en secciones horizontales extensas, la gravedad provoca que los sólidos se asienten con mayor facilidad, dificultando su desplazamiento y retorno hacia la superficie.

(Gomez Mattar, 2018) explica que la producción de arena se origina por una combinación de factores geológicos y operacionales. Entre los principales se encuentran las propiedades mecánicas de la formación, la poca consolidación de los granos de arena, los esfuerzos que afectan la estabilidad del pozo y las variaciones de presión que favorecen el arrastre de sólidos hacia el sistema de producción.

Estas condiciones pueden provocar problemas como el colapso parcial de la formación, el taponamiento de las tuberías y la necesidad de realizar intervenciones frecuentes para recuperar la continuidad del flujo y mantener la producción del pozo.

Lo expuesto por el autor coincide con investigaciones previas, donde se menciona que la producción de arena está directamente relacionada con la pérdida de integridad del pozo y con la disminución del rendimiento productivo cuando no se aplican métodos adecuados de control o limpieza.

1.3 HIPÓTESIS

¿La aplicación de la herramienta *Tubing Bailer* contribuyó a una remoción eficiente de la arena acumulada en el fondo del pozo?

La aplicación de la herramienta *Tubing Bailer* en operaciones de limpieza de pozos productores podría contribuir a una remoción eficiente de la arena acumulada en el fondo del pozo, permitiendo mejorar las condiciones de producción y disminuir la frecuencia de intervenciones correctivas relacionadas con problemas de sedimentación.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Evaluar técnicamente la eficiencia del proceso de limpieza de fondo de pozo mediante la herramienta *Tubing Bailer* en pozos productores de las formaciones Napo y Hollín, para determinar su aporte en la optimización de las operaciones de remoción de arena.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar las formaciones Napo y Hollín, identificando las condiciones geológicas y operativas que favorecen la producción y acumulación de arena en los pozos productores.
- Analizar el comportamiento de los pozos afectados por acumulación de arena y parámetros operativos asociados.

- Describir el funcionamiento y la aplicación del método de limpieza mediante *Tubing Bailer*, considerando sus condiciones de aplicación y desempeño técnico frente a otros métodos de limpieza de arena.
- Evaluar los resultados obtenidos con la aplicación del *Tubing Bailer* mediante indicadores como volumen de arena extraída y frecuencia de intervenciones.

1.5 ALCANCE

El presente estudio comprende el análisis del comportamiento de pozos productores antes y después de las operaciones de limpieza, con el propósito de evaluar la efectividad del *Tubing Bailer* en la remoción de arena y su influencia en las condiciones de producción.

Para el desarrollo de la investigación se utilizarán datos históricos proporcionados por una empresa operadora, incluyendo información relacionada con volúmenes de arena recuperada, parámetros operacionales, frecuencia de intervenciones y registros técnicos asociados a las operaciones de limpieza de pozo.

Asimismo, se realizará una caracterización general de las formaciones Napo y Hollín, considerando propiedades petrofísicas y factores que favorecen la producción y acumulación de sólidos durante la etapa productiva.

Por razones de confidencialidad y en cumplimiento con los acuerdos establecidos con la empresa que facilitó la información técnica para el desarrollo de esta investigación, no se divulgarán los nombres, códigos ni la ubicación específica de los pozos intervenidos.

El estudio también incluirá la descripción del funcionamiento del *Tubing Bailer*, sus condiciones de aplicación, limitaciones operativas y algunos criterios utilizados para su selección frente a otros métodos de limpieza de arena.

Finalmente, los resultados obtenidos serán analizados mediante indicadores técnicos que permitan determinar la eficiencia del proceso de limpieza y su aporte a las operaciones de mantenimiento de pozos productores.

1.6 VARIABLES

1.3.1 Variables Dependientes:

- Volumen de arena removida.
- Frecuencia de intervenciones.
- Estabilidad operativa del pozo.

1.3.2 Variables Independientes

- Diagrama de los pozos.
- Características petrofísicas de la formación Hollín y Napo.
- Condiciones mecánicas del pozo.
- Profundidad de operación.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GEOLOGÍA DE LAS FORMACIONES NAPO Y HOLLÍN

La formación Hollín se divide principalmente en los miembros Hollín Inferior y Hollín Superior, los cuales presentan características petrofísicas y litológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos. El Hollín Inferior está conformado por una arenisca cuarzosa consolidada, de grano medio y de edad Cretácica inferior, depositada en un ambiente de tipo fluvial. Este reservorio se caracteriza por presentar una buena saturación de petróleo de aproximadamente 29 °API, con espesores saturados que varían entre 45 y 55 pies. Además, posee una porosidad cercana al 15%, saturación de agua entre 20 y 40% y salinidades que oscilan entre 500 y 1500 ppm de cloruros (Ramírez Escalante, 2023; Angel Guale, 2021).

Por otra parte, el Hollín Superior está compuesto por una arenisca cuarzosa consolidada de grano fino, con presencia de minerales como glauconita y clorita. Este miembro también presenta condiciones favorables para la producción de hidrocarburos, registrando crudos de alrededor de 27 °API. En la zona central del campo, el espesor saturado promedio es de aproximadamente 7,5 pies, con una porosidad cercana al 12%, saturación de agua del 35% y salinidades alrededor de 3891 ppm de cloruros. Hacia el sector norte del campo, la formación presenta un comportamiento estratigráfico más variable, observándose espesores netos saturados promedio entre 12 y 15 pies (Ramírez Escalante, 2023; Angel Guale, 2021).

La Formación Napo corresponde a una secuencia sedimentaria compuesta principalmente por lutitas negras, calizas de tonalidades grises a negras y areniscas calcáreas. Su espesor promedio es cercano a los 300 metros, aunque en algunos sectores del sureste de la zona Subandina, como el levantamiento del Cutucú, puede alcanzar espesores de hasta 600 metros. A lo largo del tiempo se han propuesto diferentes divisiones estratigráficas para esta formación; sin embargo, las clasificaciones más aceptadas son aquellas basadas en criterios de estratigrafía secuencial. Estas interpretaciones consideran la dinámica de a línea de costa y las variaciones en la profundidad del ambiente deposicional, relacionadas

con procesos de transgresión y regresión marina. Como resultado, la Formación Napo se organiza en ciclos sedimentarios limitados por superficies estratigráficas importantes (Cushpa & Malliquinga, 2015; Baby et al., 2004).

Desde la base hacia el tope, la Formación Napo está constituida por varias unidades litológicas, entre las que se distinguen la Caliza C, Lutita T, Arenisca T, Caliza B, Lutita U, Arenisca U, Caliza A, Arenisca M2, Arenisca M1 y una secuencia superior de lutitas (Cushpa & Malliquinga, 2015).

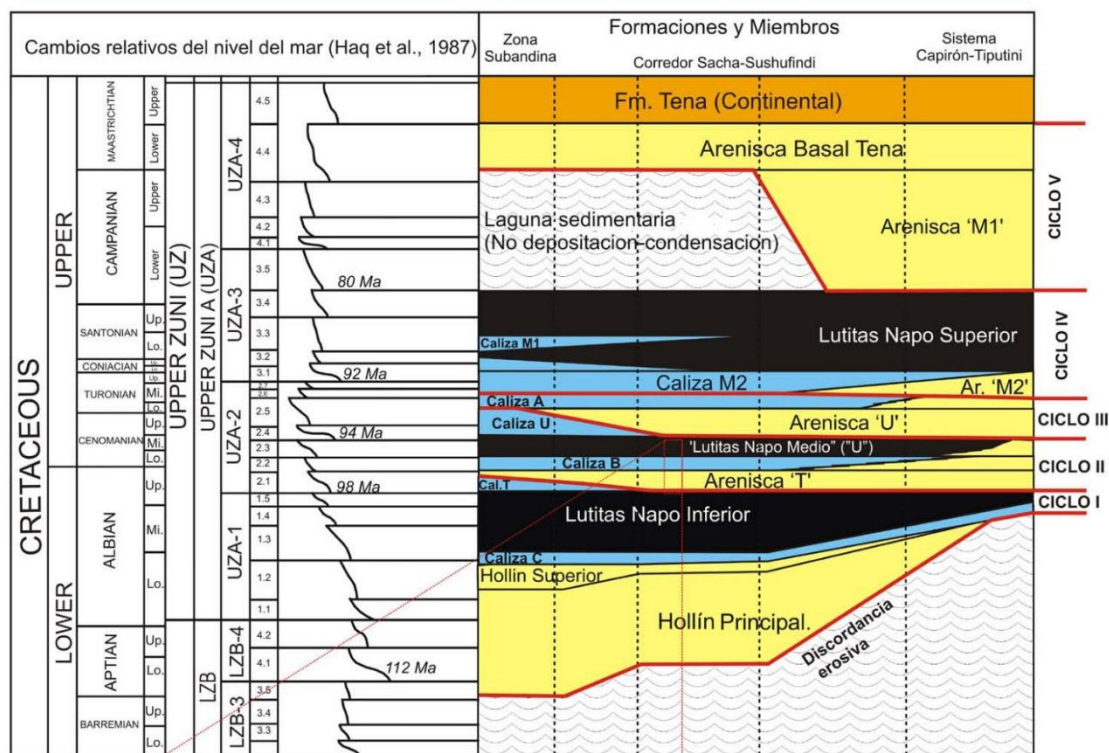


Fig. 1 Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al. (1987).

Extraído de: (Baby et al., 2004)

Es importante este gráfico, para poder identificar las zonas y formaciones más importantes de la Cuenca Oriente, donde se encuentran las principales rocas productoras de petróleo del Ecuador.

A continuación, se muestra un gráfico de cómo se distribuye la columna estratigráfica de la cuenca oriente.

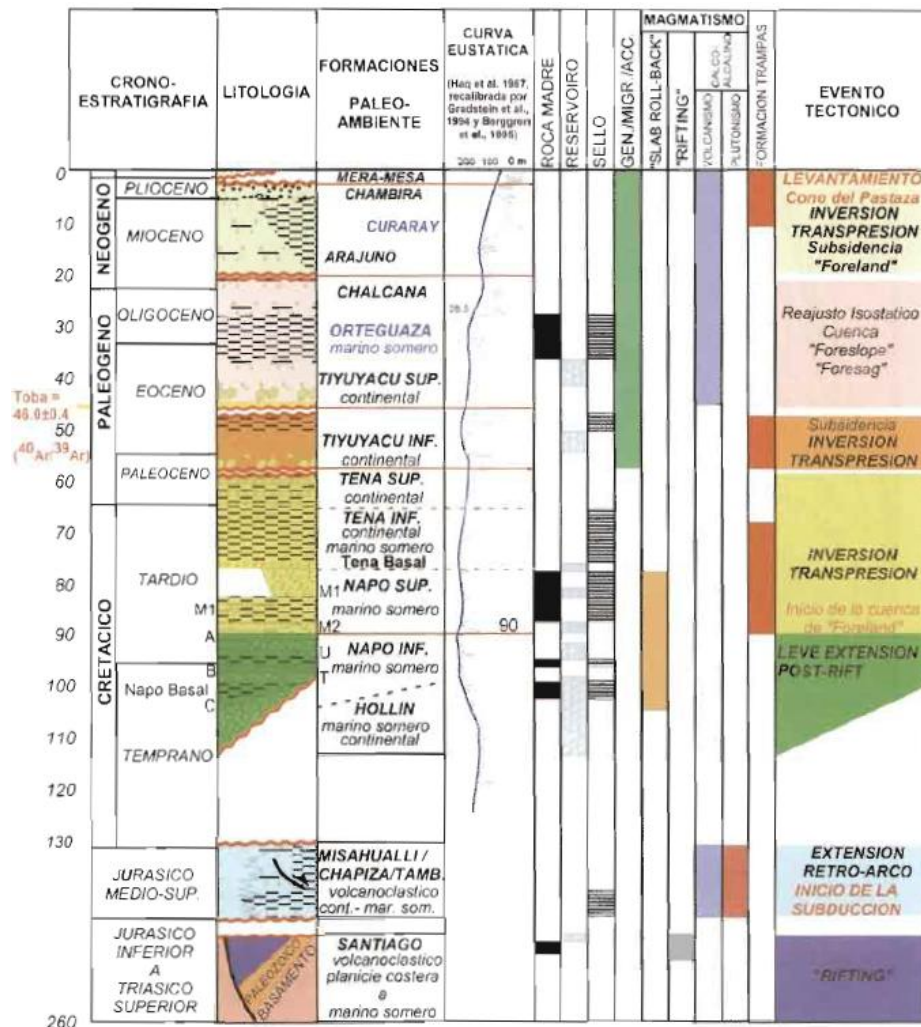


Fig. 2 Columna tectono-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la cuenca oriente y de sus sistemas petrolíferos.

2.1.1 Bloque 60

El Campo Sacha se encuentra localizado en el Bloque 60, en la provincia de Orellana, específicamente en el cantón Joya de los Sachas, en la región amazónica del Ecuador (Baby et al., 2004).

El inicio de la producción del campo se realizó el 6 de julio de 1972, registrándose durante ese mes una producción promedio aproximada de 29 269 barriles diarios de petróleo. En los meses siguientes, la producción incrementó rápidamente hasta alcanzar, en noviembre del mismo año, un máximo histórico cercano a los 117 591 barriles por día, considerado el mayor nivel productivo registrado en la historia del campo. Posteriormente, aunque la producción presentó variaciones a lo largo del tiempo, el yacimiento que se prolongó hasta 1994. A partir de ese periodo, el campo comenzó a mostrar una declinación progresiva en su capacidad productiva, llegando actualmente a producir alrededor de 40 000 barriles diarios (Baby et al., 2004).

2.1.2 Bloque 57

El descubrimiento del Campo Shushufindi ocurrió en 1969 mediante la perforación del pozo exploratorio Shushufindi-1. Las actividades de perforación iniciaron el 4 de diciembre de 1968 y el pozo alcanzó una profundidad de 9772 pies. Posteriormente, durante las pruebas de producción realizadas en enero de 1969, se obtuvieron caudales cercanos a 2621 barriles diarios de petróleo de 32,5° API provenientes del reservorio “T” mientras que el reservorio “U” registró una producción aproximada de 2496 barriles por día con crudo de 26,6° API (Baby et al., 2004).

Es considerado un Campo muy importante a nivel mundial debido a su elevada capacidad productiva, llegando a representar el 35% de la producción nacional y a la eficiencia de su sistema de explotación. Gracias a ello, ha representado una de las principales fuentes de riqueza petrolera para el Ecuador, contaba inicialmente con reservas probadas cercanas a los 1590 millones de barriles de petróleo, este volumen representa el 21,5 % de las reservas totales de la Cuenca Oriente, y en los primeros meses del año 2002 superó una producción acumulada de más de 1000 millones de barriles de petróleo, todavía permanecen alrededor de 600 millones de barriles pendiente de recuperación (Baby et al., 2004).

2.1.3 Bloque 7

El bloque 7 fue adjudicado durante la segunda ronda petrolera realizada en 1985, iniciando sus operaciones bajo la administración de *British Petroleum (BP)*. Durante ese periodo se desarrollaron trabajos de exploración sísmica y perforación logrando descubrir crudo de aproximadamente 21° API. Posteriormente, en 1990, la operación pasó a manos de las empresas *Oryx*, la cual implementó nuevas tecnologías en sus actividades petroleras. Sin embargo, con el paso del tiempo surgieron diversos conflictos ambientales y sociales relacionados principalmente con derrames de petróleo y afectaciones a comunidades indígenas y campesinas cercanas al área de operación (Baby et al., 2004).

A finales de la década de 1990, *Kerr McGee* asumió participación en el bloque tras su fusión con *Oryx*, manteniéndose en operación hasta inicios de los años 2000. Más adelante, el bloque fue administrado por *Perenco*, empresa que también enfrentó cuestionamientos por problemas ambientales ocurridos en la zona. Finalmente, en el año 2010, el Estado Ecuatoriano declaró la caducidad de los contratos vigentes y asignó la operación de los Bloques 7 y 21 a PETROAMAZONAS EP. A pesar de los cambios de operadoras, en los años posteriores continuaron registrándose derrames petroleros y afectaciones ambientales dentro del área de influencia del bloque (Baby et al., 2004).

2.2 Producción de arena

La producción de arena es considerada uno de los principales problemas operacionales dentro de la industria petrolera. Las actividades de limpieza de pozos y reacondicionamiento asociadas a este fenómeno representan costos elevados para las compañías operadoras, debido a la disminución de producción y a la necesidad de realizar intervenciones correctivas con mayor frecuencia. (Al-Awad et al., 1999)

De acuerdo con su resistencia mecánica, las formaciones areniscas pueden clasificarse en competentes, débiles o no consolidadas. En las areniscas competentes, la producción de arena generalmente se relaciona con fallas de corte generadas alrededor de la

perforación del pozo, principalmente cuando los esfuerzos aplicados superan la resistencia de la formación. (Al-Awad et al., 1999)

La producción de arena puede originarse por diferentes factores geológicos y operacionales. En muchos casos ocurre cuando las rocas cercanas a la perforación pierden estabilidad mecánica debido a los cambios de presión y a las fuerzas generadas durante la producción. Bajo estas condiciones, el flujo de fluidos del yacimiento puede desprender y transportar partículas sólidas hacia el interior del pozo. (Eshiet & Sheng, 2021; Al-Awad et al., 1999)

A medida que el proceso continúa, las zonas debilitadas alrededor de la perforación pueden sufrir desprendimientos y fallas de corte, permitiendo que los granos de arena sean arrastrados junto con los fluidos producidos (Eshiet & Sheng, 2021). Este fenómeno favorece la acumulación de sedimentos y puede generar diferentes problemas operacionales en el sistema de producción (Al-Awad et al., 1999).

Además de afectar el caudal de producción, la presencia de arena puede ocasionar desgaste de equipos, obstrucciones, daños en bombas y mayores costos relacionados con limpieza y mantenimiento.

En algunas operaciones, los procesos de limpieza de pozos no solamente están relacionados con arena producida naturalmente por la formación. En los últimos años, el desarrollo de técnicas de fracturamiento hidráulico ha incrementado la presencia de residuos sólidos y material apuntalante dentro de los pozos (Al-Awad et al., 1999).

El retorno de arena de fractura, fragmentos de lutita y otros residuos provenientes de este tipo de operaciones puede provocar acumulación de sólidos en el fondo del pozo y en las zonas de flujo. Cuando estos materiales no son removidos oportunamente, pueden producir restricciones de flujo, disminución de producción y dificultades operativas durante las actividades de superficie (Huali Zhang, 2020).

Debido a ello, las operaciones de limpieza y remoción de sólidos han adquirido mayor importancia en pozos sometidos a procesos de estimulación hidráulica.

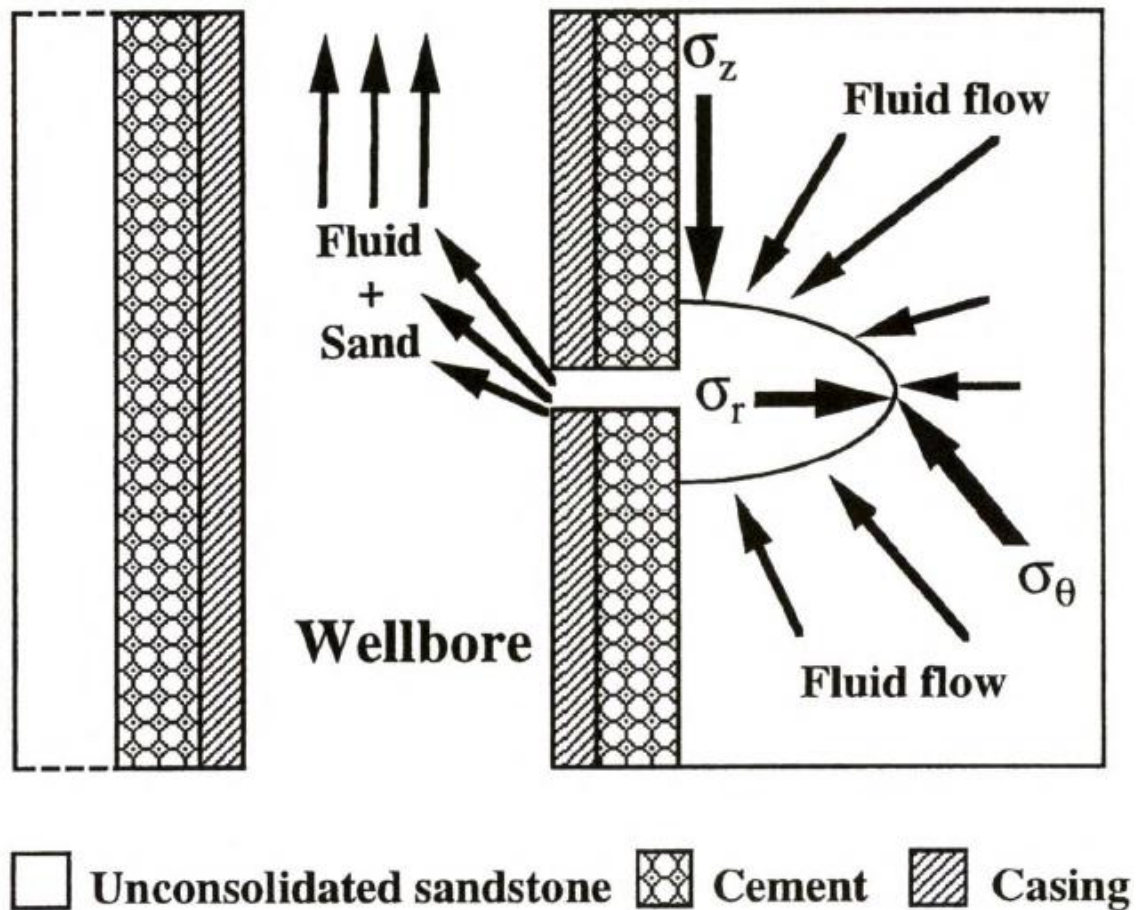


Fig. 3 Mecanismo de falla de arco de arena.

Extraído de: (Al-Awad et al., 1999)

2.3 Fracturamiento hidráulico y generación de arenas residuales

El fracturamiento hidráulico es una técnica ampliamente utilizada en la industria petrolera para estimular pozos y mejorar la producción de hidrocarburos en formaciones de baja permeabilidad. El proceso consiste en inyectar fluidos a alta presión dentro de la formación con el propósito de generar fracturas artificiales que faciliten el desplazamiento del petróleo o gas hacia el pozo (Speight, 2016).

