

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI

ESCUELA DE POSGRADOS

**MAESTRÍA TECNOLÓGICA EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del Título en Magister Tecnológico en
Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados**

**Tema: Optimización de la Movilidad en Huataracu D Mediante la Reactivación del Pozo
Huataracu 08 para Mejorar el Desplazamiento del Fluido hacia la Planta de Procesos
con la Bomba UBH.**

**Autores: VISMAR ALEXANDER PALADINEZ ARROBO / JHIMMY FELIPE
PALADINEZ ARROBO**

Tutor: M.Sc. CHRISTOPHER JONATHAN MAYORGA ZAMBRANO

Fecha: Septiembre 2024

Sangolquí, Ecuador

Autor:



Paladinez Arrobo Vismar Alexander

Título a obtener: Magister Tecnológico en extracción,
levantamiento y tratamiento de crudos pesados

Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: vismar.paladinez@ister.edu.ec

Autor:



Paladinez Arrobo Jhimmy Felipe

Título a obtener: Magister Tecnológico en extracción,
levantamiento y tratamiento de crudos pesados

Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: jhimmy.paladinez@ister.edu.ec

Dirigido por:



Mayorga Zambrano Christopher Jonathan

Título: Magíster en Petróleos con mención en Recobro por
Inyección de agua y gas

Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: christopher.mayorga@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados

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

@2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

Sangolquí – Ecuador

Vismar Alexander Paladinez Arrobo y

Jhimmy Felipe Paladinez Arrobo

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO TITULACIÓN

Sangolquí, 15 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

De mi consideración:

Me permito comunicar que, en calidad de director del presente Trabajo de Titulación denominado: Optimización de la movilidad en Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos con la bomba UBH realizado por Vismar Alexander Paladinez Arrobo / Jhimmy Felipe Paladinez Arrobo ha sido orientado y revisado durante su ejecución, así mismo ha sido verificado a través de la herramienta de similitud académica institucional, y cuenta con un porcentaje de coincidencia aceptable. En virtud de ello, y por considerar que el mismo cumple con todos los parámetros establecidos por la institución, doy mi aprobación a fin de continuar con el proceso académico correspondiente.

Particular que comunico para los fines pertinentes.

Atentamente,

M.Sc. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano

Director del Trabajo de Titulación

C.I.: 1311871717

Correo electrónico: christopher.mayorga@ister.edu.ec

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 15 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

Por medio de la presente, yo, Vismar Alexander Paladinez Arrobo, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado " Optimización de la movilidad en Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos con la bomba UBH ", de la Maestría Tecnológica En Extracción, Levantamiento y Tratamiento De Crudos Pesados; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

Vismar Alexander Paladinez Arrobo
CI: 2100793963

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 15 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

Por medio de la presente, yo, Jimmy Felipe Paladinez Arrobo, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado " Optimización de la movilidad en Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos con la bomba UBH ", de la Maestría Tecnológica En Extracción, Levantamiento y Tratamiento De Crudos Pesados; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

Jhimmy Felipe Paladinez Arrobo
CI: 2100793971

**FORMULARIO PARA ENTREGA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN
EN BIBLIOTECA DEL INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI**

MAESTRÍA TECNOLÓGICA: EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS

AUTOR /ES:

Vismar Alexander Paladinez Arrobo
Jhimmy Felipe Paladinez Arrobo

TUTOR:

Christopher Jonathan Mayorga Zambrano

CONTACTO ESTUDIANTE:

0999624322
0990418039

CORREO ELECTRÓNICO:

vismar.paladinez@ister.edu.ec
jhimmy.paladinez@ister.edu.ec

TEMA:

OPTIMIZACIÓN DE LA MOVILIDAD EN HUATARACU D MEDIANTE LA
REACTIVACIÓN DEL POZO HUATARACU 08 PARA MEJORAR EL
DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO HACIA LA PLANTA DE PROCESOS CON LA
BOMBA UBH

RESUMEN EN ESPAÑOL:

La plataforma Huataracu D enfrenta problemas de desplazamiento de fluido hacia la planta de procesos debido a la alta viscosidad del crudo y la baja eficiencia de la bomba UBH. Esto provoca pérdidas de producción de hasta 750 BPPD y riesgos operativos adicionales. Esta investigación busca optimizar la movilidad en Huataracu D reactivando el pozo Huataracu 08 y mejorando la eficiencia de la bomba UBH. Se analizarán datos históricos, se estudiará la viscosidad del crudo y se evaluará la bomba UBH. Los resultados esperados incluyen una mejora significativa en la producción y reducción de pérdidas, contribuyendo a la mejora de la eficiencia operativa en la plataforma Huataracu D.