Para realizar este tipo de estimulación se emplea un fluido de fractura compuesto principalmente por agua, aditivos químicos y material apuntalante, conocido comúnmente como *proppant* o arena de fractura. Cuando la presión de bombeo supera la resistencia mecánica de la roca, se produce la apertura de fracturas alrededor del pozo, creando canales que permiten mejorar la conectividad entre el reservorio y el sistema de producción (Speight, 2016; Zhao et al., n.d.; Hyman et al., 2016)

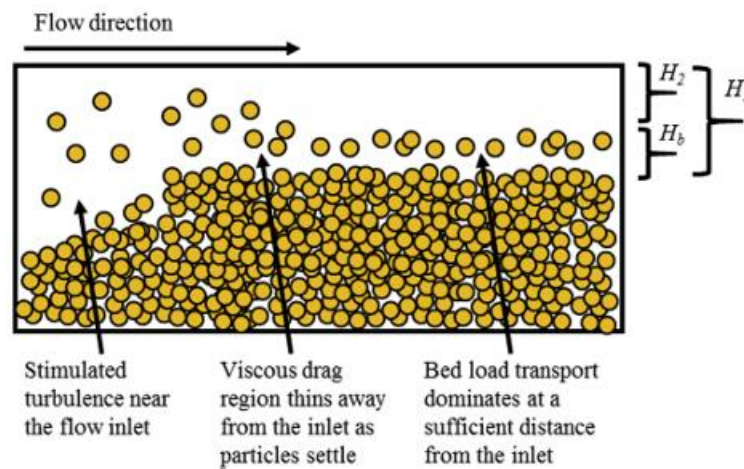


Fig. 4 Esquema de un experimento de laboratorio sobre el transporte de apuntalante mediante flujo en ranura.

Extraído de: (McClure, 2018)

El desarrollo de esta tecnología ha permitido explorar yacimientos no convencionales y reservorios compactos que anteriormente presentaban baja rentabilidad debido a sus reducidas condiciones de permeabilidad. Actualmente, el fracturamiento hidráulico es aplicado en formaciones de *shale gas*, *tight gas* y *tight oil*, donde el flujo natural de los hidrocarburos suele ser ilimitado (Speight, 2016; Pană et al., 2022)

Dentro de estas operaciones, el fluido de fractura cumple varias funciones importantes. Además de transmitir presión hacia la formación, también transporta el material apuntalante hacia las fracturas generadas. Dependiendo de las condiciones del yacimiento, pueden utilizarse fluidos base agua, geles poliméricos, emulsiones y sistemas

con aditivos diseñados para controlar propiedades como viscosidad, fricción y estabilidad térmica (Speight, 2016).

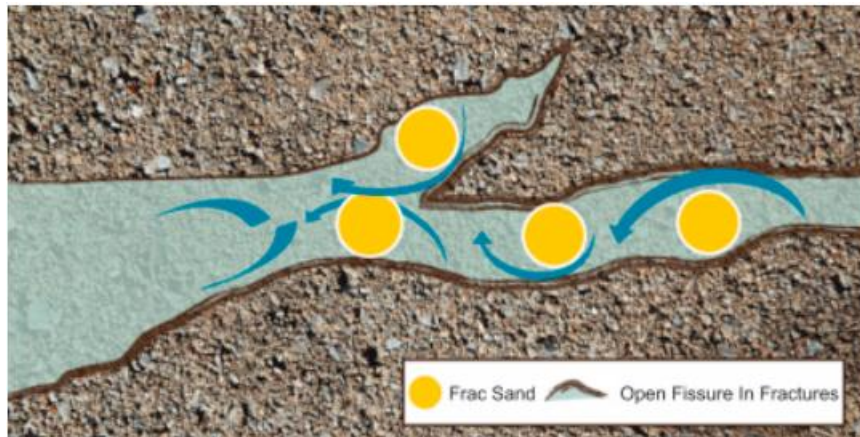


Fig. 5 Agente apuntalante en la formación.

Extraído de: (Zendehboudi & Bahadori, 2017)

El material apuntalante tiene la función de mantener abiertas las fracturas una vez finalizado el bombeo. Generalmente está compuesto por arenas silíceas o materiales cerámicos seleccionados según propiedades como resistencia mecánica, tamaño de grano y distribución granulométrica. Una adecuada colocación del *proppant* dentro de la fractura permite conservar la conductividad y favorecer el flujo continuo de hidrocarburos hacia el pozo (Speight, 2016).

Sin embargo, después de las operaciones de fracturamiento parte del material apuntalante puede retornar junto con los fluidos producidos. También es común la presencia de residuos sólidos provenientes de fragmentos de formación, restos de cementos y partículas generadas durante las operaciones de estimulación. Cuando estos sólidos no son removidos oportunamente pueden acumularse en el fondo del pozo o en zonas de restricción de flujo, ocasionando problemas operacionales que afecta la producción.

El siguiente gráfico es cómo se mueve y deposita el material apuntalante en las fracturas creadas.

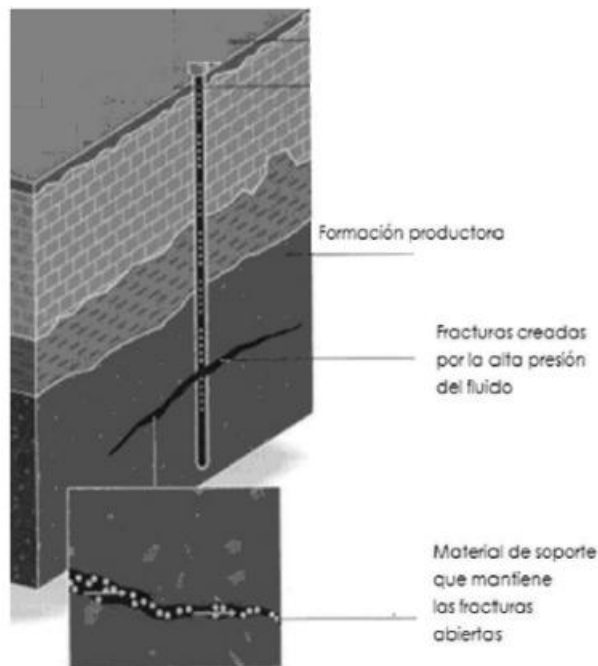


Fig. 6 Fracturamiento Hidráulico.

Extraído de: Quisnancela, 2014.

Debido a ello, las operaciones de limpieza y remoción de sólidos posteriores al fracturamiento han adquirido mayor importancia en los trabajos de reacondicionamiento de pozos. Estas intervenciones buscan recuperar las condiciones normales de producción, disminuir problemas de taponamiento y reducir afectaciones en los equipos de fondo y superficie. (Speight, 2016; Epa, 2011)

2.3.1 Función y propiedades del material apuntalante

En las operaciones de fracturamiento hidráulico, el material apuntalante o *proppant* cumple un papel importante dentro del tratamiento de estimulación. Su función principal es mantener abiertas las fracturas generadas en la formación después de finalizar el bombeo, permitiendo que los hidrocarburos puedan desplazarse con mayor facilidad

hacia el pozo. Sin la presencia de este material, las fracturas tenderían a cerrarse nuevamente debido a los esfuerzos naturales de la formación, reduciendo considerablemente la efectividad del tratamiento. (Wang et al., 2023).

El *proppant* utilizado en operaciones de fractura puede estar compuestos por arenas silíceas naturales, arenas recubiertas con resina o materiales cerámicos fabricados para soportar condiciones de presión más severas. La selección del material depende de varios factores operacionales, entre ellos la profundidad del reservorio, la presión de cierre de la fractura, la temperatura y las características mecánicas de la formación (Wang et al., 2023).

Una de las propiedades más importantes del material apuntalante es su resistencia mecánica. Durante la producción, los granos están sometidos a elevados esfuerzos de compresión dentro de la fractura, por lo que el material debe conservar su integridad y evitar una trituración excesiva. Cuando los granos se fracturan o generan partículas finas, puede disminuir la conductividad de la fractura y presentarse restricciones al flujo de hidrocarburos (Li et al., 2026).

Durante las etapas posteriores al fracturamiento, no todo el material apuntalante permanece dentro de las fracturas inducidas. Parte del *proppant* puede retornar juntos con los fluidos producidos, fenómeno conocido como *proppant flowback*. Asimismo, otra porción puede sedimentarse y acumularse en zonas cercanas al pozo, especialmente cuando las condiciones de flujo no son suficientes para mantener el transporte de partículas (Yao et al., 2022a).

La acumulación de estos sólidos puede generar restricciones en el flujo, disminución de producción y problemas operacionales asociados al asentamiento de arena en el fondo del pozo. Debido a ello, las operaciones de limpieza y remoción de residuos sólidos adquieren importancia dentro de las actividades de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos sometidos a fracturamiento hidráulico (Wang et al., 2023; Yue et al., 2024)

2.3.2 Efectos de la producción de arena

La producción de arena es uno de los problemas que con mayor frecuencia se presenta durante la explotación de pozos petroleros, especialmente en formaciones con bajo nivel de consolidación o sometidas a altas tasas de producción. La presencia de sólidos dentro del sistema puede afectar tanto a las condiciones de flujo como el funcionamiento de los equipos utilizados durante la producción. Diversos estudios señalan que la producción continua de arena puede generar disminución de caudal, desgaste mecánico, taponamiento y mayores requerimientos de mantenimiento en pozos productores (Wang et al., 2023; Yao et al., 2022)

Además de la arena proveniente de la formación, en ciertos pozos también pueden encontrarse residuos sólidos asociados a operaciones de fracturamiento hidráulico, como material apuntalante (*proppant*), fragmentos de formación y restos de cemento. Cuando estos sólidos no son removidos de manera oportuna, tienden a acumularse dentro del pozo o en las instalaciones superficiales, afectando la continuidad de la producción y aumentando la necesidad de intervenciones correctivas (Speight, 2016).

La magnitud del problema depende de diferentes factores, entre ellos las propiedades mecánicas de la formación, las condiciones de producción y la capacidad del sistema para transportar partículas sólidas. En muchos casos, la producción de arena no solo ocasiona daños operacionales, sino que también puede comprometer la estabilidad de la formación y reducir la vida útil de los equipos de producción (Yao et al., 2022b; Wang et al., 2023).

2.3.3 Acumulación en los equipos de superficie

Uno de los efectos más comunes de la producción de arena es la acumulación progresiva de sólidos en los equipos de superficie. Las partículas producidas junto con el petróleo, gas y agua pueden depositarse en líneas de flujo, separadores, válvulas, tanques y otros componentes del sistema de producción. Este problema suele presentarse cuando las condiciones del transporte no son suficientes para mantener las partículas suspendidas durante el flujo (Yao et al., 2022b).

Con el tiempo, la acumulación de arena puede generar restricciones parciales en las líneas y provocar pérdidas de presión dentro del sistema. Asimismo, la presencia continua de sólidos afecta el desempeño de los equipos de separación y aumenta la frecuencia de trabajos de limpieza y mantenimiento correctivo. En operaciones donde existen residuos provenientes de tratamientos de fracturamiento hidráulico, también pueden acumularse partículas de *proppant* y fragmentos sólidos asociados a las operaciones de estimulación (Speight, 2016).

Otro efecto importante es el desgaste abrasivo ocasionado por el impacto constante de partículas sólidas sobre válvulas, conexiones y accesorios superficiales. Este fenómeno puede acelerar el deterioro de los equipos y aumentar el riesgo de fallas operacionales durante la producción. Debido a ello, muchas operadoras implementan sistemas de control de sólidos y programas periódicos de limpieza con el objetivo de reducir el impacto de la arena sobre las instalaciones superficiales (Wang et al., 2023).

2.3.4 Acumulación en el fondo del pozo

En muchos casos, el asentamiento de sólidos se relaciona con una disminución de la velocidad de flujo dentro del pozo. Cuando la energía del sistema no es suficiente para mantener las partículas suspendidas, la arena comienza a sedimentarse en zona de baja velocidad, formando depósitos, la arena comienza a sedimentarse en zonas de baja velocidad, formando depósitos que con el tiempo pueden aumentar considerablemente. (Fernando & Lamar, 2008; Yao et al., 2022b)

Por otro lado, a parte de la arena natural de la formación, ciertos pozos pueden presentar acumulación de residuos asociados a operaciones de fracturamiento hidráulico. Entre estos materiales se encuentran partículas de *proppant*, fragmentos de roca y restos de sólidos generados durante los trabajos de estimulación. Parte de estos sólidos retorna junto con los fluidos producidos, mientras que otra porción permanece sedimentada cerca del fondo del pozo debido a condiciones insuficientes de transporte hidráulico.

Cuando la acumulación de sólidos alcanza niveles considerables, generalmente es necesario realizar operaciones de limpieza para restablecer las condiciones de producción del pozo. Dependiendo de las características operacionales y del volumen de sedimentos presentes, pueden emplearse métodos de circulación, herramientas mecánicas o sistemas de remoción de arena diseñados para recuperar la continuidad del flujo y disminuir la presencia de sólidos acumulados en fondo (Salazar López, 2021; Ortiz, 2014)

2.4 Limpieza de arena en pozos petroleros

Las operaciones de limpieza de arena forman parte de las actividades de mantenimiento realizadas en pozos petroleros cuando existen acumulación de sólidos que afectan las condiciones normales de producción. La presencia de arena en fondo puede generar restricciones de flujo, disminución de caudal, desgaste de equipos y dificultades durante la operación del pozo, por lo que en muchos casos resulta necesario ejecutar intervenciones destinadas a remover los sedimentos acumulados. (Fernando & Lamar, 2008; Salazar López, 2021)

La necesidad de realizar trabajos de limpieza depende de la cantidad de sólidos presentes, de las condiciones mecánicas del pozo y del impacto que la acumulación de arena genera sobre el sistema de producción. En ciertas operaciones, además de arena proveniente de la formación, también pueden encontrarse residuos cerca del fondo del pozo después de las etapas de *flowback* (Speight, 2016; McClure, 2018).

Existen diferentes métodos utilizados para la remoción de arena en pozos petroleros. Algunas técnicas emplean circulación de fluidos y sistemas hidráulicos para transportar sólidos hasta la superficie, mientras que otras utilizan herramientas mecánicas diseñadas para recuperar directamente los sedimentos acumulados en el fondo. La selección del método de limpieza depende de factores como el volumen de arena presente, la geometría del pozo, las condiciones de presión y el tipo de residuos acumulados (Quisnancela, 2014; Ott & Woods, 2003).

En pozos con baja presión o condiciones operacionales limitadas, ciertos métodos convencionales pueden presentar dificultades para remover eficientemente los sólidos acumulados. Debido a ello, la industria petrolera también emplea herramientas mecánicas de limpieza que permiten recuperar arena y residuos sin depender completamente de sistemas de circulación hidráulica. Estas herramientas suelen utilizarse en operaciones focalizadas de limpieza, especialmente cuando se requiere intervenir el fondo del pozo con menores tiempos operativos y menor complejidad de intervención (Salazar López, 2021).

Dentro de las herramientas utilizadas para este tipo de operaciones se encuentra el *Tubing Bailer*, equipo mecánico diseñado para recuperar arena, sólidos y residuos acumulados en el fondo del pozo.

2.5 *Tubing Bailer*

El *Tubing Bailer* es una herramienta mecánica utilizada en operaciones de intervención de pozos para la recuperación de arena, sólidos y residuos acumulados en el fondo del pozo. Su aplicación se ha extendido en trabajos de limpieza donde existen restricciones operacionales para el uso de métodos convencionales basados en circulación hidráulica, especialmente en pozos con baja presión o con presencia de grandes volúmenes de sedimentos como, por ejemplo, pozos donde se realizó una operación de fracturamiento hidráulico.

A diferencia de otros sistemas de *cleanout* que necesitan circulación continua de fluidos para transportar arena hacia superficie, el *Tubing Bailer* trabaja mediante un mecanismo netamente mecánico. La herramienta incorpora válvulas internas y recámaras de almacenamiento que permiten capturar y retener los sólidos recuperados durante la operación. Gracias a este principio de funcionamiento, el sistema puede trabajar sin depender directamente del diferencial hidrostático del pozo.

El funcionamiento de la herramienta se basa en un efecto de succión generado por movimientos de reciprocación de la sarta. Durante el descenso y ascenso del sistema se

producen cambios de presión que facilitan el ingreso de arena y residuos hacia las recámaras de almacenamiento. Conforme avanza la operación, los sólidos recuperados quedan recuperados dentro de las recámaras de almacenamiento para posteriormente ser llevados a superficie.

En campo, la configuración del *Tubing Bailer* puede variar según las condiciones del pozo y el tipo de limpieza requerida. El BHA generalmente incluye válvulas *check*, *drill collars*, *drilling jar*, zapatas, *crossovers* y la recámara de recuperación. La selección de cada componente depende de factores como profundidad, volumen estimado de arena, condiciones mecánicas del pozo y tipo de sólidos presentes en fondo.

Entre los materiales que pueden recuperarse mediante esta herramienta se encuentran arena de formación, residuos de fracturamiento hidráulico, material apuntalante, restos de cemento, limallas, residuos metálicos y diferentes sólidos asociados a operaciones de intervención. En ciertos pozos, especialmente después de tratamientos de estimulación, la presencia de estos residuos puede generar restricción de flujo y problemas de producción si no son removidos oportunamente (Speight, 2016).

Uno de los aspectos que ha favorecido la utilización del *Tubing Bailer* es la posibilidad de recuperar volúmenes importantes de arena en una sola corrida, reduciendo tiempos de intervención y trabajos no productivos. Además, en comparación con otras técnicas de limpieza, su aplicación puede representar menores costos operacionales y menor complejidad logística, debido a que no requiere unidades de circulación continua ni sistemas adicionales de nitrógeno (Salazar López, 2021).

Otra ventaja importante es que la herramienta puede utilizarse en pozos con baja presión, donde algunos métodos hidráulicos presentan limitaciones operacionales. Asimismo, al tratarse de una recuperación mecánica de sólidos, se reduce el riesgo asociado al *flowback* de apuntalante y a la movilización excesiva de residuos durante las operaciones de limpieza (McClure, 2018).

Sin embargo, la eficiencia de la herramienta puede verse afectada por ciertas condiciones presentes en el pozo. La compactación de arena. El asentamiento progresivo de sólidos, el taponamiento de válvulas o las restricciones mecánicas dentro de la tubería puede dificultar el desarrollo de la operación y limitar la recuperación de sedimentos. Por esta razón, antes de realizar una intervención, generalmente se efectúan cálculos volumétricos, análisis de torque y arrastre, además de evaluaciones de riesgo operacional.

En pozos productores de las formaciones Napo y Hollín, donde la acumulación de arena representa un problema recurrente en ciertas operaciones, el *Tubing Bailer* ha sido utilizado como alternativa para realizar limpiezas focalizadas de fondo. Su aplicación permite intervenir el pozo con menor complejidad operativa y recuperar sólidos acumulados sin depender completamente de sistemas hidráulicos de circulación (Salazar López, 2021).

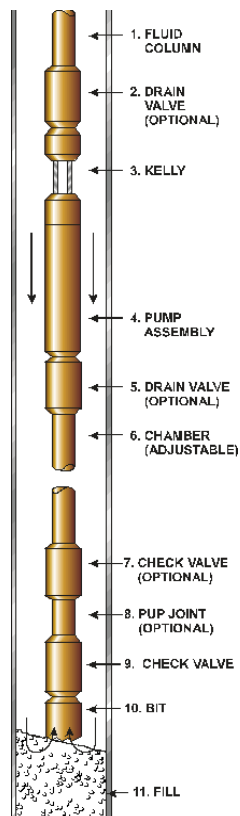


Fig. 7 Partes de un Tubing Bailer.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros.

2.6 Tipos de Tubing Bailer

2.6.1 Tubing Bailer Convencional

El *Tubing Bailer* Convencional es una configuración de limpieza según las condiciones del pozo y las características de los sólidos que se desea recuperar. Una de estas configuraciones corresponde al arreglo convencional, utilizado principalmente en operaciones de limpieza de arena donde los sedimentos no presentan un alto grado de compactación.

En esta configuración, la herramienta trabaja mediante movimientos de reciprocación de la sarta, aprovechando el efecto pistón generado por el desplazamiento vertical del sistema. Durante la operación, la arena y otros residuos ingresan en la recámara del *bailer* y quedan retenidos por medio de válvulas de retención, permitiendo posteriormente su recuperación en superficie.

2.6.2 Tubing Bailer Rotatorio

La documentación técnica muestra una configuración rotatoria del *Tubing Bailer*, desarrollada para condiciones de operación donde la remoción de sólidos requiere aplicar esfuerzos adicionales sobre la sarta.

Aunque el principio de recuperación continúa basándose en el efecto pistón y en la captura mecánica de sedimentos, esta configuración incorpora componente con mayor capacidad torsional, como *tubing* PH-6 de alto torque y una zapata rotatoria (*Rotary Shoe*), lo que permite combinar movimientos de reciprocación con rotación durante la intervención.

La aplicación de rotación sobre la sarta puede facilitar el avance del ensamblaje cuando existen depósitos de arena con cierto grado de compactación o cuando se presentan residuos más difíciles de remover. Asimismo, esta configuración puede ser utilizada en

operaciones donde las condiciones del pozo requieren una mayor capacidad de trabajo mecánico.

La principal diferencia entre ambas configuraciones radica en la forma de operación de la sarta y en los componentes utilizados en el ensamblaje de fondo. Mientras que la configuración convencional trabaja únicamente mediante reciprocación, la configuración rotatoria permite complementar este movimiento con la aplicación de torque, ampliando las posibilidades operaciones del sistema.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 Tipo y enfoque de la investigación

La presente investigación es de tipo aplicada, debido a que busca evaluar un proceso utilizado en operaciones reales de intervención de pozos petroleros. En este caso, el estudio se orienta al análisis técnico del uso del *Tubing Bailer* como herramienta de limpieza mecánica para la remoción de arena acumulado en el fondo de pozos productores de las formaciones Napo y Hollín.

El enfoque de la investigación es principalmente cuantitativo, ya que se trabajará con información medible obtenida de reportes técnicos de campo, tales como profundidad de limpieza, volumen estimado y recuperado de arena, número de corridas, parámetros operacionales, tiempos de intervención y condiciones mecánica del pozo. Sin embargo, también se considera un componente cualitativo, debido a que será necesario interpretar aspectos operacionales relacionados con el estado mecánico del pozo, configuración del BHA, riesgos de intervención y criterios utilizados para la selección de la herramienta.

El nivel de investigación es descriptivo y evaluativo. Es descriptivo porque permite detallar las condiciones iniciales de los pozos, el procedimiento de limpieza aplicado y los principales parámetros considerado antes, durante y después de la intervención. A su vez, es evaluativo porque busca determinar el desempeño técnico del proceso de limpieza mediante *Tubing Bailer*, considerando indicadores como recuperación de arena, avance de limpieza, profundidad alcanzada, eficiencia operativa y posibles limitaciones presentes durante la operación.

El diseño de la investigación es no experimental, debido a que no se manipularon las condiciones de los pozos ni se realizaron pruebas controladas en laboratorio de manera deliberada con fines de investigación. Las intervenciones fueron ejecutadas conforme a

los programas establecidos por la empresa y bajo condiciones reales de campo. La participación del investigador permitió realizar una observación directa de las operaciones, complementando la información obtenida de las propuestas preliminares, simulaciones, reportes después de la operación y demás registros técnicos. Por esta razón, se empleó la observación participante como técnica de recolección de información, sin modificar el carácter no experimental del estudio.