PALABRAS CLAVE:

1. Optimización
2. Movilidad
3. Reactivación

4. Bombeo Hidráulico (UBH)
5. Viscosidad

ABSTRACT:

Huataracu D platform faces fluid displacement problems to processing plant due to high crude viscosity and low UBH pump efficiency. This results in production losses of up to 750 BPPD and additional operational risks. This research aims to optimize mobility in Huataracu D by reactivating well Huataracu 08 and improving UBH pump efficiency. Historical data analysis, crude viscosity study, and UBH evaluation will be conducted. Expected results include significant production improvement and loss reduction, contributing to operational efficiency and cost reduction in Huataracu D platform.

PALABRAS CLAVE:

1. Optimization
2. Mobility
3. Reactivation
4. Hydraulic Pumping (UBH)
5. Viscosity

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 15 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: Optimización de la movilidad en Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos con la bomba UBH de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante Vismar Alexander Paladinez Arrobo, con documento de identificación No 2100793963, estudiante de la Maestría Tecnológica en Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,

Vismar Alexander Paladinez Arrobo
CI: 2100793963

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 15 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: Optimización de la movilidad en Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos con la bomba UBH de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante Jhimmy Felipe Paladinez Arrobo, con documento de identificación No 2100793971, estudiante de la Maestría Tecnológica en Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,

Jhimmy Felipe Paladinez Arrobo
CI: 2100793971

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a nuestra familia, cuyo apoyo incondicional y amor nos han guiado en cada paso. A nuestros maestros en especial al M.Sc. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano por su sabiduría y paciencia, y a todos aquellos que creyeron en nosotros, impulsándonos a alcanzar esta meta. ¡Gracias por todo!

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios por la fortaleza y sabiduría para completar este proyecto. A nuestra familia, por su amor, apoyo y comprensión en cada momento. A nuestros profesores y compañeros, por sus enseñanzas, consejos y colaboración. A la institución y a todos los que, de alguna manera, contribuyeron a la realización de este trabajo, les extendemos nuestros más sinceros agradecimientos. Sin ustedes, este logro no habría sido posible.

RESUMEN

En la plataforma Huataracu D está el pozo Huataracu 08 que fue cerrado debido a un alto corte de agua, con una producción de 400 BFPD. En abril, se perforaron los pozos Huataracu 28 y 29, que, al entrar en producción, generaron 900 BFPD con un BSW del 1% y un API de 18.3°. Sin embargo, la bomba UBH no podía desplazar eficientemente el crudo hacia la planta de procesos, debido a la alta viscosidad de 129.8 cP y baja temperatura del crudo. Este problema generó interrupciones, pérdidas de hasta 750 BPPD y afectó el desempeño de las bombas UBH y booster.

Para resolver este problema, se propuso reactivar el pozo Huataracu 08, cuyo crudo a 180 °F permitiría reducir la viscosidad del crudo de los pozos Huataracu 28 y 29. La mezcla de crudos en los tanques de almacenamiento, combinada con ajustes operativos en la bomba UBH, optimizó el flujo hacia la planta de procesos.

Los ajustes clave incluyeron el aumento en la presión de succión de 30 a 40 psi y la optimización de la presión de descarga a 1025 psi. Estos cambios, junto con la reducción de la viscosidad del crudo a 49.4 cP, incrementaron el caudal de producción de 350 BFPD a 1300 BFPD. Además, las paradas de emergencia de los pozos disminuyeron, mejorando la continuidad operativa y la eficiencia general de la plataforma Huataracu D.