Desde el punto de vista de ingeniería, la metodología se basará en la revisión y comparación de las condiciones operacionales de cada caso, considerando la secuencia técnica aplicada en las intervenciones: recopilación de información del pozo, análisis del estado mecánico, revisión del perfil y tortuosidad, cálculo volumétrico de arena, selección del BHA, simulación de torque y arrastre, ejecución de la limpieza y evaluación de resultados obtenidos. Este procedimiento permitirá valorar de manera ordenada la eficiencia del *Tubing Bailer* como alternativa de remoción mecánica de arena de pozos productores sin las desventajas invasivas de otros métodos.

3.2 Selección de los pozos

La selección de los pozos analizados se realizó mediante un muestro no probabilístico de tipo intencional, considerando la disponibilidad de información técnica proporcionada por la empresa colaboradora. Debido a que el estudio se desarrolla a partir de operaciones reales de limpieza con *Tubing Bailer*, no se trabajó con una muestra estadística, sino con casos de campo que contaban con documentación suficiente para realizar una evaluación técnica del proceso.

Por motivos de confidencialidad, los nombres reales de los pozos no serán presentados en la investigación. Para el desarrollo del análisis, cada caso será identificado mediante una codificación interna, como Pozo R-01, Pozo R-02 y Pozo R-03. Esta codificación permitirá comparar los resultados técnicos sin exponer información sensible de la empresa, del cliente o de las operaciones realizadas. La selección incluyó casos con configuraciones distintas de *Tubing Bailer*, con el fin de observar cómo varía el diseño preliminar de la intervención objetivo y el tipo de ensamblaje requerido.

La selección de los casos no busca representar estadísticamente todos los pozos de los Bloques 60, 57 y 7, sino analizar técnicamente intervenciones específicas donde se utilizó el *Tubing Bailer* como herramienta de limpieza de arena. De esta manera, la investigación se enfoca en evaluar el desempeño operativo del proceso a partir de casos disponibles, reales y documentados, manteniendo un enfoque aplicado propio de la ingeniería de pozos.

3.3 Metodología de evaluación técnica

3.3.1 Recolección de información del pozo

La primera etapa de la metodología consistió en recopilar la información técnica disponible de cada pozo seleccionado, con el propósito de conocer sus condiciones antes de la intervención de limpieza. Esta revisión inicial permitió organizar los datos necesarios para evaluar posteriormente la planificación, ejecución y desempeño del proceso de remoción de arena mediante *Tubing Bailer*.

Para cada caso se consideraron los datos generales del pozo, tales como tipo de pozo, profundidad de trabajo, intervalo de limpieza, configuración del *casing* o *liner* y objetivo de la intervención. Estos parámetros son importantes porque permiten establecer las condiciones mecánicas bajo las cuales se desarrolló el trabajo y ayudan a definir si la herramienta podía ser corrida de manera segura hasta la profundidad requerida.

La investigación consideró tres propuestas técnicas preliminares correspondientes a operaciones de limpieza con *Tubing Bailer*. Dos de los casos corresponden a configuraciones rotatorias y uno a configuración convencional lo que permite analizar la planificación de la herramienta bajo diferentes condiciones de pozo y diámetro de trabajo.

También se recopiló información relacionada con el estado mecánico del pozo, incluyendo diámetros internos, *drift*, peso de las tuberías, profundidades de asentamiento y restricciones existentes dentro del sistema. Esta información fue necesaria para verificar la compatibilidad entre el ensamblaje de fondo y la geometría del pozo, evitando

problemas asociados a interferencias mecánicas, limitaciones de paso o dificultades durante la bajada de la herramienta.

Otro aspecto considerado fue la trayectoria del pozo, especialmente en aquellos casos direccionales. Para ello se revisaron datos de perfil, inclinación, profundidad medida, profundidad vertical y tortuosidad. Esta información permitió identificar si la trayectoria presentaba condiciones que pudieran afectar el descenso del BHA, el movimiento axial de la sarta o la transmisión de peso y torque durante la limpieza.

Además, se levantaron los datos necesarios para el cálculo preliminar del volumen de arena a remover. En esta parte se consideraron la profundidad del tope de arena, la profundidad objetivo de limpieza, el intervalo esperado, la capacidad del *casing* o *liner*, la capacidad de succión del *Tubing Bailer* y la longitud disponible de recámara. Estos datos sirvieron como base para estimar el volumen de sólidos esperado, el número mínimo de *strokes* requeridos y la cantidad aproximada de juntas necesarias para almacenar el material recuperado.

Tabla 1. Matriz de análisis por pozo.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Parámetro recopilado	Utilidad dentro de la evaluación
Tipo de pozo	Define el contexto operativo del caso
Estado mecánico	Permite verificar compatibilidad del BHA
Casing / liner / drift	Ayuda a identificar restricciones de paso
Perfil y tortuosidad	Evalúa dificultad de bajada y transmisión de peso
Tope de arena	Define el inicio de la limpieza
Profundidad objetivo	Permite medir cumplimiento operativo
Capacidad del Tubing Bailer	Sirve para estimar strokes y volumen recuperable
Configuración del BHA	Relaciona diseño con condiciones del pozo
Parámetros operativos	Permiten evaluar control de la intervención

La información recopilada también incluyó datos relacionados con la operación propuesta, como configuración del BHA, tipo de *Tubing Bailer* empleado, parámetros de reciprocación, condiciones de rotación, límites de peso aplicado, criterios de avance y posibles acciones de contingencia. Estos elementos permitieron entender la lógica técnica del programa operativo antes de comparar sus resultados con el comportamiento real observado durante la intervención.

3.3.2 Evaluación de las condiciones mecánicas del pozo

La evaluación de las condiciones mecánicas del pozo se realizó con el propósito de verificar si la geometría interna, la trayectoria y las restricciones existentes permitían ejecutar la limpieza de arena mediante *Tubing Bailer* de manera segura. Esta etapa fue necesaria antes de analizar el diseño del BHA y los parámetros de operación, ya que cualquier limitación mecánica podía afectar el descenso de la herramienta, la transmisión de peso, la aplicación de torque o la recuperación de sólidos desde el fondo del pozo.

Tabla 2. Información general de los pozos.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Caso	Tipo de pozo	Condición mecánica principal	Sección de limpieza	Herramienta para la limpieza
R-01	Direccional	Limpieza de arena de fractura en liner productor	Liner 7"	Tubing Bailer Rotatorio
R-02	Direccional tipo J	Limpieza de arena de fractura en casing de mayor diámetro	CSG 9 5/8"	Tubing Bailer Convencional
R-03	Direccional tipo J	Recuperación de excedente de arena de fractura en liner productor	Liner 7"	Tubing Bailer Rotatorio

En el Pozo R-01, la evaluación mecánica se centró en la limpieza dentro de un *liner* productor de 7". El análisis previo permitió confirmar la ubicación del tope del *liner*, la profundidad de trabajo y la compatibilidad de la herramienta con la sección de limpieza. Además, el perfil direccional mostró una trayectoria tipo J, sin cambios severos de tortuosidad en la zona de operación, lo que permitió considerar viable el trabajo de reciprocación y avance del BHA hacia el fondo operativo.

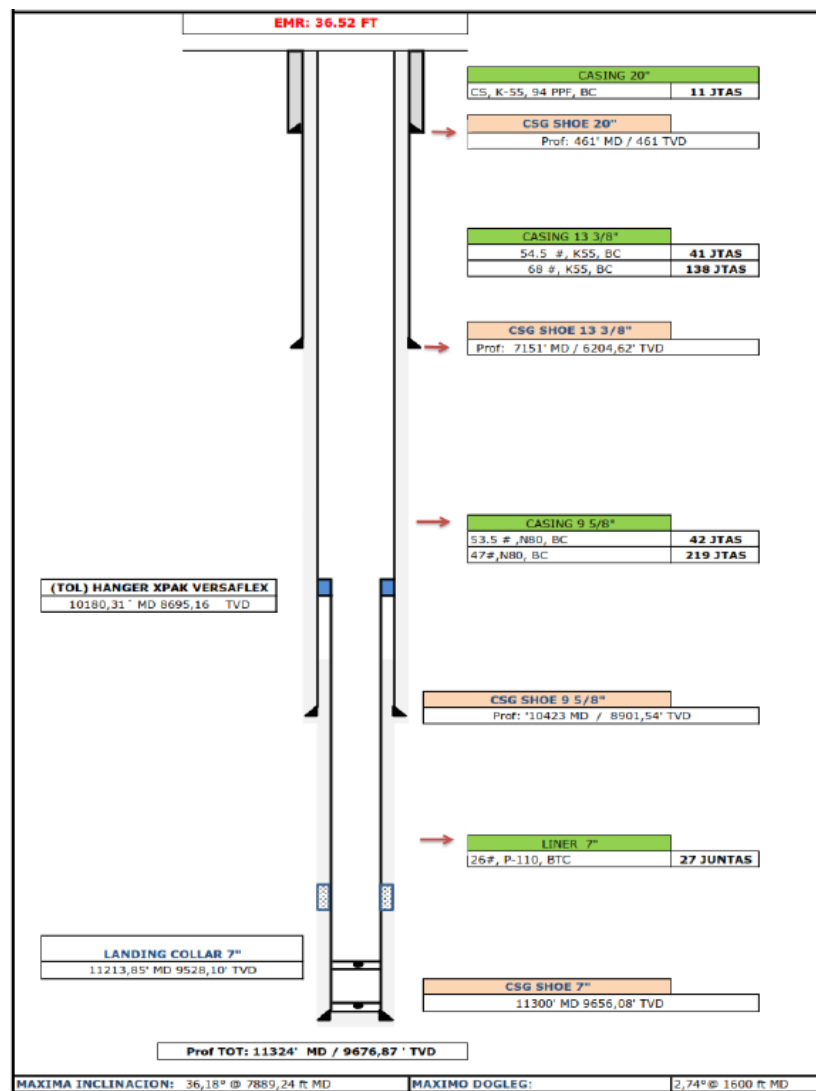


Fig. 8 Estado mecánico del Pozo R-01.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Para cada caso se revisó inicialmente el estado mecánico del pozo, considerando el diámetro del *casing*, *liner*, profundidad de asentamiento, diámetro interno, *drift* y peso. Esta información fue necesaria para verificar la compatibilidad entre el BHA propuesto y la sección donde se realizaría la limpieza. En operaciones con *Tubing Bailer*, esta revisión es importante porque una holgura insuficiente puede incrementar el riesgo de arrastre, empaquetamiento, restricción de paso o dificultad para recuperar la sarta a superficie.

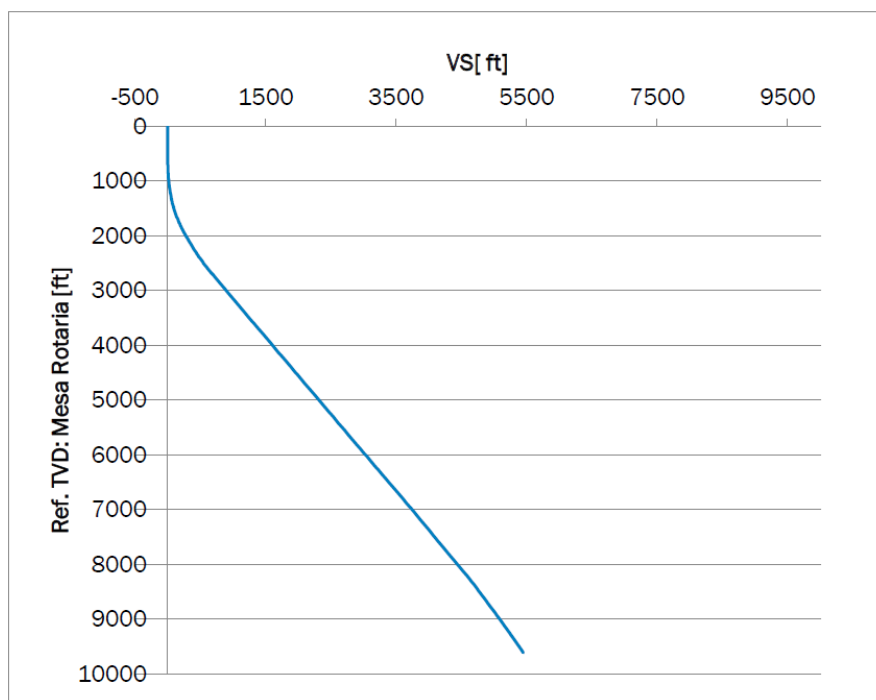


Fig. 9 Perfil direccional del Pozo R-01.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

De manera complementaria, se analizó el perfil direccional y la tortuosidad de cada pozo. Para ello se consideraron parámetros como tipo de trayectoria, KOP, inclinación máxima, profundidad medida, profundidad vertical y comportamiento del *Dogleg Severity*.

Este análisis permitió identificar si existían cambios bruscos de dirección que pudieran afectar el movimiento axial de la herramienta o limitar la transmisión de peso y torque durante la limpieza.

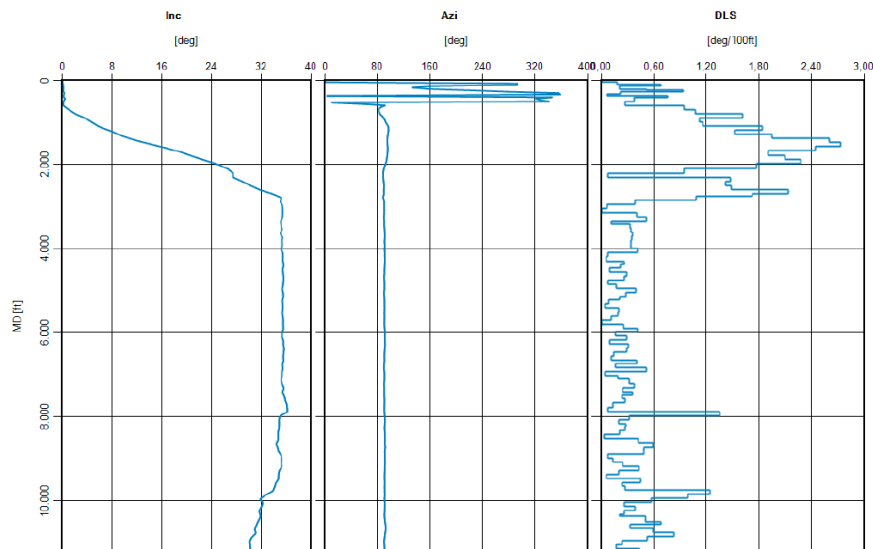


Fig. 10 Tortuosidad del Pozo R-01.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

En el Pozo R-02, la intervención presentó una condición diferente, ya que la limpieza fue planteada en *casing* 9 5/8" y con una configuración convencional del *Tubing Bailer*. Para este caso, la revisión mecánica fue necesaria para verificar el paso de la herramienta dentro de una sección de mayor diámetro y evaluar la respuesta esperada de la sarta durante la reciprocación. El perfil direccional reportó una trayectoria con inclinaciones moderadas y valores de DLS que no representaban una restricción severa para el trabajo axial de limpieza.

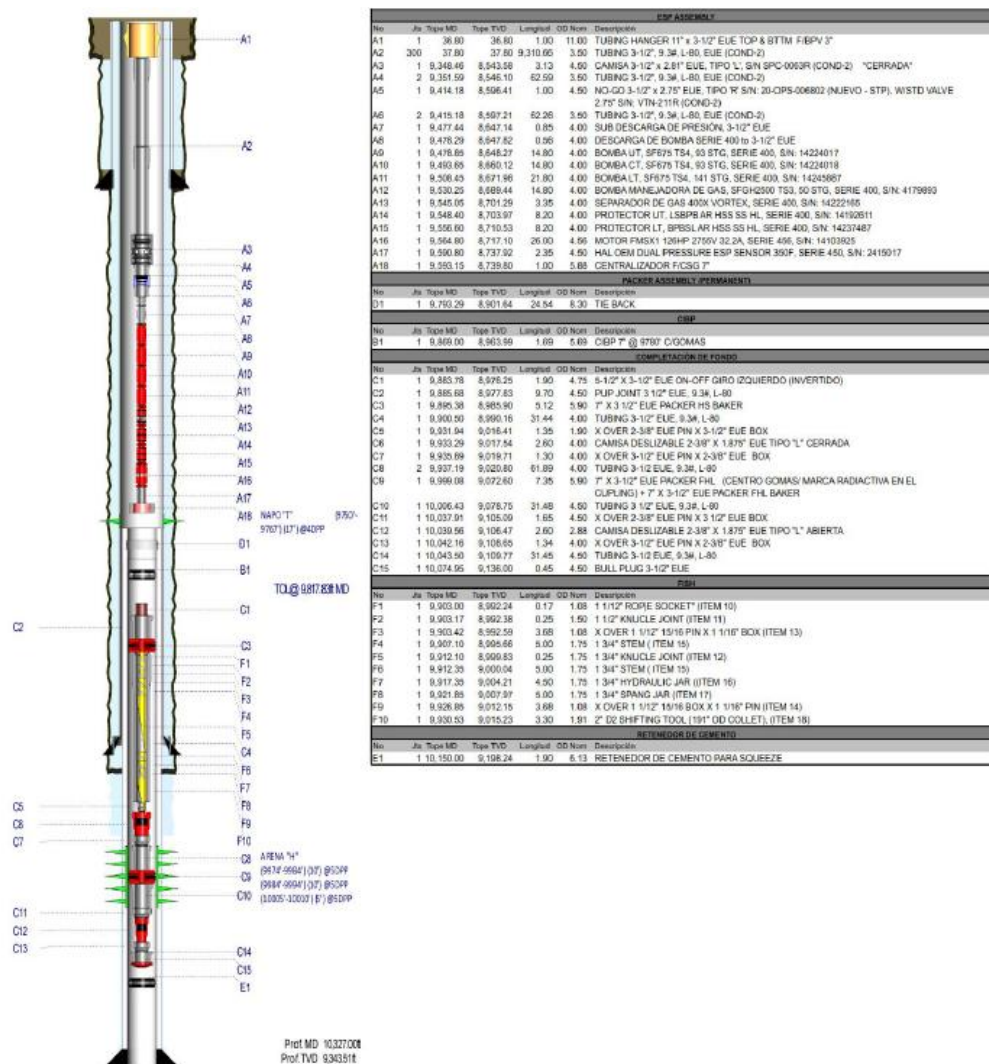


Fig. 11 Estado mecánico del Pozo R-02.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

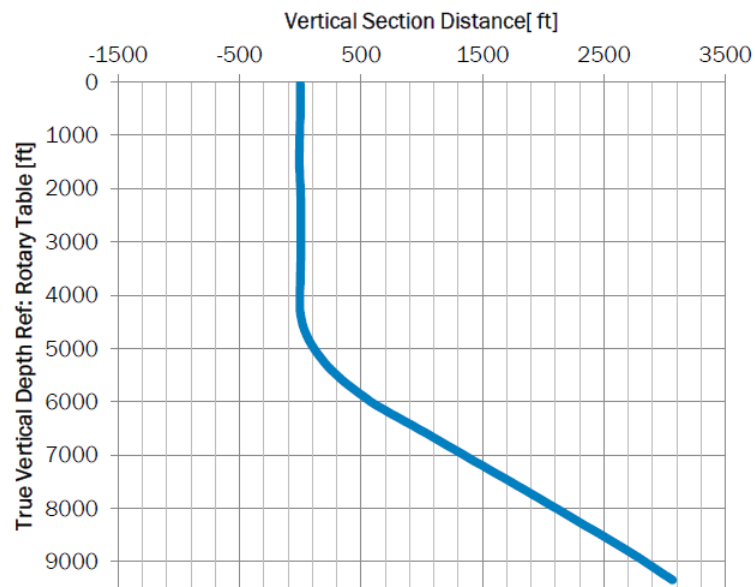


Fig. 12 Perfil direccional del Pozo R-02.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

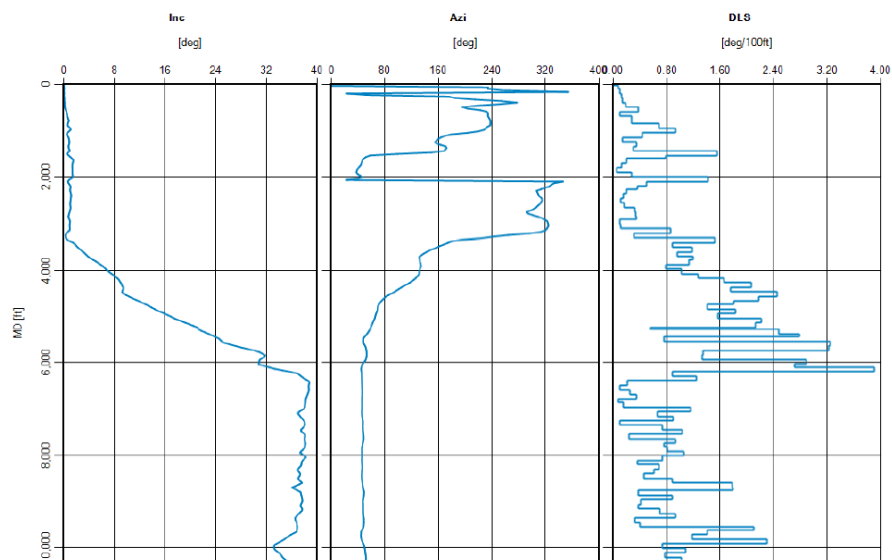


Fig. 13 Tortuosidad del Pozo R-02.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

En el Pozo R-03, la limpieza fue planificada dentro de un liner de 7", utilizando *Tubing Bailer Rotatorio*. La evaluación mecánica consideró la profundidad del tope del liner, el intervalo donde se encontraba la arena de fractura y la profundidad del liner, el intervalo donde se encontraba la arena de fractura y la profundidad requerida por el cliente. En este caso, el análisis de trayectoria mostró un pozo direccional tipo J, con valores de bajos DLS en la zona de trabajo, condición favorable para la bajada del BHA, la aplicación controlada de peso y el uso de rotación cuando existiera restricción por arena compactada.

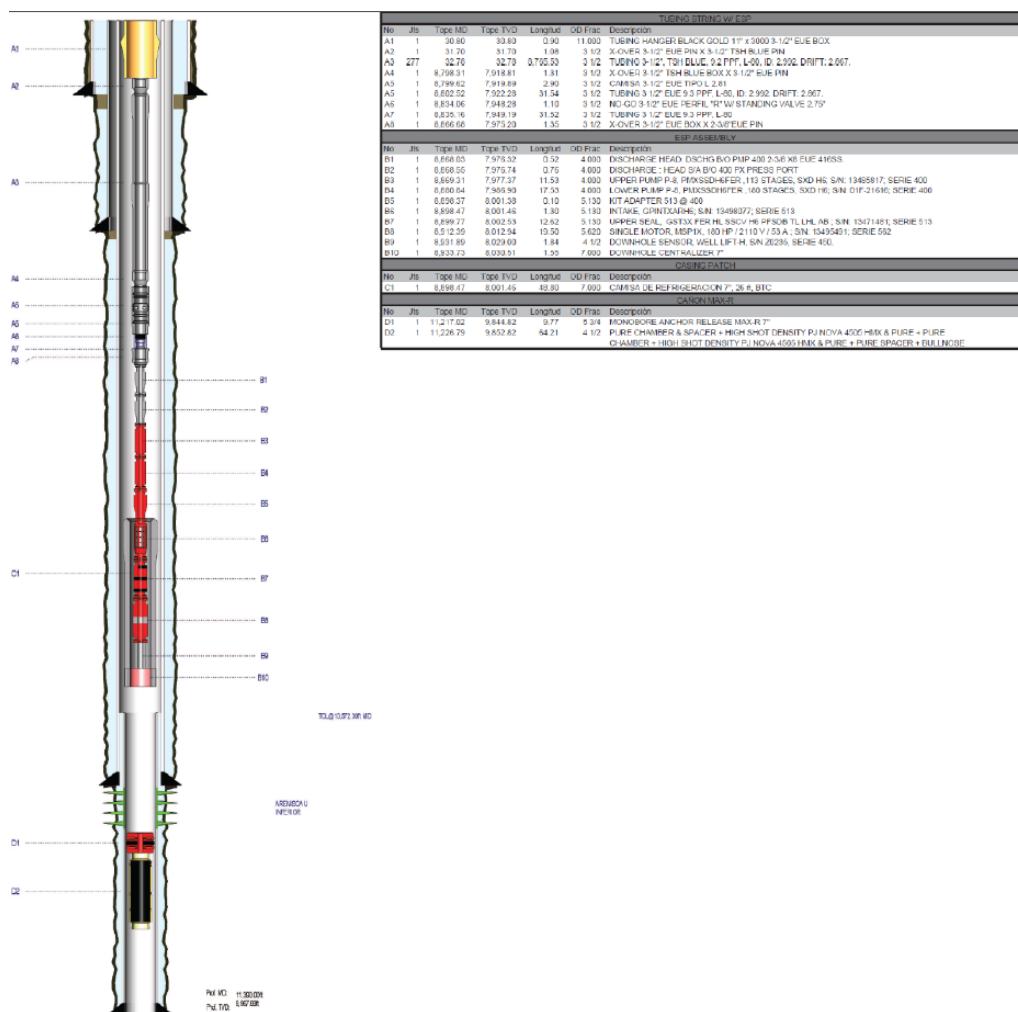


Fig. 14 Estado mecánico del Pozo R-03.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

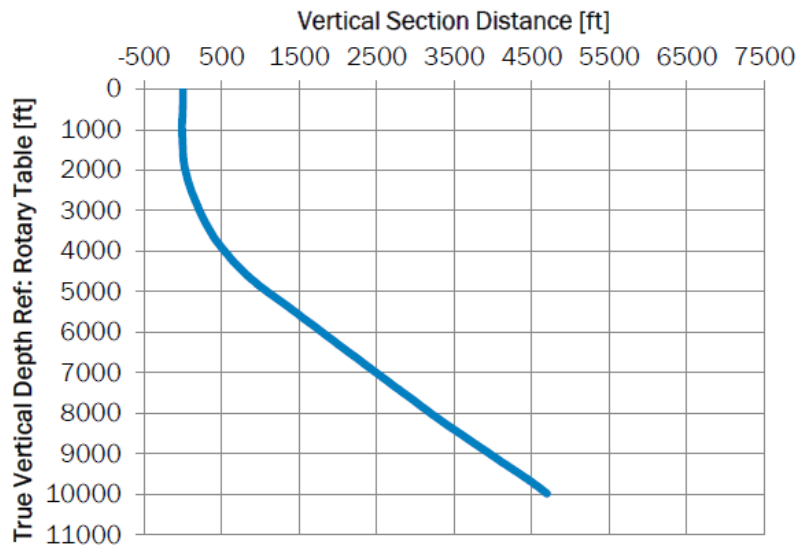


Fig. 15 Perfil direccional del Pozo R-03.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

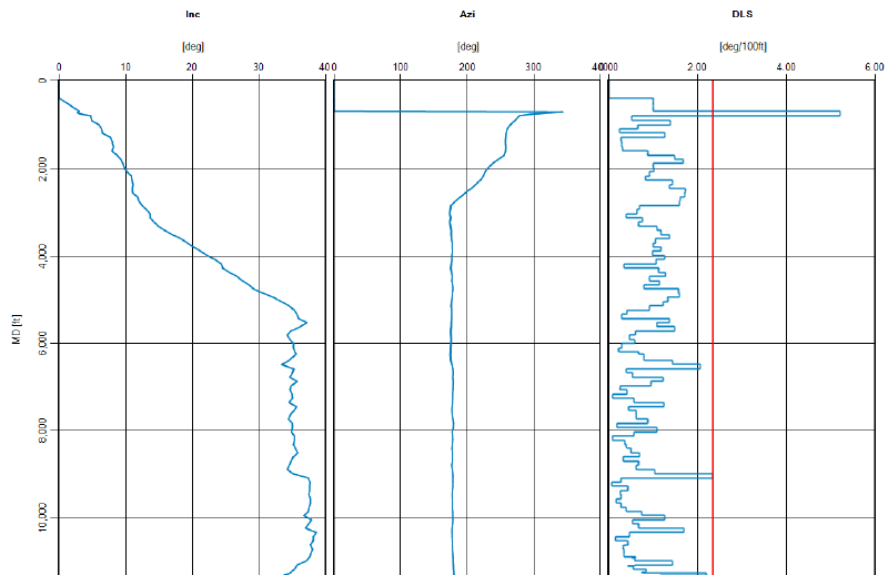


Fig. 16 Tortuosidad del Pozo R-03.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

La comparación entre los tres casos permitió observar que la evaluación mecánica no se limita a comprobar la profundidad del pozo, sino que sirve como filtro técnico antes de definir el BHA y los parámetros de operación. En los casos R-01 y R-03, el trabajo se desarrolló en *liner* de 7" con *Tubing Bailer Rotatorio*, por lo que fue necesario considerar la transmisión de troque y la movilidad de la sarta dentro de una sección de menor diámetro. En cambio, el Pozo R-02 fue planificado en casing 9 5/8" con *Tubing Bailer Convencional*, lo que cambió la configuración de la herramienta y criterio de limpieza.

Con base en esta revisión, la evaluación de las condiciones mecánica permitió establecer si cada pozo tenía condiciones adecuadas para continuar con las siguientes etapas de la metodología: cálculo volumétrico, diseño del BHA, simulación de torque y arrastre, definición del programa operativo y análisis de riesgos. Por esta razón, esta etapa se consideró fundamental dentro de la evaluación técnica del proceso de limpieza con *Tubing Bailer*.

3.3.3 Diseño preliminar de la intervención

El diseño preliminar de la intervención se realizó a partir de las condiciones particulares de cada pozo seleccionado. En esta etapa se revisaron los datos de profundidad, sección de la limpieza, tipo de acumulación de arena, configuración mecánica del pozo y capacidad de recuperación de la herramienta. Con esta información se definió un esquema inicial del trabajo para cada caso diferenciando si la operación requería una configuración convencional o rotatoria del *Tubing Bailer*.

Posteriormente se definió el intervalo esperado de limpieza. Este dato fue importante porque permitió estimar el volumen teórico de arena a remover dentro del *casing* o *liner*. La metodología consideró que el volumen esperado no representa necesariamente la cantidad real de arena recuperada, sino una estimación previa utilizada para dimensionar la operación. En campo, la recuperación final puede variar si la arena se encuentra distribuida en anillos puntuales, compactada o acumulada de manera irregular.

El cálculo volumétrico se realizó a partir de la capacidad del *casing* o *liner* con el intervalo esperado de limpieza. A partir de este volumen se estimó el peso aproximado de arena, el número mínimo de *strokes* requeridos y la longitud de recámara necesaria para almacenar los sólidos recuperados. Este procedimiento permitió verificar si la configuración propuesta del *Tubing Bailer* tenía capacidad suficiente para el volumen esperado de sedimentos.

Una vez revisadas las condiciones mecánicas de los pozos, se procedió al diseño preliminar de cada intervención. Esta etapa tuvo como finalidad establecer el alcance de la limpieza, estimar la cantidad de arena que podía encontrarse en fondo y verificar que la capacidad del *Tubing Bailer* fuera suficiente para desarrollar la operación dentro de los límites previstos.

El punto de partida fue la identificación del tope de arena y de la profundidad objetivo. La diferencia entre ambos valores permitió definir el intervalo esperado de la limpieza. Cuando el tope de arena aún no se encontraba confirmado, se tomó como referencia la información obtenida mediante herramientas de fondo, operaciones anteriores o la última profundidad alcanzada durante trabajos de fracturamiento. Esta información debía ser verificada antes de iniciar la limpieza, debido a que la distribución real de los sólidos puede variar dentro del pozo.

Tabla 3. Datos utilizados para los cálculos volumétricos del Pozo R-01.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Datos		
Gravedad Específica	2,65	sg
Peso del fluido	8,33	ppg
Conversión de gal/bbl	42	gal/bbl
(Factor de conversión de bbl a lbs)	927,129	lb/bbl
Capacidad de succión de arena	0,102	bbl/stks
Capacidad de CSG 7" OD – 27 LPP	0,03826	bbl/ft
Capacidad de DP 3 1/2" OD – 13.3 LPP	0,00742	bbl/ft
Intervalo esperado de limpieza	100	ft

Tabla 4. Datos utilizados para los cálculos volumétricos del Pozo R-02.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Datos		
Gravedad Específica	2,65	sg
Peso del fluido	8,33	ppg
Conversión de gal/bbl	42	gal/bbl
(Factor de conversión de bbl a lbs)	927,129	lb/bbl
Capacidad de succión de arena	0,102	bbl/stks
Capacidad de CSG 9-5/8" OD – 47 LPP	0,0732	bbl/ft
Capacidad de DP 3 1/2" OD – 9.3 LPP	0,00869	bbl/ft
Intervalo esperado de limpieza	37	ft

Tabla 5. Datos utilizados para los cálculos volumétricos del Pozo R-03.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Datos		
Gravedad Específica	2,65	sg
Peso del fluido	8,43	ppg
Conversión de gal/bbl	42	gal/bbl
(Factor de conversión de bbl a lbs)	938,259	lb/bbl
Capacidad de succión de arena	0,102	bbl/stks
Capacidad de CSG 7" OD – 26 LPP	0,03826	bbl/ft
Capacidad de DP 3 1/2" OD – 13.3 LPP	0,00742	bbl/ft
Intervalo esperado de limpieza	70	ft

El volumen teórico de arena se estimó a partir de la capacidad interna del *casing* o *liner* y de la longitud del intervalo previsto. Para este cálculo se empleó la siguiente relación:

$$Va = Cp * Li$$

Donde:

- **Va:** volumen teórico de arena, bbl.

- **Cp:** capacidad del casing o liner, bbl/ft.
- **Li:** intervalo esperado de limpieza, ft.

Este valor representa un escenario en el que la sección considerada se encuentra ocupada por arena. Por ese motivo, debe interpretarse como una estimación de diseño y no como el volumen que necesariamente será recuperado en superficie. En el pozo pueden existir acumulaciones puntuales, anillos de arena, zonas parcialmente llenas o material con diferente grado de compactación.

Después de estimar el volumen, se calculó el número mínimo de *strokes* necesarios para recuperar los sólidos. Las propuestas técnicas consideradas en el estudio utilizaron una capacidad de succión de 0,102 bbl por cada recorrido completo del *Tubing Bailer*. La relación aplicada fue:

$$Nst = \frac{Va}{Cst}$$

Donde:

- **Nst:** número mínimo de *strokes*.
- **Va:** volumen teórico de arena, bbl.
- **Cst:** capacidad de recuperación de arena por *stroke*, bbl/stroke.

También se estimó el peso aproximado de la arena mediante el factor de conversión empleado en las propuestas preliminares. Para obtener este valor se consideraron la gravedad específica del material, el peso del fluido y la conversión de galones a barriles. El resultado permitió disponer de una referencia del peso de sólidos que podía recuperarse durante la corrida.

La longitud requerida de la recámara se determinó dividiendo el volumen estimado de arena para la capacidad interna de la tubería utilizada como almacenamiento.

Posteriormente, esta longitud se transformó en número de juntas, tomando una longitud promedio de 31 ft por junta:

$$Lr = \frac{Va}{Ct}$$

$$Nj = \frac{Lr}{Lj}$$

Donde:

- **Lr:** longitud requerida de recámara, ft.
- **Ct:** capacidad interna de la tubería de recámara, bbl/ft.
- **Nj:** número estimado de juntas.
- **Lj:** longitud promedio de cada junta, ft.

Tabla 6. Resultados volumétricos a partir de los datos obtenidos del Pozo R-01.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Resultados volumétricos		
Volumen de arena esperado	3,826	bbls
Strokes mínimo requerido	38	stks
Peso de arena esperado	3547,2	lbs
Cantidad de ft en recámara	515,6	ft
Cantidad de juntas en recámara	17	juntas

Tabla 7. Resultados volumétricos a partir de los datos obtenidos del Pozo R-02.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Resultados volumétricos		
Volumen de arena esperado	2,7084	bbls
Strokes mínimo requerido	27	stks
Peso de arena esperado	2511,0	lbs
Cantidad de ft en recámara	311,7	ft
Cantidad de juntas en recámara	10	juntas

Tabla 8. Resultados volumétricos a partir de los datos obtenidos del Pozo R-03.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Resultados volumétricos		
Volumen de arena esperado	2,6782	bbls
Strokes mínimo requerido	26	stks
Peso de arena esperado	2512,8	lbs
Cantidad de ft en recámara	360,9	ft
Cantidad de juntas en recámara	12	juntas

Además del número calculado, las propuestas incluyeron juntas adicionales como margen de contingencia. Esta medida buscó aumentar la capacidad de almacenamiento frente a posibles diferencias entre el volumen previsto y la cantidad real de arena presente. Cuando el intervalo de limpieza supera la capacidad disponible de la recámara, el diseño debe considerar la ejecución de una segunda corrida.

Para el Pozo R-01 se estableció un intervalo esperado de limpieza de 100 ft dentro de un *liner* de 7". El cálculo preliminar estimó 3,826 bbl de arena, equivalentes a un mínimo de 38 *strokes*. La longitud calculada de recámara fue de 515,6 ft, correspondiente aproximadamente a 17 juntas de *drill pipe* de 3 1/2". Como medida de contingencia se añadieron dos juntas, por lo que el diseño contempló una recámara total de 19 juntas. Para este caso se seleccionó una configuración rotatoria del *Tubing Bailer*.

En el Pozo R-02, la operación se diseñó para trabajar en un *casing* de 9 5/8", con un intervalo esperado de limpieza de 37 ft. El volumen teórico calculado fue de 2,708 bbl, para cuya recuperación se estimaron al menos 27 *strokes*. La recámara requerida fue de 311,7 ft, equivalente a 10 juntas de *tubing* de 3 1/2. Al incluir dos juntas adicionales como contingencia, la configuración final propuesta consideró 12 juntas de *tubing* biselado. En este caso se planteó el uso del *Tubing Bailer Convencional*.

Para el Pozo R-03 se consideró un intervalo de 70 ft dentro de un *liner* de 7". El volumen estimado fue de 2,6782 bbl y se determinaron 26 *strokes* mínimos. La

longitud de recámara calculada alcanzó 360,9 ft, equivalente a 12 juntas de *drill pipe* de 3 1/2". Con las dos juntas adicionales previstas como margen de seguridad, el diseño contempló un total de 14 juntas. Al igual que en el primer caso, la propuesta empleó una configuración rotatoria.

Las diferencias observadas entre los tres diseños se relacionan principalmente con el diámetro de la sección intervenida, el intervalo esperado de limpieza y el tipo de tubería utilizado como recámara. Aunque los pozos R-01 y R-03 fueron diseñados con *Tubing Bailer Rotatorio* dentro de un *liner* de 7", los volúmenes, la cantidad de *strokes* y la longitud de recámara no fueron iguales. El Pozo R-02, por su parte, presentó una geometría distinta y fue planificado con una configuración convencional dentro de casing de 9 5/8".

El diseño preliminar permitió establecer una referencia técnica para la ejecución de cada intervención. Más adelante, los valores calculados serán comparados con la profundidad realmente alcanzada, el número de recorridos efectuados, la cantidad de arena recuperada y la necesidad de realizar corridas adicionales, utilizando para ello la información contenida en los reportes posteriores a cada trabajo.

Tabla 9. Parámetros considerados para el diseño preliminar de las intervenciones con Tubing Bailer.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

Parámetro	Pozo R-01	Pozo R-02	Pozo R-03
Configuración	Rotatoria	Convencional	Rotatoria
Sección intervenida	Liner 7"	CSG 9 5/8"	Liner 7"
Intervalo estimado	100 ft	37 ft	70 ft
Volumen estimado	3,826 bbl	2,798 bbl	2,6782 bbl
<i>Strokes</i> mínimos	38	27	26
Juntas calculadas	17	10	12
Juntas con contingencia	19	12	14

3.3.4 Diseño del ensamble de fondo (BHA)

Después de establecer el volumen esperado de arena y la capacidad necesaria de la recámara, se revisó el diseño preliminar del ensamble de fondo para cada intervención. La configuración del BHA no fue igual en los tres casos, debido a diferencias existentes en el diámetro de la sección intervenida, la profundidad de trabajo, la cantidad estimada de sólidos y la necesidad de aplicar o no rotación durante la limpieza, dependiendo del grado de compactación de la arena se decide qué tipo de configuración se utilizará, cuando no son arenas consolidadas se puede utilizar una configuración convencional, si el grado de compactación es alto o la arena está resinada, se deberá optar por una configuración rotatoria.

Para la selección de los componentes se consideraron el diámetro externo e interno de cada herramienta, el tipo de conexión, el torque de armado y su resistencia a tensión. Estos valores debían ser compatibles con las condiciones mecánicas del pozo y con los esfuerzos previstos durante la bajada, reciprocación y recuperación de la sarta. También se verificó que el componente de mayor diámetro pudiera pasar por el *drift* del *casing* o *liner* sin generar una restricción mecánica.

De manera general, los ensambles estuvieron formados por una sarta de trabajo, *drill collars*, *drilling jar*, *drain sub*, válvulas *check*, *tubing bailer*, recámara de almacenamiento y una zapata colocada en la parte inferior. En las configuraciones rotatorias también se incorporaron elementos adicionales, como *flapper valve* y *safety joint*, debido a que estas intervenciones contemplaban la transmisión de torque y un mecanismo de liberación frente a un posible atrapamiento.

La sarta de trabajo permitió transmitir los movimientos realizados desde superficie hacia el fondo. En los casos rotatorios se utilizaron juntas de *drill pipe* de 3 1/2" con conexiones NC-38, adecuadas para trabajar con reciprocación y rotación. En la configuración convencional se empleó *tubing* de 3 1/2" con conexiones EUE, debido a que la operación estaba basada principalmente en movimientos verticales de la sarta.

Los *drill collars* fueron ubicados en la parte superior del conjunto para aportar peso y estabilidad al BHA. Su posición también estuvo relacionada con el funcionamiento del *drilling jar*, herramienta incorporada como medida de contingencia ante conatos de pega o dificultades para recuperar la sarta. La cantidad y ubicación de los *drill collars* se revisó posteriormente mediante las simulaciones de impacto e impulso.

El *drain sub* fue colocado por encima del sistema de recuperación con el propósito de facilitar el drenaje del fluido contenido en la sarta durante la salida del BHA. Los *crossovers subs*, presentes principalmente en la configuración convencional, permitieron conectar componentes que utilizaban conexiones diferentes, como NC-38 y EUE, manteniendo la continuidad mecánica del ensamblaje.

El *Tubing Bailer* constituyó el componente principal del BHA. En los tres diseños se consideró una herramienta con 6 ft de recorrido o *stroke*, encargada de generar el efecto de pistón durante los movimientos de reciprocación. Las válvulas *check* ubicadas por encima y por debajo de la herramienta permitían controlar el ingreso de los sólidos y disminuir la posibilidad de que el material recuperado regresara hacia el fondo.

Por debajo del *Tubing Bailer* se ubicó la recámara de almacenamiento. Su longitud fue definida a partir de los cálculos volumétricos desarrollados en el apartado anterior. En los pozos R-01 y R-03 la recámara estuvo formada por juntas de *drill pipe*, mientras que el Pozo R-02 se propuso *tubing* con acoples biselados. Esta diferencia respondió al tipo de configuración seleccionada y a las condiciones de paso dentro de cada sección del pozo.

En los ensamblajes rotatorios se incorporó una *flapper valve* en la parte inferior de la recámara, como una barrera adicional para controlar el movimiento de los sólidos dentro de la herramienta. También se incluyó un *safety joint*, cuya función era disponer de un punto de desconexión controlado en caso de que la parte inferior del BHA quedara atrapado por decantación o empaquetamiento de arena.

La zapata fue el primer componente en entrar contacto con el tope de arena. Su selección dependió del diámetro disponible y de las condiciones previstas de los sólidos. Además de permitir la identificación del tope, la zapata debía facilitar el avance del ensamblaje

sin aproximarse excesivamente al *drift* del *casing* o *liner*. En los diseños rotatorios podía utilizarse una zapata con capacidad para trabajar con peso y rotación cuando la arena presentara compactación.

Configuración propuesta para el Pozo R-01

Para el Pozo R-01 se diseñó un BHA con *Tubing Bailer Rotatorio* de 4 3/4" y 6 ft de *stroke*. La sarta de trabajo estuvo compuesta por *drill pipe* de 3 1/2" con conexiones NC-38. El ensamblaje incluyó *drill collars*, *drilling jar*, *drain sub*, válvulas *check*, *flapper valve*, *safety joint* y una *spade shoe* de 6". La recámara fue distribuida en un total de 19 juntas de *drill pipe*, de acuerdo con el volumen estimado de arena y el margen de contingencia establecido.