Palabras Clave: optimización, movilidad, reactivación, bombeo hidráulico (UBH), viscosidad

ABSTRACT

On the Huataracu D platform there is the Huataracu 08 well, which was shut in due to a high water cut, with a production of 400 BFPD. In April, the Huataracu 28 and 29 wells were drilled, which, upon entering production, generated 900 BFPD with a BSW of 1% and an API of 18.3°. However, the UBH pump could not efficiently move the crude oil to the processing plant, due to the high viscosity of 129.8 cP and low temperature of the crude oil. This problem generated interruptions, losses of up to 750 BPPD and affected the performance of the UBH and booster pumps.

To address this issue, it was proposed to reactivate the Huataracu 08 well, whose crude oil at 180°F would allow the viscosity of the crude oil from the Huataracu 28 and 29 wells to be reduced. Blending of crude oil in the storage tanks, combined with operational adjustments to the UBH pump, optimized the flow to the processing plant.

Key adjustments included increasing the suction pressure from 30 to 40 psi and optimizing the discharge pressure to 1025 psi. These changes, along with reducing the crude oil viscosity to 49.4 cP, increased the production rate from 350 BFPD to 1300 BFPD. In addition, emergency well shutdowns decreased, improving operational continuity and overall efficiency of the Huataracu D platform.

Keywords: optimization, mobility, reactivation, hydraulic pumping (UBH), viscosi

INDICE DE CONTENIDOS

Contenido

DEDICATORIA	XI
AGRADECIMIENTO.....	XII
RESUMEN.....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
INDICE DE CONTENIDOS	16
INTRODUCCIÓN	20
a) Tema	20
b) Planteamiento del problema.....	20
c) Problema científico.....	23
d) Preguntas científicas o directrices, interrogante de investigación	24
e) Objetivo general	24
f) Objetivos específicos:	25
g) Justificación	25
h) Variables	26
i) Hipótesis.....	28
CAPÍTULO I:.....	29
1.1 MARCO TEÓRICO.....	29
1.1.1 Movilidad del crudo pesado	29
1.1.2 Reactivación de pozos en campos petroleros	29
1.1.3 Bombeo UBH (Unidad de Bombeo Hidráulico).....	30
1.1.4 Bomba Booster.....	49
1.1.5 Tecnologías de bombeo y su optimización	51
1.1.6 Clasificación del crudo según el API	51
1.1.7 Viscosidad en Crudos Pesados	53
1.1.8 Temperatura en Crudos Pesados.....	54
1.1.9 Mezcla de Fluidos para Mejorar la Movilidad	55
1.1.10 Procesamiento del crudo y su impacto en la operación	56
1.1.11 Importancia Económica y Ambiental.....	56
CAPÍTULO II:	58