BHA	ITEM	DESCRIPCION	PROV.	OD (IN)	CONN UP	M/U TQ	TENSILE YIELD
				ID (IN)	CONN DOWN		
	15	3 1/2" OD DRILL PIPE	RIG	3.500"	NC-38 BOX	10000	488820
				2.750"	NC-38 PIN	10000	
	14	4 3/4" OD DRILL COLLAR 4 JTAS	RIG	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.000"	NC-38 PIN	10000	
	13	4 3/4" OD DRILLING JAR x 2 1/4" ID	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	360000
				2.250"	NC-38 PIN	10000	
	12	4 3/4" OD DRILL COLLAR 1 JTA	RIG	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.000"	NC-38 PIN	10000	
	11	4 3/4" OD DRAIN SUB	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	10000	
	10	3 1/2" OD DRILL PIPE 2 JUNTAS	RIG	3.500"	NC-38 BOX	10000	488820
				2.750"	NC-38 PIN	10000	
	9	4 3/4" OD CHECK VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	10000	
	8	4 3/4" OD ROTATING TUBING BAILER, 6 FT (STROKE)	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	280000
				2.500"	NC-38 PIN	10000	
	7	4 3/4" OD CHECK VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	10000	
	6	3 1/2" OD DRILL PIPE 16 JUNTAS	RIG	3.500"	NC-38 BOX	10000	488820
				2.750"	NC-38 PIN	10000	
	5	4 3/4" OD FLAPPER VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.250"	NC-38 PIN	10000	
	4	4 3/4" OD SAFETY JOINT	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.250"	NC-38 PIN	10000	
	3	3 1/2" OD DRILL PIPE 3 JUNTAS	RIG	3.500"	NC-38 BOX	10000	488820
				2.750"	NC-38 PIN	10000	
	2	4 3/4" OD CHECK VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	10000	
	1	4 1/2" OD SPADE SHOE	F&T	4.500"	NC-38 BOX	10000	450000

Fig. 17 Configuración propuesta del BHA para el Pozo R-01.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Tabla 10. Configuración aprobada del BHA del Pozo R-01.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

BHA	Ítem	Descripción
	1	5 1/2" DRILL PIPE JSHET PIN x BOX
	2	5 1/2" OD CROSSOVER SUB X 2 1/4" ID — 3 1/2" NC-38 PIN — 5 1/2" JSHET BOX
	3	3 1/2" OD DRILL PIPE, S135, 13.3PPF, 3 1/2 IF PIN/BOX (3 JTS)
	4	4-3/4" DRILL COLLAR (4) JTS 47 LBS/FT
	5	HYDRO-MECHANIC DRILLING JAR 4 3/4" OD x 2" ID — 3 1/2" IF PIN BOX
	6	4-3/4" DRILL COLLAR (1) JTS 47 LBS/FT
	7	DRAIN SUB 4 3/4" OD - NC 38 PIN-BOX
	8	3 1/2" OD DRILL PIPE, S135, 13.3PPF, 3 1/2 IF PIN/BOX (2 JUNTAS)
	9	TUBING BAILER VALVE 4 3/4" OD x 2 1/4" ID — NC38 PIN-BOX
	10	4 7/8" OD - TUBING BAILER X 2"ID-NC38 PIN-BOX
	11	TUBING BAILER VALVE 4 3/4" OD x 2 1/4" ID-NC38 PIN-BOX
	12	3 1/2" OD DRILL PIPE, S135, 13.3PPF, 3 1/2 IF PIN/BOX (16 JUNTAS)
	13	4 3/4" OD FLAPPER VALVE x 2 1/4" ID-NC38 PIN – BOX
	14	4 3/4" OD SAFETY JOINT x 2 1/4" ID-NC38 PIN-BOX
	15	3 1/2" IF PIN-BOX- 3 1/2" OD DRILL PIPE, S135, 13.3PPF, 3 1/2 IF PIN/BOX (3 JUNTAS)
	16	4 7/8" OD TUBING BAILER VALVE
	17	ROTARY SPADE SHOE TIPO CRUZ 6" OD MILL-5 1/2" OD BODY-3 1/2" IF BOX

Configuración propuesta para el Pozo R-02

En el Pozo R-02 se propuso una configuración convencional para trabajar dentro de *casing* de 9 5/8". El BHA utilizó *tubing* de 3 1/2" con conexiones EUE, *crossovers* para enlazar las conexiones NC-38 de los *drill collars* y del *drilling jar*, un *drain sub*, tres válvulas *check* y un *Tubing Bailer* Convencional de 4 1/2" con 6 ft de *stroke*. La recámara fue formada por 12 juntas de *tubing* biselado y en la parte inferior se seleccionó una *spade shoe* de 7".



BHA	ITEM	DESCRIPCION	PROV.	OD*	CONN UP	M/U TQ	TENSILE YIELD
				ID*	CONN DOWN		
	15	3 1/2" OD TUBING	RIG	3.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	14	4 3/4" OD CROSSOVER SUB	F&T	4.750"	3 1/2" EU BOX	2800	360000
				2.000"	NC-38 PIN		
	13	4-3/4" OD DRILL COLLAR 4 JTAS	RIG	4.750"	NC-38 BOX	10000	639328
				2.000"	NC-38 PIN		
	12	4 3/4" OD DRILLING JAR x 2" ID	F&T	4.750"	NC-38 BOX	10000	360000
				2.000"	NC-38 PIN		
	11	4-3/4" OD DRILL COLLAR 1 JTA	RIG	4.750"	NC-38 BOX	10000	639328
				2.000"	NC-38 PIN		
	10	4 3/4" OD CROSSOVER SUB	F&T	4.750"	NC-38 BOX	2800	207200
				2.000"	3 1/2" EU PIN		
	9	4 1/2" OD DRAIN SUB	F&T	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	8	3 1/2" OD TUBING 2 JUNTAS	RIG	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	7	4 1/2" OD CHECK VALVE	F&T	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	6	4 1/2" OD TUBING BAILER, 6 FT (STROKE)	F&T	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	5	4 1/2" OD CHECK VALVE	F&T	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	4	3 1/2" OD TUBING 12 JUNTAS BISELADAS	RIG	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	3	4 1/2" OD CHECK VALVE	F&T	4.500"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.992"	3 1/2" EU PIN		
	2	4 3/4" OD CROSSOVER	F&T	4.750"	3 1/2" EU BOX	2800	207200
				2.500"	NC-38 PIN		
	1	7 1/2" OD SPADE SHOE	F&T	7.500"	NC-38 BOX	10000	360000
				-	N/A		

Fig. 18 Configuración propuesta del BHA para el Pozo R-02.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Tabla 11. Configuración aprobada del BHA del Pozo R-02.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

BHA	Ítem	Descripción
	1	4 3/4" OD CROSSOVER SUB X 2" ID — 3 1/2" IF PIN — 3 1/2" EU BOX
	2	DRILL COLLAR 4 3/4 OD CONN (4) JTS, IF PIN X BOX
	3	HYDRAULIC DRILLING JAR 4 3/4" OD x 2" ID — 3 1/2" IF PIN-BOX
	4	DRILL COLLAR 4 3/4 OD CONN (1) JTS, IF PIN X BOX
	5	4 3/4" OD CROSSOVER SUB X 2" ID — 3 1/2" EU PIN — 3 1/2" IF BOX
	6	DRAIN SUB — 4 1/2" OD — 3 1/2" EUE PIN-BOX — 2.992" ID
	7	3-1/2" OD TUBING JOINT – 3-1/2" EUE PIN-BOX (2 JUNTAS)
	8	TUBING BAILER VALVE 4 1/2" OD — 3 1/2" EUE PIN-BOX L 2.42 FT
	9	TUBING BAILER 4 1/2" OD (6FT stroke) CONVENCIONAL — 3 1/2" EUE PIN-BOX - L. 9.45 FT
	10	TUBING BAILER VALVE 4 1/2" OD — 3 1/2" EUE PIN-BOX L 2.50 FT
	11	3-1/2" OD TUBING JOINT – 3-1/2" EUE PIN-BOX (10 JUNTAS)
	12	TUBING BAILER VALVE 4 1/2" OD — 3 1/2" EUE PIN-BOX L 2.48 FT
	13	4 3/4" OD CROSSOVER SUB X 2 1/4" ID — 3 1/2" IF PIN — 3 1/2" EU BOX
	14	ROTARY SPADE SHOE TALON 7" OD MIL— 3 1/2" IF BOX

Configuración propuesta para el Pozo R-03

Para el Pozo R-03 se planteó nuevamente una configuración rotatoria, formada por *drill pipe*, *drill collars*, *drilling jar*, *drain sub*, válvulas *check*, *flapper valve* y *safety joint*. El *Tubing Bailer* Rotatorio presentó un diámetro externo 4 3/4" y 6 ft de *stroke*. La recámara fue configurada con un total de 14 juntas y en la punta de ensamblaje se propuso un *spade shoe* tipo cruz de 5 1/2", acompañada de un *mill* de 6" para facilitar el trabajo frente a depósitos de mayor compactación.

BHA	ITEM	DESCRIPCION	PROV.	OD (IN)*	CONN UP	M/U TQ	TENSILE YIELD
				ID (IN)*	CONN DOWN		
	15	3 1/2" OD DRILL PIPE	RIG	3.500"	NC-38 BOX	11000	488800
				2.764"	NC-38 PIN	11000	
	14	4 3/4" OD DRILL COLLAR 4 JUNTAS	RIG	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.375"	NC-38 PIN	11000	
	13	4 3/4" OD DRILLING JAR x 2 1/4" ID	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	360000
				2.250"	NC-38 PIN	11000	
	12	4 3/4" OD DRILL COLLAR 1 JUNTAS	RIG	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.375"	NC-38 PIN	11000	
	11	4 3/4" OD DRAIN SUB	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	11000	
	10	3 1/2" OD DRILL PIPE 2 JUNTAS	RIG	3.500"	NC-38 BOX	11000	488820
				2.764"	NC-38 PIN	11000	
	9	4 3/4" OD CHECK VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	11000	
	8	4 3/4" OD ROTATING TUBING BAILER, 6 FT (STROKE)	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	280000
				2.500"	NC-38 PIN	11000	
	7	4 3/4" OD CHECK VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	11000	
	6	3 1/2" OD DRILL PIPE 13 JUNTAS	RIG	3.500"	NC-38 BOX	11000	488820
				2.764"	NC-38 PIN	11000	
	5	4 3/4" OD FLAPPER VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.250"	NC-38 PIN	11000	
	4	4 3/4" OD SAFETY JOINT	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.250"	NC-38 PIN	11000	
	3	3 1/2" OD DRILL PIPE 1 JUNTAS	RIG	3.500"	NC-38 BOX	11000	488820
				2.764"	NC-38 PIN	11000	
	2	4 3/4" OD CHECK VALVE	F&T	4.750"	NC-38 BOX	11000	450000
				2.500"	NC-38 PIN	11000	
	1	5 1/2" OD SPADE SHOE TIPO CRUZ (6" OD MILL)	F&T	5.500"	NC-38 BOX	11000	450000

Fig. 19 Configuración propuesta del BHA para el Pozo R-03.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Tabla 12. Configuración aprobada del BHA del Pozo R-03.

Fuente: Elaborado por Ronald Rivas.

BHA	Ítem	Descripción
	1	3 1/2" IF DRILL PIPE HASTA SUPERFICIE
	2	DRILL COLLAR 4 3/4 OD CONN (4) JTS, IF PIN X BOX
	3	4 3/4" OD HYDRAULIC DRILLING JAR NC-38 (3 1/2) PIN NC-38 (3 1/2) BOX
	4	DRILL COLLAR 4 3/4 OD CONN (1) JTS
	5	4 3/4" OD DRAIN SUB NC-38 (3 1/2) PIN NC-38 (3 1/2) BOX
	6	3 1/2" IF BOX X PIN DRILL PIPE (2) JTS
	7	4 3/4" OD TUBING BAILER VALVE NC-38 (3 1/2) PIN NC-38 (3 1/2) BOX
	8	4 3/4" OD TUBING BAILER NC-38 (3 1/2) PIN NC-38 (3 1/2) BOX
	9	4 3/4" OD TUBING BAILER VALVE NC-38 (3 1/2) PIN NC-38 (3 1/2) BOX
	10	3 1/2" IF BOX X PIN DRILL PIPE (13) JTS
	11	4 3/4" OD VALVULA FLAPER NC-38 (3 1/2") PIN NC-38 (3 1/2") BOX
	12	4 3/4" OD CROSSOVER XT HL39 PIN NC-38 (3 1/2") BOX
	13	5" OD DRILLING SAFETY JOINT XT HL 39 L H PIN XT HL 39 L H BOX
	14	4.900" OD CROSSOVER NC-38 (3 1/2") PIN XT HL39 BOX
	15	3 1/2" IF BOX x PIN DRILL PIPE (1)
	16	4 3/4" OD TUBING BAILER VALVE NC-38 (3 1/2") PIN NC-38 (3 1/2") BOX
	17	6" OD ROTARY SPADE SHOE TIPO CRUZ NC-38 (3 1/2) BOX

Las configuraciones R-01 y R-03 mantuvieron un principio de diseño similar, debido a que ambas fueron separadas para operar con reciprocación y rotación dentro de *liner* de 7". Sin embargo, presentaron diferencias en la cantidad de juntas de recámara y en el tipo de zapata inferior. En cambio, el Pozo R-02 fue diseñado con una configuración convencional, conexiones EUE y una zapata de mayor diámetro para trabajar en *casing* de 9 5/8".

La revisión comparativa permitió establecer que la configuración del BHA fue ajustada para cada pozo y no correspondió a un arreglo único. La cantidad de juntas dependió del volumen esperado de arena, mientras que la selección de la sarta, las conexiones y la zapata estuvo relacionada con la geometría del pozo y con el tipo de movimiento requerido durante la limpieza.

3.3.6 Simulación operativa

Antes de ejecutar las operaciones de limpieza se revisaron las simulaciones incluidas en los programas preliminares de los casos R-01, R-02 y R-03. Este análisis permitió establecer un rango de trabajo para la sarta y verificar si la configuración propuesta podía operar dentro de las limitaciones mecánicas, las conexiones y el equipo de superficie.

Como datos de entrada se consideraron la trayectoria y el estado mecánico de cada pozo, la configuración del BHA, las dimensiones y propiedades de los componentes, la densidad del fluido y el factor de fricción disponible. Con esta información se analizaron el torque en superficie, el arrastre de la sarta, el peso que podía transmitirse hasta la herramienta y la respuesta del *drilling jar* frente a distintos niveles de tensión.

Los casos R-01 y R-03 contemplaron el uso del *Tubing Bailer* Rotatorio en *liner* de 7", mientras que para R-02 se propuso un *Tubing Bailer* Convencional en *casing* de 9 5/8". Debido a esta diferencia, no todos los parámetros fueron evaluados de la misma manera. Los resultados de las simulaciones se utilizaron como referencias de planificación y posteriormente se relacionaron con el desarrollo de cada operación.

- **Simulación de torque en superficie**

La simulación de torque se realizó en los casos donde la limpieza requería rotación de la sarta. Mediante este análisis se estimó el esfuerzo torsional transmitido desde la superficie hasta el BHA, tanto con la herramienta fuera de fondo como durante el contacto con la arena. Los valores calculados se contrastaron con el torque de apriete de las conexiones y con la capacidad disponible en el equipo de superficie.

En el caso R-01, correspondiente a una configuración con *Tubing Bailer* Rotatorio. La simulación indicó un torque superficial de 9,01 klbs-ft con la sarta fuera de fondo y de 10,30 klbs-ft con la herramienta en fondo. Como criterio de revisión se tomó el torque de apriete de la conexión de menor capacidad del BHA, señalado en el programa operativo con un valor de referencia de 11 klbs-ft.

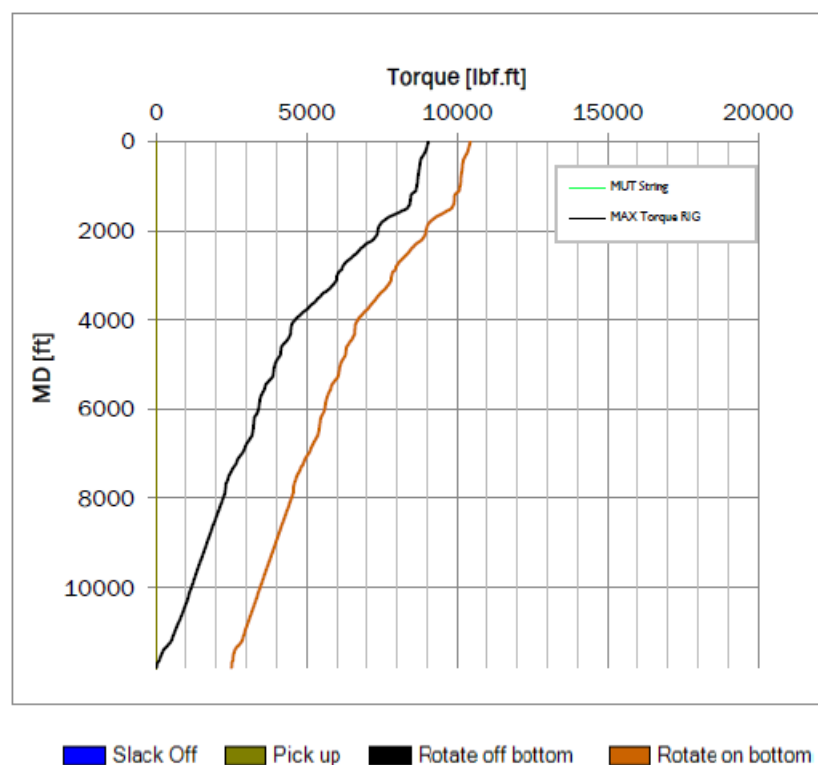


Fig. 20 Perfil de torque en superficie del Pozo R-01.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Para el Pozo R-03, donde también se empleó una configuración rotatoria, se obtuvo un torque de 8,70 klbs-ft fuera de fondo y de 10,80 klbs-ft con la

herramienta de fondo. Estos valores se tomaron como referencia para el control del torque durante el avance del *Tubing Bailer* y para evitar que la carga aplicada superara las restricciones de la sarta.

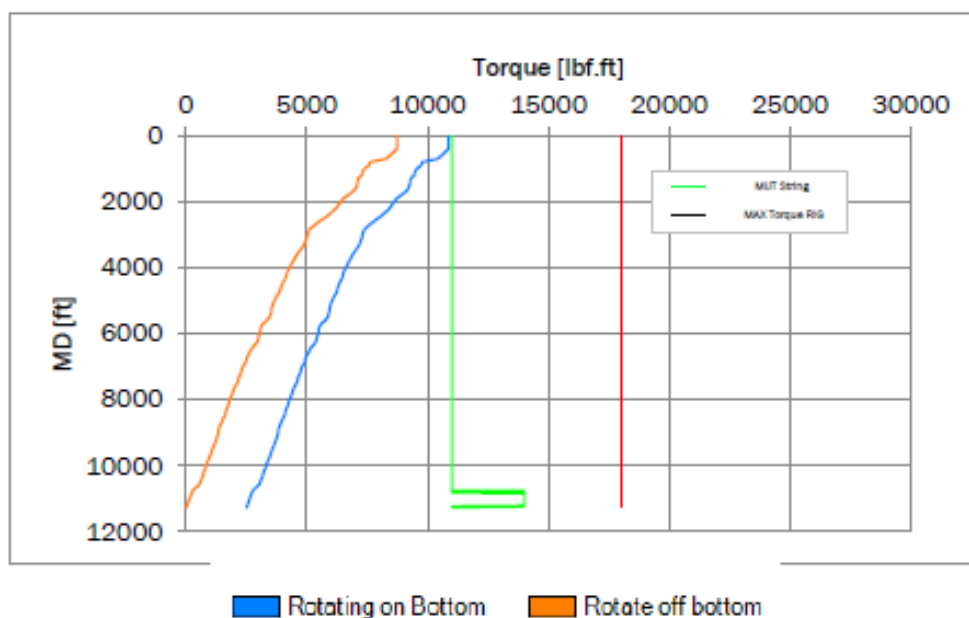


Fig. 21 Perfil de torque en superficie del Pozo R-03.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

- **Simulación de arrastre de la sarta**

El arrastre corresponde a la resistencia que se genera por el contacto de la sarta con las paredes del pozo mientras esta se desplaza. Su magnitud depende, entre otros factores, de la trayectoria del pozo, la fricción, el peso de la sarta y la geometría del BHA. Para evaluarlo se compararon los valores de peso en el gancho durante la subida y bajada de la sarta. En el Pozo Rotatorio R-03 también se consideró el peso registrado durante la rotación.

Para el Pozo R-01, el modelo presentó un peso subiendo de 203 klbs y un peso bajando de 114 klbs. La diferencia entre ambas condiciones dio como resultado un arrastre total estimado de 89 klbs.

Este parámetro se empleó para establecer el comportamiento esperado de la sarta y conocer el margen disponible para maniobras de tensión.

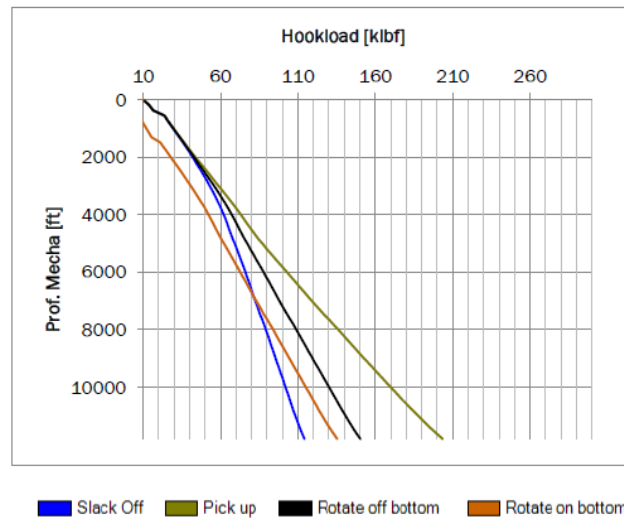


Fig. 22 Perfil de arrastre de la sarta del Pozo R-01.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

En el Pozo R-02, la simulación mostró un peso de 107 klbs durante la subida y de 67 klbs durante la bajada, obteniéndose una diferencia de 40 klbs.

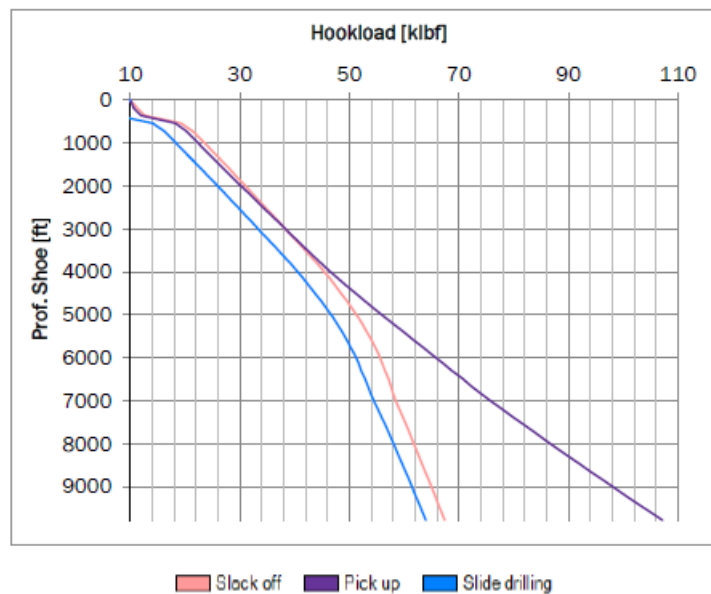


Fig. 23 Perfil de arrastre de la sarta del Pozo R-02.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Este valor se incorporó en la planificación para revisar el margen de tensión que podía proporcionar el equipo durante la operación.

Para el Pozo R-03 se analizaron tres condiciones de movimiento. El peso calculado fue de 187 klbs subiendo, 102 klbs bajando y 147 klbs durante la rotación. Al tomar como referencia esta última condición, se estimó un arrastre de 40 klbs durante la subida y de 45 klbs durante la bajada. El programa también indicó un margen de overpull de 63 klbs respecto de la capacidad de tensión del equipo, establecida en 250 klbs.

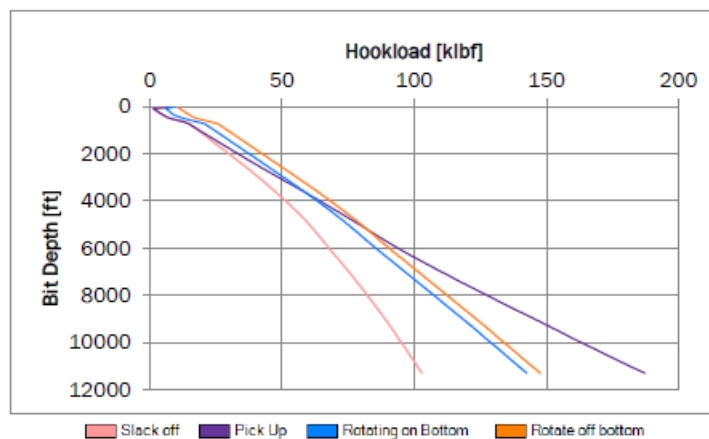


Fig. 24 Perfil de arrastre de la sarta del Pozo R-03.

Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

- **Evaluación del peso disponible sobre la herramienta**

El peso disponible sobre la herramienta se evaluó mediante los perfiles de tensión y compresión de la sarta. En las gráficas se comparó la condición de trabajo con los límites de pandeo sinusoidal, pandeo helicoidal y tensión máxima de la tubería. Este procedimiento permitió identificar cuánto peso podía transmitirse hasta el *Tubing Bailer* sin que una parte importante se perdiera por fricción o generara una condición desfavorable de pandeo.

En el Pozo R-01 se revisaron diferentes valores de WOB. A partir del perfil de tensión se tomó un valor máximo de referencia de 10 klbs para la operación de limpieza. Mientras el peso aplicado se mantuviera dentro de este rango, la simulación indicaba una transferencia efectiva hacia la herramienta sin alcanzar los límites de pandeo considerados.

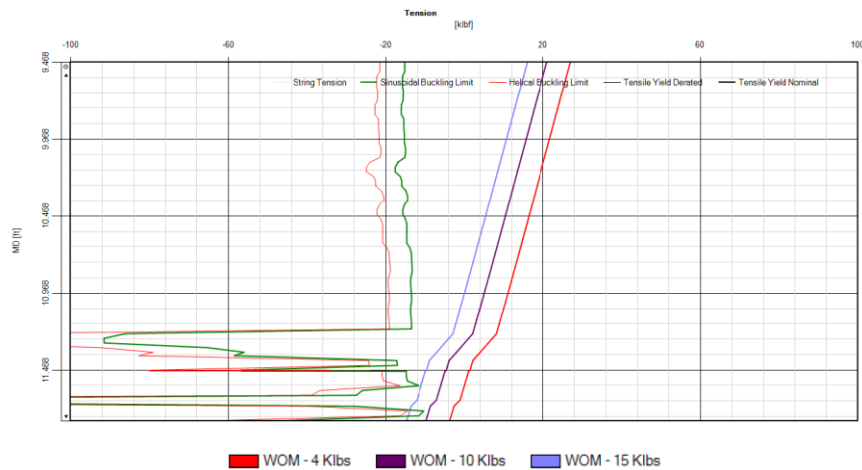


Fig. 25 Evaluación del peso disponible sobre la herramienta del Pozo R-01.
Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

En el Pozo R-02 también se estableció un peso máximo de referencia de 10 klbs. Este valor se utilizó para planificar la reciprocación del *Tubing Bailer* Convencional y controlar que la compresión aplicada no provocara pandeo en la tubería.

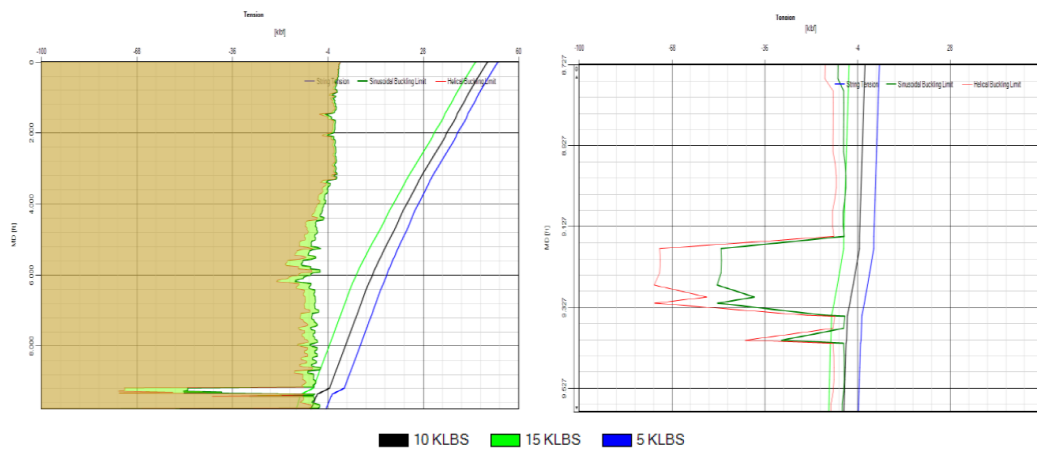


Fig. 26 Evaluación del peso disponible sobre la herramienta del Pozo R-02.
Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

Para el Pozo R-03 se evaluaron condiciones de 5, 10, 15 y 20 klbs de WOB. De acuerdo con el perfil obtenido, se adoptó 15 klbs como límite de referencia, debido a que bajo esta condición la sarta no ingresaba en las zonas de pandeo sinusoidal o helicoidal. Durante la planificación se indicó que el peso aplicado debía mantenerse por debajo de este valor.

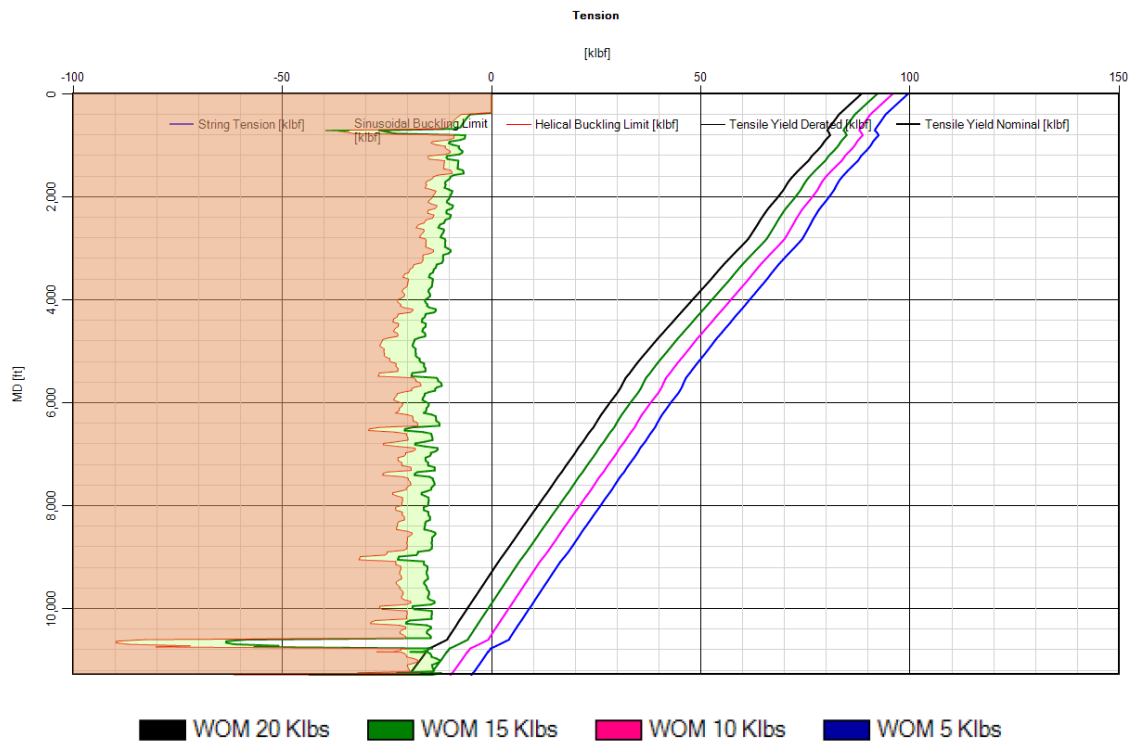


Fig. 27 Evaluación del peso disponible sobre la herramienta del Pozo R-03.
Fuente: Documento técnico interno de F&T Servicios Petroleros. Información anonimizada por confidencialidad.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Análisis de resultados del Pozo R-01

4.1.1 Condiciones iniciales y objetivo de la intervención

El pozo R-01 corresponde a un pozo direccional con trayectoria tipo J, completado en un *liner* productor de 7". La operación fue planteada para remover arena de fractura acumulada en la sección correspondiente a la arenisca Hollín, cuyo intervalo perforado se encuentra entre 11 034 y 11 069 ft. El objetivo operativo consistió en alcanzar una profundidad mínima de 60 ft por debajo de la base de los punzados, con el propósito de dejar un espacio suficiente para las operaciones posteriores.

Durante la planificación inicial se tomó como referencia una profundidad de 11 037 ft, registrada por el BHA de fracturamiento, y se estableció una profundidad preliminar de limpieza de 11 137 ft. Posteriormente, la información fue actualizada mediante una corrida de *slickline* con bloque impresor, que identificó una profundidad de 11 065 ft. A partir de este nuevo dato, el diseño final consideró un intervalo teórico de limpieza de 100 ft y una profundidad objetivo de 11 165 ft.

Esta actualización resulta relevante, debido a que evidencia que el diseño de la intervención fue ajustado con información obtenida antes de ejecutar la limpieza. La profundidad empleada en los cálculos finales fue exactamente la misma que constaba en la primera propuesta, sino que se modificó de acuerdo con la condición registrada en el pozo.

4.1.2 Comparación entre la planificación y la ejecución.

El descenso del BHA permitió apoyo a 11 108 ft con aproximadamente 2 klbs de peso. Esta profundidad fue tomada como el tope real de arena durante la operación. A partir de este punto, la sarta fue trabajada mediante reciprocación, aplicación de peso y rotación hasta alcanzar una profundidad final de 11 192 ft, obteniéndose un avance efectivo de 84 ft.

Al comparar el avance con los 100 ft previstos de cálculo volumétrico, se obtiene un cumplimiento del 84 % respecto al intervalo teórico. Sin embargo, este porcentaje no representa por sí solo el cumplimiento real del objetivo, debido a que el tope de arena encontrado en campo estuvo 43 ft por debajo de la profundidad tomada como referencia en el diseño final.

Aunque se limpiaron 84 ft y no los 100 ft teóricos, la profundidad alcanzada superó en 27 ft la profundidad objetivo de 11 165 ft. Además, al considerar que la base de los punzados se encontraba a 11 069 ft, la intervención dejó un espacio aproximado de 123 ft por debajo del intervalo perforado. Este valor equivale a más del doble de los 60 ft mínimos establecidos como objetivo operativo.

Por lo tanto, la evaluación de este caso no debe basarse únicamente en la relación entre los 84 ft limpiados y los 100 ft estimados. El indicador más representativo es la profundidad final alcanzada, debido a que en el fondo obtenido superó tanto la profundidad objetivo-actualizada como el requerimiento mínimo establecido respecto a la base de los punzados.

4.1.3 Evaluación del ensamblaje utilizado

El BHA corrido en campo mantuvo la configuración rotatoria prevista, incorporando un *Tubing Bailer* de 4 3/4, válvulas de retención, *flapper valve*, *safety joint*, *drilling jar*, *drill collars* y una recámara formada con *drill pipe* de 3 1/2".

Una diferencia importante frente al diseño preliminar fue la zapata utilizada. La primera propuesta contemplaba una *spade shoe* de 4 1/2"; sin embargo, el reporte final registra una zapata rotatoria de tipo cruz con *mill* de 6" y cuerpo de 5 1/2". Este cambio muestra que la configuración final fue ajustada antes de la corrida para responder las condiciones previstas de la arena de fractura.

La recámara del BHA incluyó las juntas adicionales contempladas durante el cálculo volumétrico. El diseño había estimado 17 juntas como capacidad mínima y dos juntas adicionales como margen de contingencia. La configuración ejecutada mantuvo esta capacidad ampliada, lo que proporcionó espacio suficiente para almacenar los sólidos recuperados sin necesidad de realizar una segunda corrida.

4.1.4 Comportamiento mecánica de la sarta

Antes de ingresar al *liner* se registraron pesos de 280 klbs durante la subida y 220 klbs durante la bajada. Una vez dentro del *liner*, a 10 997 ft, los valores aumentaron a 300 klbs subiendo, 225 klbs bajando y 260 klbs con la sarta en rotación.

La diferencia entre el peso subiendo y bajando dentro del *liner* fue de 75 klbs. En la simulación preliminar se había estimado una diferencia de 89 klbs, a partir de pesos de 203 klbs subiendo y 114 klbs bajando. Aunque los valores absolutos medidos en campo fueron superiores a los simulados, la separación entre las condiciones de subido y bajada fue menor a la prevista.

Esta diferencia puede estar relacionada con la configuración final de la sarta, la profundidad donde se tomaron los parámetros y los componentes realmente corridos. Debido a que no se dispone de una simulación actualizada con el BHA definitivo, no resulta adecuado atribuir la variación a una sola causa. No obstante, los registros no muestran un incremento de arrastre por encima del valor diferencial previsto durante el diseño.

Para la condición de rotación se registraron valores de torque entre 4 y 5 klbs-ft a 60 RPM, y entre 5 y 6 klbs-ft a 100 RPM. Durante la limpieza, la sarta fue trabajada a 60 RPM, con valores entre 2 y 5 klbs-ft. Estos resultados se mantuvieron por debajo de los valores simulados de 9,01 klbs-ft fuera de fondo y 10,3 klbs-ft en fondo, así como el límite de torque considerado para las conexiones del ensamblaje.

El comportamiento del torque indica que la rotación pudo transmitirse hacia el BHA sin aproximarse al límite mecánico previsto. Tampoco se registraron aumentos sostenidos que indicaran una condición de bloqueo torsional o una restricción severa durante el avance.

Un aspecto que debe señalarse es que el programa preliminar consideraba un peso máximo de 10 klbs sobre la herramienta, mientras que durante la operación se trabajó la sarta con cargas de hasta 20 klbs. Esta diferencia presenta una desviación respecto al rango utilizado en la simulación de WOB.

El reporte no registra daños asociados a esta carga ni eventos de pandeo, pero la ausencia de una falla no sustituye la necesidad de documentar el criterio empleado para aumentar el peso. Para futuras evaluaciones, sería conveniente disponer de una simulación ajustada al BHA definitivo o de un registro de gestión del cambio que respalde la modificación del parámetro operativo.

4.1.5 Recuperación de arena y condición final del BHA

Después de alcanzar la profundidad final, el BHA fue recuperado a superficie y desarmado para revisar la recámara. El reporte señala que se encontraron 13 juntas de *drill pipe* con arena de fractura y que el peso aproximado del material recuperado fue de 900 lbs.

El cálculo preliminar había estimado un peso teórico de 3 547,2 lbs, bajo el supuesto de que los 100 ft considerados se encontraban completamente ocupados por arena. Al

comparar ambos valores, el peso reportado representa aproximadamente el 25,4 % de la estimación inicial.

Esta diferencia no debe interpretarse directamente como una eficiencia de recuperación del 25,4 %. El cálculo preliminar representa un escenario volumétrico máximo, mientras que la distribución real de los sólidos puede presentarse en forma de acumulaciones parciales, anillos o zonas con distinta concentración de apuntalante. Además, el tope real de arena fue diferente al utilizado en el cálculo.

También se observa una limitación en la forma de documentar el resultado. El reporte menciona 13 juntas llenas de arena y, al mismo tiempo, un peso aproximado de 900 lbs. Sin una medición independiente del volumen ocupada en cada junta, ambos datos no permiten calcular con precisión una eficiencia volumétrica de recuperación. Para mantener la trazabilidad del análisis, se adoptó el peso de 900 lbs como valor cuantitativo reportada y se utilizó el número de juntas únicamente como evidencia de la distribución del material dentro de la recámara.

La inspección visual del ensamblaje mostró aproximadamente 5 % de desgaste en la *spade shoe*. No se reportaron daños importantes en el *Tubing Bailer*, taponamiento de válvulas, activación del *drilling jar* ni eventos de pega. El desgaste observado puede considerarse coherente con el contacto de la zapata con el material acumulado y con la aplicación combinada de peso y rotación durante el avance.

4.1.6 Discusión técnica del caso

Los resultados del Pozo R-01 muestran que la cantidad de arena recuperada no constituye, por sí sola, el indicador más adecuado para valorar la operación. Aunque el peso obtenido fue menor que el estimado, el BHA avanzó 84 ft desde el tope real y alcanzó una profundidad de 27 ft mayor que la prevista. Asimismo, se dejó un bolsillo de 123 ft por debajo de los punzados, superando el requerimiento mínimo del trabajo.

La configuración rotatoria tuvo participación directa en el desarrollo de la limpieza, ya que el avance se obtuvo mediante la combinación de reciprocación, aplicación de peso y rotación a 60 RPM. Durante la operación, el torque registrado se mantuvo por debajo el intervalo con arena sin aproximarse a la capacidad torsional máxima de las conexiones del ensamblaje.

La longitud seleccionada para la recámara fue también adecuada para las condiciones encontradas. La limpieza se completó en una sola corrida y no se reportaron problemas por llenado de la cámara ni obstrucciones en las válvulas. Tampoco fue necesario sacar el BHA antes de llegar a la profundidad establecida, evitando así repetir las maniobras de armado, descenso y recuperación de la sarta.

A pesar del resultado favorable, se identificaron diferencias que deben tomarse en cuenta. El peso aplicado durante la operación fue mayor que el considerado en la simulación inicial. Además, el reporte señala una cantidad determinada de juntas con arena, pero el peso total registrado no parece guardar una relación clara con esa descripción. Aunque estas diferencias no modifican el cumplimiento de la limpieza, muestran que es necesario mejorar la forma en que se registran los parámetros operativos y se cuantifican los sólidos recuperados. Esto permitiría realizar evaluaciones posteriores con información consistente y reducir las dudas durante la interpretación de los resultados.

En conjunto, el desempeño del Pozo R-01 debe valorar mediante la integración de la profundidad alcanzada, el avance efectivo, la condición mecánica del BHA, la recuperación de sólidos y la ausencia de eventos operativos relevantes. La cantidad recuperada representa una parte del análisis, pero no refleja por sí sola el cumplimiento técnico de la intervención.

4.2 Análisis de resultados del Pozo R-02

4.2.1 Condiciones iniciales y objetivo de la intervención

El Pozo R-02 corresponde a un pozo direccional en el que se planificó la limpieza de arena de fractura acumulada dentro del *casing* de 9 5/8". La zona de interés se relaciona con la arenisca Napo T, cuyo intervalo abierto se encontraba entre 9 750 y 9 767 ft. La intervención se desarrolló después del trabajo de fracturamiento, una vez identificada la necesidad de retirar el material apuntalante que permanecía frente y por debajo de los punzados.

La documentación preliminar presenta dos referencias para la profundidad de limpieza. En el resumen general se plantea trabajar hasta aproximadamente 9 780 ft, mientras que el cálculo volumétrico establece que una profundidad objetivo de 9 787 ft. Para el presente análisis se tomó como referencia principal el valor de 9 787 ft, debido a que esta profundidad se encuentra vinculada con el intervalo teórico de 37 ft utilizado para calcular el volumen de arena, la cantidad de *strokes* y la longitud de la recámara.

El diseño contempló el uso de un *Tubing Bailer* Convencional, debido a que la remoción sería realizada principalmente mediante movimiento axiales de la sarta. A diferencia de los casos rotatorios, en esta operación no se planificó utilizar torque como mecanismo principal para avanzar dentro del depósito de arena.

4.2.2 Comparación entre la planificación y la ejecución

La propuesta preliminar consideró como referencia un tope de arena en 9 750 ft y una profundidad final de 9 787 ft. Esto representaba un intervalo esperado de limpieza de 37 ft. Durante la corrida, el BHA llegó hasta 9 747 ft, donde se registraron los pesos de la sarta, y posteriormente se continuó bajando de forma controlada hasta confirmar un tope firme de arena de 9 750 ft.

A partir de esta profundidad se inició el trabajo con movimiento axiales y aplicación gradual de peso. La herramienta avanzó hasta 9 785 ft, lo que equivale a una limpieza efectiva de 35 ft. Al comparar este resultado con los 37 ft considerados en el diseño, se obtuvo un cumplimiento del 94,6 % respecto al intervalo teórico.

La profundidad final quedó 2 ft por encima del objetivo de 9 787 ft utilizado en los cálculos volumétricos. Sin embargo, superó en 5 ft la referencia aproximada de 9 780 ft presentada en el resumen general de la propuesta. El reporte *post job* registra esta profundidad como fondo operativo y señala que el objetivo del trabajo fue cumplido.

La base del intervalo perforado se encontraba a 9 767 ft. Por tanto, la profundidad final de 9 785 ft permitió dejar un bolsillo de 18 ft por debajo de los últimos punzados. Desde el punto de vista operativo, este espacio confirmó que la herramienta no solo atravesó el intervalo abierto, sino que también retiró el material acumulado en la sección inferior.

La limpieza se completó en una sola corrida. No fue necesario recuperar el BHA para modificar la zapata, ampliar la recámara o realizar un segundo viaje. Este aspecto muestra que la capacidad prevista del ensamblaje fue suficiente para las condiciones encontradas en el pozo.

4.2.3 Evaluación del ensamblaje utilizado

El BHA utilizado mantuvo la configuración convencional definida durante la planificación. El conjunto incluyó un *Tubing Bailer* de 4 1/2" y 6 ft de *stroke*, tres válvulas de retención, *tubing* de 3 1/2" utilizado como recámara, *drain sub*, *crossovers*, *drilling jar*, *drill collars* y una zapata inferior.

La recámara quedó formada por diez juntas principales de *tubing* y dos juntas adicionales. Esta distribución coincide con el diseño volumétrico, que había determinado diez juntas como capacidad mínima y dos más como margen de contingencia.