2.1 Marco Metodológico	58
2.1 Tipo de Investigación	58
2.2 Diseño de la Investigación	58
CAPÍTULO III:	60
3.1 Propuesta de desarrollo del proyecto	60
3.1.1 Reactivación del Pozo Huataracu 08	60
3.1.2 Mezcla de Crudos y Reducción de Viscosidad	77
3.1.3 Optimización del Sistema de Bombeo (UBH)	81
CONCLUSIONES	85
RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Historial de Paradas de Emergencia de Huataracu D	22
Tabla 2.- Peso de valor neto del Motor Caterpillar 3406	32
Tabla 3.- Características del Motor Caterpillar 3406	32
Tabla 4.- Características del Reductor de Velocidad	45
Tabla 5: Análisis Físico-químico del Huataracu 08	61
Tabla 6.- Análisis Histórico de los PTBs	72
Tabla 7.- Historial de pruebas de producción de pozos de la plataforma Huataracu D	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.-Viscosidad Huataracu-Mezcla Pozos 28-29	21
Figura 2 .- Motor Caterpillar 3406	31
Figura 3.- Código de Fabricación del Motor Caterpillar 3406	32
Figura 4.- Partes fijas del Motor Caterpillar 3406.....	33
Figura 5.- Culata Partes Fijas del Motor Caterpillar 3406	34
Figura 6.-Block Partes Fijas del Motor Caterpillar 3406	34
Figura 7.-Cárter Partes Fijas del Motor Caterpillar 3406.....	35
Figura 8.- Sistemas de Refrigeración	35
Figura 9.-Sistema de encendido	36
Figura 10.- Sistema de Lubricación	37
Figura 11.-Sistema de inyección	38
Figura 12.- Sistema de admisión	39
Figura 13.-Características de la caja de velocidad	40
Figura 14.- Cuerpo de la caja de velocidad Carcasa	41
Figura 15.- Embrague.....	42
Figura 16.- Motriz	42
Figura 17.- Sincronizadores	43
Figura 18.- Engranajes	43
Figura 19.- Horquillas	44
Figura 20.- Palanca.....	44
Figura 21.-Partes de Reductor	46
Figura 22.- Lubricación del reductor.....	47
Figura 23.- Bomba Quintuplex.....	47
Figura 24.- Damper	48
Figura 25.- Damper instalada en el UBH.....	49
Figura 26.- Especificaciones técnicas de Bomba BOOSTER SUMMIT	50
Figura 27.- Partes Externas Bomba Booster	50
Figura 28.- Partes Internas Bomba Booster.....	51
Figura 29.- Parámetros Internacionales establecido por Instituto Americano del Petróleo	53
Figura 30.- Grafica general de gradientes.	63
Figura 31.- Registro de Geometría – Mineralogía – Espectroscopía de RG,.....	65
Figura 32.- Probador de Formaciones RDT Arenisca U.	66
Figura 33.- Registro de Geometría – Mineralogía – Espectroscopía de RG,.....	67
Figura 34.- Probador de Formaciones RDT Arenisca T.	68
Figura 35.- Registro de Geometría – Mineralogía – Espectroscopía de RG,.....	70
Figura 36.- Probador de Formaciones RDT Arenisca Hollin.....	71
Figura 37.- Tendencia, PTB Huataracu-08	73
Figura 38.- Diagrama de la completación del pozo Huataracu-08.....	75
Figura 39.- Detalle de características de la completación del pozo Huataracu 08	76
Figura 40.- Tanques donde se realiza la mezcla de los pozos 08-28-29	79
Figura 41.- Temperatura de la mezcla del fluido de los Pozos Huataracu 8-28-29	80
Figura 42.- Viscosidad Huataracu-Mezcla Pozos 08-28-29.....	80
Figura 43.- Bomba UBH.....	81
Figura 44.- Presión de descarga de la bomba UBH	82
Figura 45.- Caudal de producción de la UBH.....	83

INTRODUCCIÓN

a) Tema

Optimización de la movilidad en Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos con la bomba UBH.

b) Planteamiento del problema

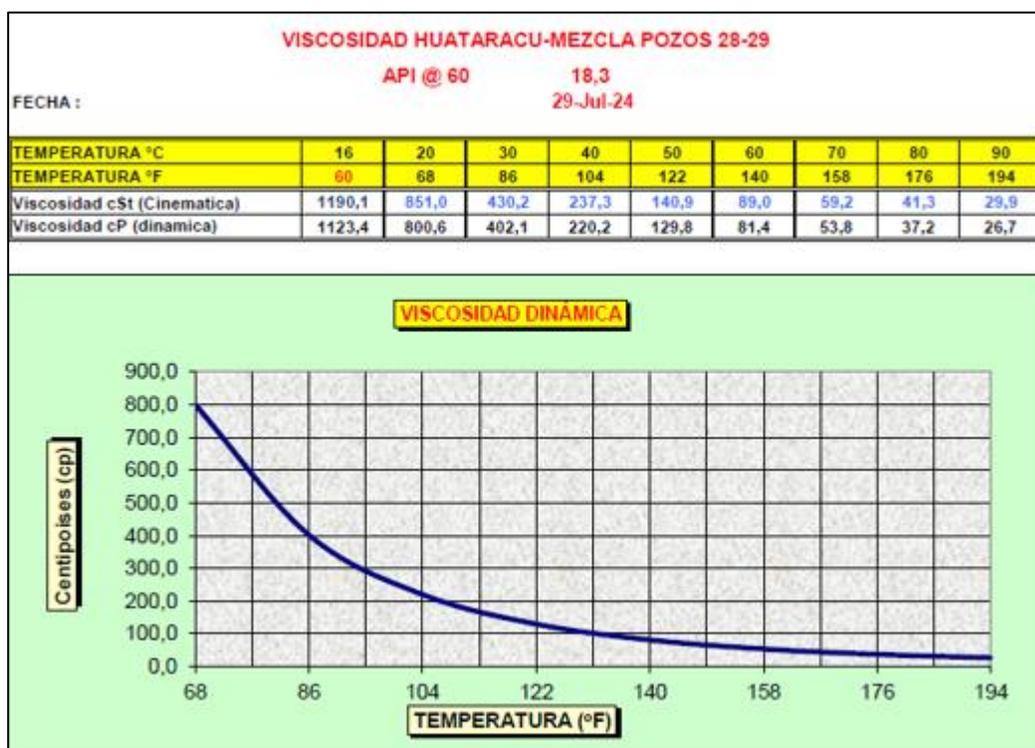
El campo Huataracu, ubicado en la parroquia 3 de Noviembre, cantón Joya de los Sachas, provincia de Orellana, cuenta con 13 plataformas de producción, siendo una de ellas la plataforma Huataracu D. En febrero de 2024, la plataforma contaba con un único pozo productor, el Huataracu 08, que extraía fluido de la arena Hollín. Este pozo fue apagado debido a un alto corte de agua, produciendo 400 BFPD, con un BSW del 98% y una temperatura de 180 °F.

A principios de abril de 2024, se inició la perforación del pozo Huataracu 28 en la misma plataforma, comenzando su producción a finales de mayo. Mientras este pozo se estabilizaba en términos de BSW, se perforaba el pozo Huataracu 29, que entró en producción el 15 de julio de 2024. Estos dos pozos producen a unas facilidades tempranas que consisten de 4 tanques en locación interconectados con una capacidad de 500 barriles cada uno de ellos, una bota desgasificadora, un mechero, un variador de frecuencia, una bomba booster y una bomba UBH (Unidad de Bombeo Hidráulico) de transferencia de fluido hacia la plata de procesos Huataracu Central.

Después de unas semanas de operación, ambos pozos, que producen de la arena BT, se estabilizaron con una producción combinada de 900 BFPD, un BSW promedio del 1% y una gravedad API promedio de 18.3°. Pero se tiene como problema principal que nuestra bomba UBH (Unidad de Bombeo Hidráulico) no desplaza eficientemente el fluido desde los tanques de Huataracu D hacia la planta de procesos.

La causa se debe principalmente a que se tiene una alta viscosidad dinámica del fluido compuesto de los dos pozos de 129.8 cP y una temperatura baja en cabeza promedio de 122 F°. Otra de las causas del problema radica en que nuestra Unidad de Bombeo Hidráulico (UBH) no está diseñada para manejar fluidos con alta viscosidad, lo que afecta su capacidad de desplazar el crudo eficientemente. Además, el bajo porcentaje de BSW limita la posibilidad de diluir el crudo, lo que contribuye al incremento de la viscosidad y agrava las dificultades para su transporte hacia la planta de procesos.

Figura 1.-Viscosidad Huataracu-Mezcla Pozos 28-29



Fuente. Elaborado por autores

Como consecuencias de este problema, en la plataforma provoca que los tanques alcancen su capacidad máxima, lo que obliga a realizar paradas de emergencia en los pozos productores para evitar posibles derrames de crudo dándonos como resultado unas pérdidas de producción de hasta 750 BPPD lo que sumaría a 279.000 BPA. Estas interrupciones no planificadas afectan la continuidad de la producción y generan riesgos operativos adicionales, a continuación, un historial de apagados de pozos de producción.

Tabla 1.- Historial de Paradas de Emergencia de Huataracu D

HUATARACU			PRODUCCION					Comentario
POZO	FECHA	CAMPO	HORAS	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	
HUATARACU-028BT	30/07/2024	HUATARACU	18	337,50	334,13	3,38	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH
HUATARACU-029BT	30/07/2024	HUATARACU	18	337,50	334,13	3,38	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH
HUATARACU-028BT	31/07/2024	HUATARACU	20	375,00	371,25	3,75	1,00	Se apaga por alta presión de la línea de producción / no desplaza UBH
HUATARACU-029BT	31/07/2024	HUATARACU	20	375,00	371,25	3,75	1,00	Se apaga por alta presión de la línea de producción / no desplaza UBH
HUATARACU-028BT	01/08/2024	HUATARACU	24	450,00	445,50	4,50	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH / día lluvioso
HUATARACU-029BT	01/08/2024	HUATARACU	24	450,00	445,50	4,50	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH / día lluvioso
HUATARACU-028BT	02/08/2024	HUATARACU	15	281,25	278,44	2,81	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH
HUATARACU-029BT	02/08/2024	HUATARACU	15	281,25	278,44	2,81	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH
HUATARACU-028BT	03/08/2024	HUATARACU	23	431,25	426,94	4,31	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH / alta presión en la línea de producción / liqueo en la descarga de la bomba