Una diferencia se presentó una zapata. La propuesta general contemplaba una *spade shoe* de 7 1/2", mientras que el BHA registrado después de la corrida muestra una zapata tipo talón de 7". La reducción de media pulgada proporcionó una mayor holgura dentro del *casing* de 9 5/8", disminuyendo la proximidad entre la herramienta y el diámetro interno disponible.

El ensamblaje también incorporó un *drilling jar* con cuatro *drill collars* ubicados por encima y uno por debajo. Esta distribución coincidió con la configuración analizada en la simulación de impacto e impulso. Sin embargo, durante la ejecución no se reportó la necesidad de activar el martillo, lo cual indica que la sarta mantuvo movilidad durante la limpieza y posterior recuperación.

4.2.4 Comportamiento mecánico durante la operación

A una profundidad de 9 747 ft se registró un peso de 92 klbs durante la subida y de 70 klbs durante la bajada. La diferencia entre ambos valores fue de 22 klbs, la cual representa el arrastre observado en ese punto de la corrida.

La simulación preliminar había estimado aproximadamente 107 klbs durante la subida y 67 klbs durante la bajada, con una diferencia de 40 klbs. Al comparar ambos escenarios, el peso real de subida fue de 15 klbs menor que el calculado, mientras que el peso de bajada fue de 3 klbs mayor. En consecuencia, el arrastre diferencial observado en campo resultó 18 klbs menor que el previsto.

La diferencia entre la simulación y los registros reales puede estar relacionada con la configuración final del BHA, las condiciones efectivas de fricción y el comportamiento del fluido dentro del pozo. Aunque los valores no coinciden exactamente, el arrastre registrado no impidió profundizar la sarta ni realizarlas reciprocaciones requeridas.

Durante la limpieza se aplicaron cargas entre 10 y 15 klbs sobre el tope de la arena. El programa preliminar proponía iniciar el trabajo con aproximadamente 10 klbs y la simulación del peso disponible utilizaba ese valor como referencia de operación. Por consiguiente, el límite superior aplicado en campo fue de 5 klbs mayor que el inicialmente considerado.

No se registró pandeo, pérdida de movilidad, daños en la sarta o eventos de pega asociados con este incremento. Sin embargo, desde el punto de vista de control operacional, habría sido conveniente documentar el motivo por el cual se amplió el rango

de peso y comprobarlo mediante una actualización de la simulación o un registro de gestión del cambio.

La limpieza se realizó únicamente con movimientos axiales, en correspondencia con la configuración convencional seleccionada. No se reportó la aplicación de rotación ni la presencia de un depósito con residencia suficiente para justificar el cambio hacia una configuración rotatoria.

4.2.5 Reciprocaciones y avance alcanzado

Se registraron diez *strokes* con avance y cinco *strokes* adicionales sin avance, para un total de quince reciprocaciones. La propuesta técnica había estimado un mínimo de 27 *strokes* para recuperar el volumen teórico correspondiente a los 37 ft de limpieza.

El hecho de alcanzar 35 ft con menos de reciprocaciones que las calculadas muestra que la condición real del depósito fue diferente al escenario volumétrico inicial. El cálculo preliminar suponía que toda la sección interna del *casing* se encontraba llena de arena, mientras que en campo el material pudo encontrarse distribuido de manera parcial o con espacios libres dentro del intervalo.

Las cinco reciprocaciones sin avance fueron utilizadas para verificar la condición del fondo después de alcanzar 9 785 ft. La ausencia de avance adicional puede asociarse con la llegada de superficie firme o con el agotamiento del material suelto que podía ser recuperado por el *Tubing Bailer* Convencional.

La cantidad de *strokes* reportada debe analizarse con cautela, ya que el documento no detalla si cada movimiento correspondió a un recorrido completo de 6 ft ni presenta una relación individual entre cada reciprocación y la profundidad obtenida. Esta limitación no modifica el avance final registrado, pero impide evaluar con mayor detalle la capacidad de recuperación por *stroke*.

4.2.6 Recuperación de arena y condición final

El cálculo preliminar estimó un volumen teórico de 2,7084 bbl y un peso de arena de aproximadamente 2 511 lb. Este valor se obtuvo bajo el supuesto de que los 37 ft del *casing* de 9 5/8" se encontraban completamente ocupados por sólidos.

Después del desarme del BHA se reportó una recuperación total de 560 lb de arena de fractura. Este valor representa aproximadamente el 22,3 % del peso teórico estimado. Al igual que el caso anterior, este porcentaje no debe interpretarse como una eficiencia de recuperación del 22,3 % porque el cálculo inicial representa un escenario completo y no una medición directa del material existente en fondo.

La diferencia entre el peso esperado y el recuperado, junto con la reducción del número de *strokes*, sugiere que el intervalo no se encontraba totalmente lleno de arena. Es probable que el apuntalante estuviera distribuido en acumulaciones parciales o concentrado alrededor de los punzados y en la sección inmediata inferior.

La capacidad de la recámara resultó suficiente para almacenar las 560 lb recuperadas. No se reportó llenado prematuro, taponamiento de las válvulas ni pérdida de material durante la salida. Tampoco se indicó la necesidad de repetir la corrida para recuperar sólidos adicionales.

4.2.7 Discusión técnica del caso

La intervención del Pozo R-02 demuestra que una configuración convencional puede ser suficiente cuando la arena puede removerse mediante reciprocación y aplicación controlada de peso. El ensamblaje avanzó desde 9 750 hasta 9 785 ft sin requerir rotación, activación del martillo o modificación del BHA.

Aunque la profundidad final quedó 2 ft por encima del valor utilizado en el cálculo volumétrico, el trabajo alcanzó el fondo operativo aceptado y dejó 18 ft de espacio por debajo de los últimos punzados. Por ellos, el resultado debe valorarse mediante la

condición final del intervalo y no únicamente por la diferencia respecto a la profundidad técnica de 9 787 ft.

La recuperación de 560 lb fue considerablemente menor que las 2 511 lb estimadas. Sin embargo, el avance de 35 ft con solo quince reciprocaciones respalda la interpretación de que el *casing* no estaba completamente lleno de arena. En este contexto, la diferencia entre el valor teórico y el real corresponde principalmente a la distribución del material y a los supuestos utilizados en el cálculo preliminar.

El uso de diez juntas de recámara más dos de contingencia proporcionó una capacidad mayor que la necesaria para el material encontrado. Este sobredimensionamiento no afectó el desarrollo del trabajo y ofreció un margen de seguridad frente a una posible acumulación superior a la prevista.

Desde el punto de vista mecánico, el arrastre real fue menor que el estimado y la sarta pudo trabajarse sin eventos de pega. La carga aplicada alcanzó 15 klbs, superando el valor de referencia de la simulación, pero el reporte no registra consecuencias negativas asociadas con este cambio.

En este caso en específico hubo una gran limitación referente a la información en el registro *post job*. La información disponible permite verificar profundidad, avance, pesos, *strokes* y arena recuperada, pero no presenta la condición de sus válvulas, desgaste de la zapata ni distribución del material en la recámara. Estas ausencias deben considerarse al comparar el caso con las otras intervenciones.

En términos generales, el resultado del Pozo R-02 debe interpretarse como una limpieza mecánica que alcanzó el fondo operativo en una sola corrida, utilizando *Tubing Bailer* Convencional y sin necesidad de aplicar rotación. La evaluación final integra el avance logrado, el bolsillo obtenido bajo los punzados, la recuperación de arena y la ausencia de incidentes operativos reportados.

4.3 Análisis de resultados del Pozo R-03

4.3.1 Condiciones iniciales y objetivo de la intervención

El Pozo R-03 corresponde a un pozo direccional tipo J, completado con un *liner* productor de 7". La intervención tuvo como propósito recuperar el excedente de arena de fractura acumulado en la zona correspondiente a la arenisca U inferior, cuyo intervalo de interés se encontraba entre 11 219 y 11 289 ft.

La propuesta preliminar tomó como referencia un apoyo a 11 289 ft y estimó aproximadamente 70 ft de arena hasta el fondo operativo de 11 289 ft. Con base en estos valores se seleccionó una configuración rotatoria del *Tubing Bailer*, debido a que el programa contemplaba la posibilidad de aplicar reciprocación, peso y rotación cuando la resistencia del material dificultara el avance axial de la herramienta.

El diseño volumétrico consideró un volumen teórico de 2,6782 bbl de arena equivalente a aproximadamente 2 512,8 lb. Para recuperar este volumen se calcularon 26 *strokes* mínimos y una longitud de recámara de 360,9 ft, correspondiente a 12 juntas de *drill pipe*. Como margen de contingencia se incorporaron dos juntas adicionales, por lo que el diseño contempló una capacidad total de 14 juntas.

4.3.2 Comparación entre la planificación y ejecución

El BHA descendió hasta el tope de *liner*, ubicado a 10 572 ft, sin registrar restricciones durante el ingreso. Posteriormente se continuó profundizando la sarta hasta aproximarse a la profundidad prevista para el tope de arena.

La propuesta había considerado un tope preliminar a 11 219 ft. Sin embargo, durante la corrida se observó un apoyo de aproximadamente 5 klbs a 11 210 ft, confirmándose la presencia de material sedimentado 9 ft por encima de la profundidad inicialmente estimada.

A partir de este punto se inició la limpieza con el *Tubing Bailer* Rotatorio. La profundidad final registrada fue de 11 289 ft, por lo que el avance real alcanzó 79 ft. Este valor supera en 9 ft el intervalo de 70 ft utilizado durante la planificación, lo que representa un cumplimiento de aproximadamente 112,9 % respecto a la longitud inicialmente prevista.

El porcentaje superior al cien por ciento no debe interpretarse como una profundidad mayor que el fondo objetivo. La herramienta alcanzó exactamente los 11 289 ft establecidos en la propuesta; la diferencia se originó porque el tope real de arena se encontró a menor profundidad. Por tanto, la intervención removió un intervalo más largo del esperado, pero finalizó en el mismo fondo operativo planificado.

El resultado indica que el material acumulado no se limitaba al intervalo inicialmente considerado. La presencia de arena desde 11 210 ft muestra que existían aproximadamente 9 ft adicionales de relleno por encima de la referencia preliminar, los cuales tuvieron que ser trabajados antes de llegar a la base de la arenisca U Inferior.

4.3.3 Evaluación del ensamblaje utilizado

La configuración corrida en campo mantuvo el principio rotatorio establecido en la propuesta. El reporte confirma el armado de un BHA con *Tubing Bailer* Rotatorio, sarta de *drill pipe* de 3 1/2" con conexiones NC-38 y un *spade shoe* tipo cruz en la parte inferior.

El diseño preliminar también incluía válvulas *check*, *flapper valve*, *safety joint*, *drilling jar*, *drill collars* y una recámara formada con *drill pipe*. Estos elementos cumplían funciones de recuperación, retención de sólidos, transmisión de peso y torque, además de proporcionar mecanismos de contingencia frente a un posible atascamiento.

La inspección posterior señaló que las válvulas y el *Tubing Bailer* Rotatorio quedaron en condiciones adecuadas para su reutilización. De igual manera, la herramienta rotatoria tipo cruz no presentó daños que impidiera un uso posterior. No se reportaron

taponamiento de las válvulas, fallas del pistón o deformaciones visibles en la parte inferior del ensamblaje.

Tampoco fue necesario activar el drilling jar ni utilizar el procedimiento de liberación del *safety joint*. Esto indica que, pese al número de reciprocaciones y al peso aplicado, la sarta mantuvo movilidad suficiente para completar la limpieza y comenzar la salida del BHA sin eventos de pega.

4.3.4 Comportamiento mecánico durante la corrida

Antes de ingresar al *liner* se registró un peso de 144 klbs durante la subida y de 98 klbs durante la bajada. La diferencia entre ambas condiciones fue de 46 klbs, valor que representa el arrastre observado en la zona del TOL.

Al alcanzar el tope real de arena, los pesos cambiaron a 158 klbs subiendo y a 102 klbs bajando. En esta profundidad, la diferencia aumentó a 56 klbs. El incremento respecto a los parámetros registrados cerca del TOL es consistente con una mayor longitud de sarta dentro del *liner* y con el contacto adicional generado al aproximarse a fondo.

La simulación inicial había estimado 187 klbs durante la subida, 102 klbs durante la bajada y 147 klbs con la sarta rotando. Al comparar estos datos el peso real de bajada coincidió con el valor simulado, mientras que el peso de subida fue de 29 klbs menor. En consecuencia, la diferencia real entre subida y bajada fue inferior a la diferencia total prevista de 85 klbs.

El menor arrastre observado respecto a la simulación proporcionó un margen favorable para trabajar la sarta y posteriormente recuperarla. No se identificaron incrementos súbitos de peso que indicaran empaquetamiento del BHA o un conato de pega durante la operación.

Durante la toma de parámetros se aplicó una rotación de 40 RPM, valor que se mantuvo dentro del intervalo de 30 a 60 RPM establecido en el programa. El reporte registra una

lectura de 240 a 260 unidades relativas de torque; sin embargo, no presenta su conversión a lbs-ft.

Esta limitación impide realizar una comparación directa con los valores simulados de 8,7 y 10,8 klbs-ft. Para mejorar la trazabilidad en futuras operaciones, las lecturas relativas del equipo deberían acompañarse de su conversión a unidades de torque, utilizando las dimensiones y la calibración de la mesa rotaria.

4.3.5 Peso aplicado y número de reciprocaciones

La limpieza comenzó con la aplicación gradual de pesos entre 5 y 20 klbs. Esta carga, combinada con la reciprocación y la capacidad rotatoria del ensamblaje, permitió avanzar desde 11 210 hasta 11 289 ft.

El programa preliminar recomendaba trabajar inicialmente con pesos entre 5 y 10 klbs durante la reciprocación. Además, la simulación de WOB indicaba que la sarta podía trabajar sin pandeo con una carga de hasta 15 klbs, recomendándose mantener la operación por debajo de ese valor.

En campo se alcanzaron 20 klbs, es decir, 5 klbs por encima del valor analizado en la simulación y 10 klbs por encima del rango axial planteado inicialmente. El reporte no registra pandeo, daño de la sarta o pérdida de movilidad asociada con esta carga. Sin embargo, desde el punto de vista de ingeniería, el aumento debió quedar respaldado por una evaluación en sitio o por un registro de gestión del cambio.

Se ejecutaron 52 reciprocaciones para completar los 79 ft de limpieza. Este número fue superior a los 26 *strokes* mínimo obtenidos en el cálculo volumétrico. La diferencia se explica porque el cálculo representa el número teórico necesario para desplazar el volumen estimado, pero no considera completamente el esfuerzo requerido para desagregar, movilizar y dirigir los sólidos hacia la recámara.

Además, el programa operativo presenta diferencias respecto al número de *strokes*. En una parte establece un rango de 26 a 39 reciprocaciones, mientras que posteriormente considera 34 *strokes* de operación y 17 adicionales por contingencia, para un total de 51. La ejecución real alcanzó 52, superando por una reciprocación este último valor.

El número adicional no generó un incidente reportado y permitió alcanzar el fondo previsto. No obstante, la cercanía al límite operativo resalta la importancia de controlar el tiempo de trabajo, debido al riesgo de decantación de sólidos sobre las válvulas cuando la herramienta permanece demasiado tiempo en fondo.

4.3.6 Recuperación de material y condición posterior

Después de finalizar la limpieza se inició el POOH (*Pull Out of Hole*) del BHA en paradas controladas. Durante el desarme se recuperaron aproximadamente 1 550 lb de material y se reportaron ocho tubos llenos con una mezcla de arena y gel.

Al comparar el peso recuperado con las 2 512,8 lb estimadas en el diseño preliminar se obtiene una relación de aproximadamente 61,7 %. Este valor no corresponde directamente la eficiencia de la herramienta, porque el cálculo inicial asumía que los 70 ft del *liner* se encontraban completamente llenos de arena.

Si el cálculo teórico se ajustara al intervalo real de 79 ft, manteniendo el supuesto de llenado completo, el peso esperado aumentaría hasta aproximadamente 2 836 lb. Bajo este escenario, las 1 550 lb representarían cerca del 54,7 %. Sin embargo, este porcentaje tampoco puede utilizarse como eficiencia real, debido a que la cantidad inicial de sólidos no fue medida directamente.

Otro aspecto que limita la comparación es que el material recuperado no estaba compuesto únicamente por arena. El reporte menciona la presencia de gel, por lo que el peso de 1550 lb corresponde a una mezcla y no exclusivamente al apuntalante. Para obtener un valor más exacto habría sido necesario separar los fluidos y determinar el peso seco de los sólidos.

La recuperación de ocho tubos con material, frente a una capacidad preliminar de 14 juntas, indica que la recámara no llegó a llenarse completamente, siempre que la configuración final haya mantenido la longitud propuesta. Esto explica por qué la operación pudo finalizarse en una sola corrida, sin necesidad de retirar anticipadamente el BHA por llenado de la cámara.

Las válvulas, el *Tubing Bailer* y la herramienta rotatoria tipo cruz quedaron en condiciones de reutilización. La ausencia de daños relevantes y de material taponando las válvulas muestra que los sólidos pudieron ingresar y permanecer retenidos dentro del ensamblaje durante la extracción.

4.3.7 Discusión técnica del caso

El Pozo R-03 presentó una acumulación de sólidos mayor en longitud que la considerada en la propuesta. El tope se encontró 9 ft por encima de la referencia preliminar, por lo que fue necesario limpiar 79 ft para alcanzar el fondo de 11 289 ft.

La configuración rotatoria permitió desarrollar el trabajo mediante la combinación de reciprocación, aplicación progresiva de peso y rotación a 40 RPM. Esta capacidad fue útil para mantener el avance durante un intervalo superior al previsto, sin tener que recuperar el BHA para cambiar la zapata o modificar la configuración.

El arrastre registrado en campo fue menor al estimado, lo cual facilitó la movilidad de la sarta. No obstante, la ausencia de una conversión del torque relativo a lbs-ft limita la evaluación cuantitativa del esfuerzo torsional realmente transmitido hacia el fondo.

La operación demandó 52 reciprocaciones, prácticamente el límite total contemplado en el programa. Este comportamiento muestra que el número mínimo calculado a partir del volumen no representa necesariamente la cantidad de maniobras requeridas en campo, especialmente cuando el material contiene gel o presenta resistencia al desplazamiento.

La recuperación de 1550 lb confirma el ingreso de una cantidad importante de material en la recámara, aunque no permite establecer por sí sola la eficiencia de remoción. El volumen inicial era teórico y el peso recuperado incluía una mezcla de arena y gel. Por esta razón, la profundidad ganada y el cumplimiento del fondo operativo ofrecen indicadores más confiables para valorar el resultado.

El principal aspecto que requiere atención es el peso aplicado, debido a que alcanzó 20 klbs y superó el rango evaluado en la simulación. Aunque no se reportaron efectos negativos, futuras operaciones deberían actualizar el análisis de WOB cuando sea necesario trabajar con cargas superiores a las previstas.

En conjunto, el caso R-03 muestra una operación que alcanzó la profundidad objetivo en una sola corrida, recuperó material en superficie y mantuvo la integridad de los componentes principales. Al mismo tiempo, evidencia la necesidad de mejorar el registro de torque, la cuantificación del peso seco de arena y la documentación de las variaciones aplicadas respecto al programa preliminar.

4.4 Discusión general de resultados

4.4.1 Comportamiento conjunto de las intervenciones

El análisis de los tres pozos mostró que el *Tubing Bailer* pudo ser adaptado a condiciones mecánicas y operativas diferentes. Los tres casos mostraron que la selección del ensamblaje estuvo relacionada con la geometría disponible, la profundidad de trabajo, la extensión estimada del depósito y la posibilidad de encontrar arena con mayor resistencia al avance.

En los tres pozos se alcanzó el fondo operativo sin realizar una segunda corrida. Dentro de los casos estudiados, la profundidad alcanzada resultó un criterio más representativo que la comparación aislada entre el peso teórico y el material recuperado. El comportamiento del Pozo R-02 indica que no todas las acumulaciones requieren una configuración rotatoria. En este caso, la reciprocación y la aplicación gradual de peso

fueron suficientes para atravesar prácticamente todo el intervalo previsto. En R-01 y R-03, en cambio, la capacidad de rotación amplió las opciones de trabajo frente a depósitos de mayor longitud y posibles zonas de compactación.

Esta diferencia no permite afirmar que una configuración sea más eficiente que la otra en términos generales, ya que los pozos no fueron intervenidos bajo condiciones equivalentes. Lo que se observa es que la configuración convencional puede responder adecuadamente cuando el material ofrece poca resistencia al movimiento axial, mientras que la rotatoria proporciona una alternativa adicional cuando la herramienta pierde avance durante la reciprocación.

La capacidad de recámara calculada también fue suficiente en los tres casos. No se registró llenado prematuro ni fue necesario retirar anticipadamente el BHA para ampliar el espacio de almacenamiento. Las juntas incorporadas como contingencia proporcionaron un margen frente a la incertidumbre existente sobre la distribución real de la arena en fondo.

4.4.2 Relación entre el volumen estimado y el material recuperado

En los tres casos, el peso del material recuperado fue inferior al calculado durante el diseño preliminar. En R-01 se reportaron aproximadamente 900 lb frente a 3 547,2 lb estimadas; en R-02 se recuperaron 560 lb frente a 2 511 lb; y en R-03 se registraron alrededor de 1 550 lb de una mezcla de arena y gel frente a 2 512,8 lb calculadas.

Estas diferencias no fueron interpretadas como porcentajes directos de eficiencia. Los cálculos volumétricos partieron del supuesto de que la totalidad del intervalo considerado se encontraba ocupada por arena dentro del diámetro interno del *casing* o *liner*. Este escenario fue útil para dimensionar la recámara, pero no representa necesariamente la forma en que los sólidos estaban distribuidos antes de la intervención.

Como se explicó en el marco teórico, las partículas que no son transportadas completamente hacia superficie pueden depositarse de manera irregular en el fondo del

pozo. Esto puede producir acumulaciones puntuales, rellenos parciales, anillos de arena o mezclas de apuntalante con gel y otros residuos. Por esta razón, es posible alcanzar la profundidad requerida y recuperar un peso menor al estimado inicialmente.

En R-01 y R-02, el número de libras recuperadas representó una fracción relativamente baja del escenario teórico, a pesar de que ambos alcanzaron el fondo operativo aceptado. En R-03 se recuperó una mayor cantidad de material, pero el reporte señala que se trataba de una mezcla de arena y gel, lo que impide establecer cuánto del peso correspondía exclusivamente a sólidos secos.

La cantidad recuperada fue analizada junto con el avance, la profundidad final, la condición del BHA y la necesidad de una segunda corrida. Bajo este criterio, un peso menor al previsto no implicó necesariamente una limpieza insuficiente, siempre que el depósito que impedía el acceso al fondo hubiera sido removido.