HUATARACU-029BT	03/08/2024	HUATARACU	23	431,25	426,94	4,31	1,00	Se apaga pozo por capacidad máxima en tanques / no desplaza UBH / alta presión en la línea de producción / liqueo en la descarga de la bomba
-----------------	------------	-----------	----	--------	--------	------	------	--

Otra de las consecuencias es que afecta gravemente en el buen funcionamiento y por ende en los parámetros de las bombas booster (Succión 10 psi, Frecuencia 9.2Hz, Amperaje 5.6 A) y la UBH (Succión 30 psi, Descarga 500, Caudal 350 BFPD) que se tiene facilidades de la plataforma.

De seguir este inconveniente y no se da una solución óptima, la producción en la plataforma Huataracu D podría reducirse significativamente, lo que afectaría la rentabilidad de la empresa y la capacidad de cumplir con las metas de producción.

c) **Problema científico**

El campo Huataracu D enfrenta un desafío operativo significativo relacionado con la movilidad del crudo pesado (18.3° API), lo que dificulta su desplazamiento eficiente hacia la planta de procesos Huataracu Central. Este problema se ve agravado por la alta viscosidad y las características de flujo del crudo producido en los pozos Huataracu 28 y 29, a pesar de los esfuerzos por estabilizar su producción. La ineficiencia en el transporte de este crudo mediante la bomba UBH limita la productividad y afecta negativamente la operatividad de la plataforma.

En este contexto, la reactivación del pozo Huataracu 08, cerrado previamente debido a un alto corte de agua, se plantea como una posible solución. La mezcla del crudo de este pozo con el fluido producido en los pozos actuales podría mejorar la viscosidad general y facilitar el desplazamiento del crudo hacia la planta de procesos. Sin embargo, se desconoce si esta estrategia es viable y si la bomba UBH tiene la capacidad para manejar la mezcla resultante de manera eficiente.

Por lo tanto, el problema científico a resolver es: ¿Cómo optimizar la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D mediante la reactivación del pozo Huataracu 08 para mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos utilizando la bomba UBH?

d) Preguntas científicas o directrices, interrogante de investigación

- **¿Es viable reactivar el pozo Huataracu 08 para mejorar la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D?**

Esta pregunta aborda la necesidad de evaluar el potencial de producción del pozo Huataracu 08 después de su cierre debido a un alto corte de agua, considerando si su reactivación puede contribuir a resolver el problema de la movilidad del crudo pesado.

- **¿Cómo influye la mezcla del crudo del pozo Huataracu 08 con los fluidos de los pozos Huataracu 28 y 29 en la viscosidad y las características de flujo del crudo en la plataforma Huataracu D?**

Esta pregunta permite investigar si la combinación de fluidos puede reducir la viscosidad del crudo y mejorar su desplazamiento hacia la planta de procesos, abordando directamente la solución técnica al problema.

- **¿Qué ajustes son necesarios en la operación de la bomba UBH para asegurar un transporte eficiente del crudo mezclado hacia la planta de procesos Huataracu Central?**

Esta pregunta dirige la investigación hacia la optimización técnica de la bomba UBH, un componente clave en la solución propuesta.

- **¿Cuál es el impacto de la optimización de la movilidad del crudo en la eficiencia operativa global de la plataforma Huataracu D?**

Esta pregunta se enfoca en los resultados esperados, analizando si la solución planteada logra mejorar la productividad, estabilidad de producción y sostenibilidad operativa en la plataforma.

e) Objetivo general

Optimizar la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D mediante la

reactivación del pozo Huataracu 08, con el fin de mejorar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos utilizando la bomba UBH.

f) Objetivos específicos:

- Reactivar el pozo Huataracu 08 de la arena Hollín, que fue cerrado por alto corte de agua, evaluando su viabilidad y potencial de producción.
- Evaluar la viscosidad del crudo pesado mediante la mezcla del fluido producido en el pozo Huataracu 08 con el crudo de los pozos Huataracu 28 y 29.
- Optimizar la operación de la bomba UBH, asegurando su capacidad para transportar eficientemente el fluido mezclado hacia la planta de procesos Huataracu Central.

g) Justificación

La investigación propuesta sobre la optimización de la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D, mediante la reactivación del pozo Huataracu 08, es de gran relevancia para la industria petrolera, tanto desde una perspectiva técnica como económica y ambiental. A continuación, se detallan las razones que justifican la importancia de este proyecto:

Relevancia Técnica:

Desde el punto de vista técnico, la reactivación del pozo Huataracu 08 tiene el potencial de mejorar significativamente la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D. Este pozo, que fue cerrado debido a un alto corte de agua, posee características favorables, como una alta temperatura de 180 °F, que podrían ser aprovechadas para reducir la viscosidad del crudo pesado que actualmente se extrae de los pozos Huataracu 28 y 29. La alta viscosidad de este crudo ha generado desafíos en su transporte mediante la bomba UBH hacia la planta de procesos. Al reducir la viscosidad del crudo mezclando el fluido producido en el pozo Huataracu 08, se espera mejorar la eficiencia del sistema de bombeo, optimizando así el transporte del crudo y mitigando los problemas operativos que actualmente se presentan.

Relevancia Metodológica:

Metodológicamente, la propuesta presenta un enfoque innovador para abordar los problemas de transporte de crudo pesado, que es común en muchos campos petroleros. La metodología incluye la reactivación de un pozo previamente cerrado y la evaluación de su capacidad para mejorar las características de flujo del crudo en la plataforma. Además, el proyecto implica la optimización del equipo de bombeo existente, lo que no solo tiene el potencial de resolver el problema actual, sino que también puede servir como un modelo replicable en otros campos con desafíos similares. Este enfoque sistemático y replicable es un valor agregado importante, ya que contribuye al desarrollo de soluciones sostenibles y escalables dentro de la industria.

Beneficio al Sector Petrolero:

El beneficio económico de esta investigación es claro. Al mejorar la movilidad del crudo y optimizar la eficiencia del transporte hacia la planta de procesos, se puede cumplir con las metas de producción. Esto resulta en una mayor rentabilidad para la empresa operadora, lo cual es crucial en un contexto de precios fluctuantes del petróleo. Además, al reactivar un pozo previamente cerrado, se maximiza el uso de los recursos existentes, lo que es clave para la sostenibilidad económica del campo Huataracu. En términos ambientales, una operación más eficiente reduce el riesgo de incidentes relacionados con el manejo del crudo pesado y mejora la gestión de recursos.

Finalmente, la investigación propuesta es relevante no solo por su potencial para resolver un problema técnico específico en la plataforma Huataracu D, sino también por su contribución al desarrollo de metodologías replicables y su impacto positivo en la eficiencia operativa y económica de la industria petrolera.

h) Variables

1. Variable Independiente:

- **Reactivación del pozo Huataracu 08**

Esta variable representa la acción o estrategia propuesta para optimizar

la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D. Involucra la intervención directa en el pozo Huataracu 08, cerrado anteriormente por alto corte de agua, y la evaluación de su potencial de producción tras su reactivación. La decisión de reactivar este pozo tiene como objetivo mejorar la mezcla de crudos para facilitar el desplazamiento del fluido hacia la planta de procesos.

2. Variable Dependiente:

- **Movilidad del crudo hacia la planta de procesos**

La movilidad del crudo representa el resultado principal que se espera mejorar con la intervención. Es decir, el objetivo es observar si la reactivación del pozo Huataracu 08 y la mezcla de fluidos permiten un desplazamiento más eficiente del crudo pesado (18.3° API) hacia la planta de procesos, superando los desafíos operativos actuales.

3. Variables Intervinientes:

- **Viscosidad del crudo producido**

La viscosidad del crudo es un factor crítico que influye en la facilidad o dificultad con la que el fluido se desplaza hacia la planta de procesos. La mezcla de crudos de diferentes pozos (Huataracu 08, 28 y 29) busca modificar esta viscosidad para lograr mejores condiciones de flujo.