La presencia de material apuntalante después de una fractura también debe manejarse con precaución. El objetivo de la intervención no consiste en retirar todo el *proppant* asociado al tratamiento, sino en recuperar aquel que retornó al pozo o quedó sedimentado y comenzó a restringir el acceso al fondo. Una remoción indiscriminada podría movilizar material que todavía cumple una función dentro de la fractura.

4.4.3 Importancia de la planificación mecánica

La revisión previa del estado mecánico, trayectoria, tortuosidad, BHA, torque, arrastre y peso disponible permitió establecer referencias para la ejecución de las intervenciones. Aunque las simulaciones no reprodujeron exactamente todos los valores registrados en campo, permitieron verificar previamente que las sartas podían alcanzar las profundidades requeridas y que exigía margen para aplicar reciprocación, peso y, cuando correspondía, rotación.

En los tres casos, los valores de arrastre observados no impidieron la movilidad de la sarta. Tampoco fue necesario activar el *drilling jar* o utilizar el *safety joint*. Esto indica

que los ensamblajes pudieron ser recuperados sin recurrir a las principales medidas de contingencia incluidas en el diseño.

No obstante, se identificaron diferencias entre algunos parámetros simulados y los aplicados durante la ejecución. Aunque los reportes no registraron daños asociados, estas variaciones muestran la necesidad de documentar con mayor precisión los cambios realizados en campo.

El comportamiento encontrado en fondo puede exigir ajustes al programa original, pero estos cambios deberían quedar respaldados mediante una evaluación técnica o un registro de gestión del cambio. Esto facilitaría posteriormente la comparación entre el diseño y la ejecución, además de reducir la incertidumbre durante el análisis.

4.4.4 Comparación con métodos basados en circulación

Los métodos de limpieza con *coiled tubing* transportan los sólidos mediante la circulación de un fluido. Su aplicación puede resultar adecuada cuando se requiere limpiar intervalos extensos, remover finos distribuidos a lo largo del pozo o trabajar en trayectorias donde la recuperación por recámara presenta limitaciones.

Sin embargo, el transporte hidráulico depende de factores como el caudal, la velocidad anular, las propiedades reológicas del fluido, el tamaño y densidad de las partículas, la inclinación y el diámetro disponible. Cuando estas condiciones no permiten mantener los sólidos suspendidos, puede producirse una nueva sedimentación o una limpieza incompleta.

En pozos de baja presión, la circulación también puede requerir sistemas complementarios, como nitrógeno, espuma o arreglos especiales de retorno, con el fin de disminuir la carga hidrostática y facilitar el levantamiento de partículas. Estas necesidades aumentan la cantidad de equipos y variables que deben controlarse durante la intervención.

En los tres casos evaluados, el *Tubing Bailer* recuperó los sólidos mediante reciprocación, efecto de pistón y almacenamiento interno, sin depender de circulación continua. Dentro de estas intervenciones, esta característica redujo la necesidad de diseñar un régimen hidráulico para transportar la arena hasta superficie.

La ausencia de circulación continua también disminuyó la dependencia de la compatibilidad del fluido de limpieza, de la disponibilidad de retornos y de la velocidad necesaria para mantener las partículas suspendidas. Este aspecto puede ser favorable cuando el depósito se encuentra localizado y puede almacenarse dentro de la recámara disponible.

Sin embargo, los resultados obtenidos no permiten afirmar que el *Tubing Bailer* sea superior al *coiled tubing* en términos generales. No se analizaron ambos métodos dentro de un mismo pozo ni bajo condiciones equivalentes. Además, los reportes disponibles no presentan datos homogéneos de costos, tiempos totales, consumo de fluidos o producción posterior.

Por esta razón, la comparación se limita a señalar que, en los casos estudiados, la recuperación mecánica permitió alcanzar el fondo operativo sin recurrir a circulación continua. Para intervalos horizontales extensos, volúmenes elevados o sólidos distribuidos a lo largo de una gran longitud, un método hidráulico podría presentar mayores posibilidades de transporte.

4.4.5 Comparación con VACS y otras herramientas de recuperación

El estudio de Salazar López (2021), utilizado como antecedente en esta investigación, comparó el sistema VACS con un *Sand Bailer* en un pozo productor de la arenisca M-1. En este caso, VACS recuperó una mayor cantidad de arena y presentó menores tiempos de operación y NPT, mientras que el *Sand Bailer* requirió menor tiempo durante el armado y desarmado del BHA.

Este antecedente muestra que los sistemas hidráulicos o de succión especializada pueden ofrecer mejores resultados cuando el objetivo principal es maximizar el volumen recuperado. No obstante, su desempeño depende de la disponibilidad de equipos, del diseño hidráulico y de las condiciones particulares del pozo.

En los tres casos de esta investigación, el *Tubing Bailer* permitió completar la limpieza en una sola corrida y sin reportar circulación continua. Aunque no se dispone de una comparación directa con VACS en los mismos pozos, la menor cantidad de equipos auxiliares requeridos para generar transporte hidráulico puede representar una simplificación operaciones en intervenciones focalizadas.

También existen *bailer* corridos con *slickline* o cable, pero su capacidad de almacenamiento suele estar limitada por la longitud y diámetro de la herramienta. En los casos evaluados, la recámara se dimensionó mediante varias juntas de *tubing* o *drill pipe*, lo que permitió disponer de mayor espacio para la recuperación en una sola corrida.

La incorporación de válvulas de retención, *drilling jar*, *safety joint* y diferentes tipos de zapata proporcionó además mecanismos para trabajar y recuperar el BHA ante posibles restricciones. En las configuraciones rotatorias, la posibilidad de transmitir torque permitió complementar la acción axial cuando el material presentaba mayor resistencia.

4.4.6 Aspectos favorables observados durante las intervenciones

Uno de los aspectos favorables observados fue la posibilidad de adaptar la configuración de la herramienta. El Pozo R-02 fue trabajado con *Tubing Bailer* Convencional, mientras que el R-01 y R-03 requirieron ensamblajes rotatorios. Esta variación permitió ajustar la complejidad del BHA a las condiciones previstas para cada pozo.

También se observó que la recámara podía dimensionarse antes de la operación mediante el volumen teórico de arena. Aunque el material recuperado fue menor al estimado, la capacidad adicional evitó que las corridas tuvieran que finalizar por llenado prematuro.

Otro aspecto fue el cumplimiento del fondo operativo en una sola corrida en los tres pozos. Esto evitó repetir las etapas de armado, descenso, recuperación y desarme que habría requerido un segundo viaje.

Durante las operaciones no se registraron eventos de pega que obligaran a activar el martillo o liberar el *safety joint*. Tampoco se reportaron fallas críticas de las válvulas del mecanismo del *Tubing Bailer*. En R-01 se observó desgaste reducido en la zapata, mientras que en R-03 las herramientas principales fueron reportadas en condiciones de reutilización.

Estos comportamientos sugieren que, bajo las condiciones presentes en los casos analizados, la herramienta pudo ejecutar limpiezas focalizadas manteniendo la movilidad de la sarta y la integridad general del ensamblaje. No obstante, el número reducido de casos no permiten extender este comportamiento a todos los pozos con acumulación de arena.

4.4.7 Implicaciones técnicas para la selección del método de limpieza

Los resultados muestran que la selección del método debe considerar la ubicación y extensión del depósito, la geometría del pozo, la capacidad de la recámara, el estado mecánico de la sarta y la posibilidad de aplicar reciprocación o rotación.

En los casos evaluados, el *Tubing Bailer* presentó un comportamiento favorable en acumulaciones localizadas de arena de fractura, donde fue posible almacenar el material dentro de una recámara y alcanzar el fondo mediante una sola corrida. Este comportamiento debe interpretarse dentro de las condiciones particulares de cada intervención.

La configuración convencional puede ser considerada cuando la arena se encuentra suelta y el avance puede obtenerse mediante movimientos axiales. La configuración rotatoria ofrece una opción adicional cuando existe pérdida de avance o mayor resistencia del

depósito, siempre que el torque y el peso aplicados se mantengan dentro de los límites mecánicos establecidos.

En condiciones diferentes, como tramos horizontales extensos, volúmenes de sólidos superiores a la capacidad de la recámara, presencia de finos distribuidos o necesidad de transporte continuo, los métodos con *coiled tubing*, circulación inversa, VACS o lavado hidráulico podrían presentar mayores posibilidades operativas.

La comparación realizada no establece un método único para todos los escenarios. Más bien, muestra que el *Tubing Bailer* puede formar parte de las alternativas de selección cuando la recuperación mecánica, la limpieza localizada y la ausencia de circulación continua sean compatibles con las condiciones del pozo.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La evaluación de los pozos R-01, R-02 y R-03 evidenció que el *Tubing Bailer* fue técnicamente viable para retirar arena de fractura acumuladas en pozos asociados con las formaciones Napo y Hollín. En los tres casos se alcanzó el fondo operativo en una sola corrida, sin registrarse eventos de pega que obligaran a activar el martillo o liberar el *safety joint*.
- Las condiciones mecánicas de cada pozo influyeron directamente en la selección de la herramienta y en el diseño del BHA. En R-01 y R-03 se empleó una configuración rotatoria dentro de *liner* de 7", mientras que en R-02 fue suficiente una configuración convencional en *casing* de 9 5/8". Esto demuestra que el ensamblaje debe ajustarse a la geometría del pozo y a la resistencia esperada del material apuntalante.
- Los cálculos volumétricos permitieron dimensionar la recámara y establecer un margen de seguridad antes de cada intervención. Sin embargo, el peso real recuperado fue menor que el estimado, debido a que los cálculos asumieron que todo el intervalo estaba completamente lleno de arena. Por esta razón, la profundidad alcanzada y la recuperación del fondo operativo resultaron indicadores más representativos que la comparación aislada entre el peso teórico y el material extraído.
- La configuración convencional mostró un comportamiento adecuado en el Pozo R-02, donde la limpieza pudo realizarse mediante la reciprocación y aplicación de peso. En los pozos R-01 y R-03, la configuración rotatoria proporcionó una

alternativa adicional para continuar el avance frente a acumulaciones de mayor extensión o resistencia.

- Las simulaciones de torque, arrastre, WOB e impacto permitieron establecer referencias mecánicas antes de las operaciones. No obstante, durante algunos trabajos se aplicaron pesos superiores a los considerados inicialmente, lo que evidencia la necesidad de actualizar los análisis o documentar los cambios realizados en campo.
- Una de las principales ventajas técnicas del *Tubing Bailer* fue su funcionamiento mecánico mediante efecto pistón, sin depender de circulación continua ni de un diferencial hidrostático para transportar arena hasta superficie. Esta característica puede reducir la complejidad de la operación cuando existen limitaciones de retorno, baja presión del pozo o dificultad para disponer de sistemas de bombeo y nitrógeno.
- La posibilidad de modificar la longitud de la recámara permitió ajustar la capacidad de almacenamiento al volumen estimado de sólidos. Asimismo, la configuración rotatoria amplió las opciones de trabajo frente a arena compactada, mientras que la convencional ofreció una alternativa más sencilla cuando la reciprocación fue suficiente.
- La información técnica proporcionada señala costos referenciales de entre 15 000 y 20 000 USD par el *Tubing Bailer*, frente a valores de 80 000 a 150 000 USD para operaciones con *coiled tubing* según fuentes académicas, con un ahorro estimado del 75 al 80%. También presenta disponibilidad inmediata y menor dependencia de nitrógeno. Sin embargo, estos valores deben considerarse referenciales, debido a que no fueron verificados mediante una comparación económica independiente bajo las mismas condiciones de pozo.
- Frente al *coiled tubing*, el *Tubing Bailer* puede disminuir la cantidad de equipos auxiliares y evitar el transporte hidráulico continuo de sólidos. No obstante, no puede afirmarse que sea superior en todos los escenarios, ya que los intervalos

horizontales extensos, grandes volúmenes de arena o sólidos distribuidos pueden requerir métodos basados en circulación.

5.2 RECOMENDACIONES

- Seleccionar la configuración convencional o rotatoria después de revisar la geometría del pozo, profundidad, diámetro disponible, grado de compactación y volumen esperado de los sólidos.
- Utilizar la configuración convencional cuando la arena se encuentre suelta y pueda removerse mediante reciprocación. La configuración rotatoria debe considerarse cuando existe pérdida de avance o material con mayor resistencia mecánica.
- Dimensionar la recámara con base en cálculos volumétricos y mantener juntas adicionales de contingencia, evitando al mismo tiempo ensamblajes excesivamente largos que incrementen el arrastre y la complejidad de la corrida.
- Mantener reciprocaciones continuas y controlar los tiempos de conexión, debido a que las interrupciones prolongadas pueden favorecer la decantación de arena y el taponamiento de válvulas.
- Actualizar las simulaciones de WOB, torque y arrastre cuando sea necesario aplicar parámetros superiores a los establecidos en el programa preliminar. Estos cambios deben quedar registrados mediante el procedimiento de gestión del cambio.
- Estandarizar los reportes *post job*, incorporando profundidad inicial y final, número de *strokes*, peso de la sarta, torque en lbs-ft, condición de válvulas, desgaste de la zapata, configuración final del BHA, tiempo operativo, NPT y motivo de cualquier desviación del programa.

- Cuantificar el material recuperado mediante peso seco y volumen, separando, arena, gel, fluido y otros residuos. Esto permitirá calcular indicadores más confiables de recuperación.
- Verificar los costos y porcentajes de ahorro para cada operación antes de comparar el *Tubing Bailer* con *coiled tubing*. Los valores corporativos deben utilizarse como referencia preliminar y no como tarifas fijas.
- Incorporar en futuras evaluaciones la producción antes y después de la limpieza, el costo total de la intervención y la duración del beneficio operativo, con el fin de complementar el análisis técnico con indicadores económicos y productivos.
- Considerar *coiled tubing*, VACS u otros métodos hidráulicos cuando exista intervalo extenso, un volumen de sólidos superior a la capacidad de la recámara o la necesidad de transportar partículas finas a lo largo de una distancia considerable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Awad, M. N. J., El-Sayed, A. A. H., & Desouky, S. E. D. M. (1999). Factors Affecting Sand Production from Unconsolidated Sandstone Saudi Oil and Gas Reservoir. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 11(1), 151–172. [https://doi.org/10.1016/S1018-3639\(18\)30995-4](https://doi.org/10.1016/S1018-3639(18)30995-4)
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente : Geología y Petróleo*. https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036207.pdf
- Cushpa, N., & Malliquinga, E. (2015). *CARACTERIZACION GEOLOGICA REGIONAL Y POTENCIAL HIDROCARBURIFERO EN LAS ARENISCAS “U” y “MI” EN EL SURORIENTE ECUATORIANO*. Universidad Central del Ecuador. <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/b83aefc1-ce66-465b-b238-bff0af70f3ac/content>
- Epa, U. (2011). *Proceedings of the Technichal Workshops For the Hydraulic Fracturing Study: Well Construction and Operation*. www.epa.gov
- Eshiet, K. I. I. I., & Sheng, Y. (2021). Investigating Sand Production Phenomena: An Appraisal of Past and Emerging Laboratory Experiments and Analytical Models. In *Geotechnics* (Vol. 1, Number 2, pp. 492–533). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/geotechnics1020023>
- Fernando, H., & Lamar, M. (2008). *EVALUACIÓN Y CONTROL ACTUALIZADO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA DEL CAMPO FANNY 18-B DEL BLOQUE TARAPOA PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS*.
- Gomez Mattar, O. A. (2018). PROPUESTA PARA EL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL POZO CGL-01 DEL CAMPO CAÑO GANDUL [Universidad Industrial Del Santander]. In *Repositorio de la Universidad Industrial de Santander*.

<https://noesis.uis.edu.co/bitstreams/10330550-02b9-47d3-9a71-00312b87f9fc/download>

Guale, A. (2021). ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES, CASO ESTUDIO CAMPO SACHA. *Universidad Estatal Península de Santa Elena*, 56. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/e95c6cb6-5ae2-489d-8451-187e214b7c92/download>

Huali Zhang, S. Y. , D. L. , Y. L. , W. L. , J. L. (2020). Wellbore cleaning technologies for shale-gas horizontal wells: Difficulties and countermeasures. *ScienceDirect*, 7(2), 190–195. <https://doi.org/10.3787/j.issn>

Hyman, J. D., Jiménez-Martínez, J., Viswanathan, H. S., Carey, J. W., Porter, M. L., Rougier, E., Karra, S., Kang, Q., Frash, L., Chen, L., Lei, Z., O'Malley, D., & Makedonska, N. (2016). Understanding hydraulic fracturing: A multi-scale problem. In *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* (Vol. 374, Number 2078). Royal Society of London. <https://doi.org/https://doi.org/10.1098/rsta.2015.0426>

Li, J., He, S., Wu, M., Tang, K., & Zhou, C. (2026). Experimental study on settling, transport, and packing mechanisms of proppants with different shapes in a physical model. *Scientific Reports*, 16(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-026-40890-z>

McClure, M. (2018). Bed load proppant transport during slickwater hydraulic fracturing: Insights from comparisons between published laboratory data and correlations for sediment and pipeline slurry transport. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 161, 599–610. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.043>

Ott, W. K., & Woods, J. D. (2003). *Modern Sandface Completion Practices Handbook*.

Pană, I., Ghețiu, I. V., Stan, I. G., Dinu, F., Brănoiu, G., & Suditu, S. (2022). The Use of Hydraulic Fracturing in Stimulation of the Oil and Gas Wells in Romania. *Sustainability* (Switzerland), 14(9). <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/su14095614>

- Quisnancela, M. (2014). *ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADAS EN POZOS PETROLEROS DEL DISTRITO AMAZÓNICO*.
- Ramírez Escalante, V. D. (2023). *Control y gestión de pérdidas de producción en pozos petroleros del campo Sacha a través de una herramienta computacional*. <https://repositorio.upse.edu.ec/items/d709de3f-5742-4659-b621-50a583ace30d>
- Salazar López, D. X. (2021). *ESTUDIO DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE VACS (VECTORED ANNULAR CLEANING SYSTEM) PARA LA LIMPIEZA DE ARENA EN EL FONDO DE UN POZO PRODUCTOR DE LA ARENISCA M-1*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21630>
- Speight, J. G. (2016). *Handbook of hydraulic fracturing* (H. N. J. Wiley, Ed.). John Wiley & Sons, Inc. <https://lccn.loc.gov/2015045701>
- Wang, J., Peng, G., Cong, Z., & Hu, B. (2023). Hydraulic Fracture Propagation and Proppant Transport Mechanism in Interlayered Reservoir. *Energies*, 16(13). <https://doi.org/10.3390/en16135017>
- Yao, S., Chang, C., Hai, K., Huang, H., & Li, H. (2022a). A review of experimental studies on the proppant settling in hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109211. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.109211>
- Yao, S., Chang, C., Hai, K., Huang, H., & Li, H. (2022b). A review of experimental studies on the proppant settling in hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109211. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2021.109211>
- Yue, M., Zhu, W. Y., Gou, F. F., Song, T. R., You, Y. C., & Zhang, Q. T. (2024). Impacts of proppant distribution on development of tight oil reservoirs with threshold pressure gradient. *Petroleum Science*, 21(1), 445–457. <https://doi.org/10.1016/J.PETSCI.2023.08.030>
- Zendehboudi, S., & Bahadori, A. (2017). Exploration and Drilling in Shale Gas and Oil Reserves. *Shale Oil and Gas Handbook*, 81–121. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802100-2.00003-4>

Zhao, Y., Zhang, Y., & He, P. (2023). *Hydraulic Fracturing and Rock Mechanics*.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-981-99-2540-7>

ANEXOS

**ANEXO 1 IMÁGENES DE BHA Y ARENA
RECUPERADA EN POZO R-01**



Fig. 28 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 29 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 30 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.

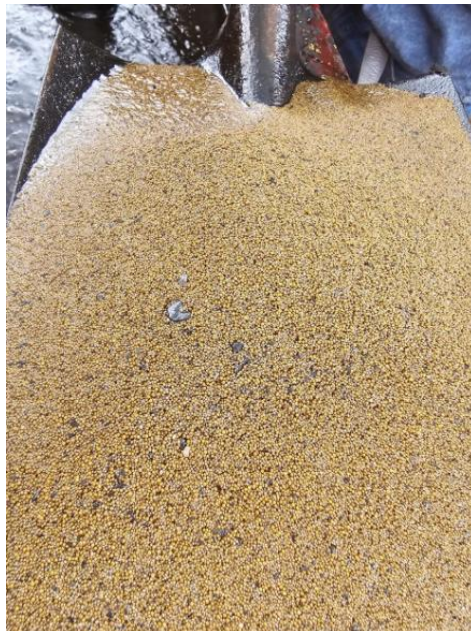


Fig. 31 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.

ANEXO 2 IMÁGENES DE BHA Y ARENA RECUPERADA EN POZO R-02



Fig. 32 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.

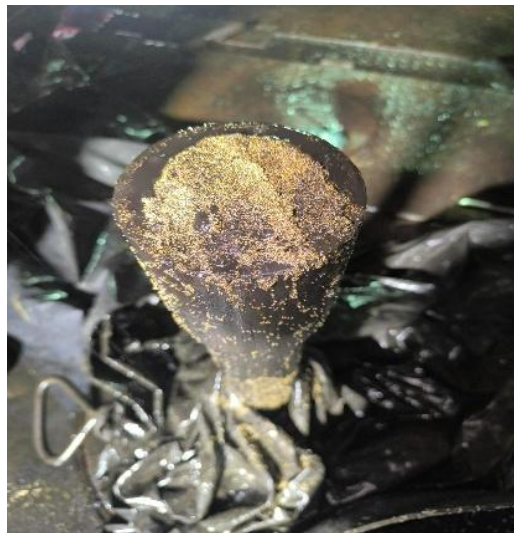


Fig. 33 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 34 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 35 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.

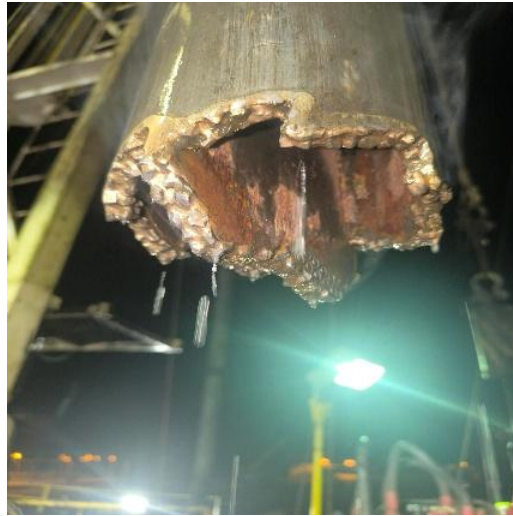


Fig. 36 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 37 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.

**ANEXO 3 IMÁGENES DE BHA Y ARENA
RECUPERADA EN POZO R-03**



Fig. 38 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 39 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 40 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 41 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.



Fig. 42 Operación de limpieza de arena mediante Tubing Bailer.

Fuente: Fotografía propia, 2026.