- **Operación de la bomba UBH**

La bomba UBH es responsable del transporte del crudo desde la plataforma hacia la planta de procesos. La capacidad y eficiencia de esta bomba pueden afectar significativamente el éxito de la optimización planteada. Cualquier ajuste o mejora en su operación influirá directamente en la movilidad del crudo.

- **Corte de agua (BSW)**

El porcentaje de agua producida junto con el crudo es una variable que puede afectar la efectividad de la reactivación del pozo Huataracu 08 y, por lo tanto, la calidad de la mezcla resultante para facilitar el desplazamiento del fluido.

- **Fluctuaciones de presión y temperatura en la plataforma**
Cambios en la presión y temperatura durante la operación también pueden impactar el desempeño del sistema de transporte, afectando la viscosidad y la capacidad de bombeo del crudo.

i) Hipótesis

La reactivación del pozo Huataracu 08, junto con la mezcla del crudo producido en este pozo con el fluido de los pozos Huataracu 28 y 29, mejorará la movilidad del crudo pesado en la plataforma Huataracu D. Esto permitirá un desplazamiento más eficiente del fluido hacia la planta de procesos mediante la bomba UBH, optimizando así la operatividad de la plataforma al reducir la viscosidad del crudo y ajustar la operación de la bomba UBH para maximizar la eficiencia del transporte.

CAPÍTULO I:

1.1 MARCO TEÓRICO

El desarrollo de campos petroleros implica múltiples desafíos técnicos, especialmente en regiones con crudos pesados y condiciones operativas complejas. La plataforma Huataracu D, en la provincia de Orellana, Ecuador, representa un caso paradigmático de los retos asociados con la producción y transporte de crudo pesado. En este marco teórico, se explorarán los conceptos fundamentales vinculados a la movilidad de fluidos viscosos, las técnicas para la reactivación de pozos, así como las tecnologías de bombeo y procesamiento que son esenciales para optimizar la producción en este ámbito.

1.1.1 Movilidad del crudo pesado

El término “crudo pesado” se refiere a hidrocarburos con una alta densidad y viscosidad, típicamente con un API menor a 22°, (Speight, 2014). Estas características resultan en desafíos significativos para su producción y transporte, debido a la resistencia al flujo en las líneas de producción y la baja capacidad de bombeo (Meyer Richard et al., 2016). La movilidad del crudo pesado es una función de su viscosidad, la cual está fuertemente influenciada por elementos como la temperatura y la estructura del crudo. La viscosidad elevada del crudo pesado incrementa los costos operativos y reduce la eficiencia de los métodos de producción, (Zoveidavianpoor Mansoor, 2024)

Dentro del campo Huataracu, se enfrenta el desafío de movilizar crudos con un API de 18.3°, lo que representa un claro ejemplo de los problemas de flujo asociados con estos hidrocarburos. La reactivación del pozo Huataracu 08, con su temperatura de 180 °F, se postula como una solución para disminuir la viscosidad del crudo mediante la mezcla con crudos más livianos o con mejores características de flujo (Santos et al., 2014).

1.1.2 Reactivación de pozos en campos petroleros

La reactivación de pozos es una técnica empleada para volver a poner en producción pozos que han sido cerrados por diversas razones, como bajo rendimiento, alta proporción de agua (BSW), o problemas mecánicos (Consentino, 2001). Este proceso es particularmente relevante en campos maduros, donde la maximización de los recursos existentes es crucial para

mantener la rentabilidad de la operación (Wahyu et al., 2023). En el caso del pozo Huataracu 08, cerrado debido a un alto BSW, su reactivación se plantea no solo como una medida para incrementar la producción, sino también como una táctica para optimizar las características del crudo extraído en la plataforma.

La viabilidad de la reactivación depende de un análisis minucioso de las condiciones del pozo y las características del yacimiento. Este análisis debe incluir una evaluación del BSW, la temperatura del fluido, la presión de yacimiento, y la capacidad del pozo para ayudar a la mejora de las propiedades de flujo del crudo, (Economides et al., 2014). Además, la integración del pozo reactivado en el sistema de producción existente debe estimar la capacidad de procesamiento de las instalaciones y la adaptación de las tecnologías de bombeo.

1.1.3 Bombeo UBH (Unidad de Bombeo Hidráulico)

Se trata de un sistema o equipo creado para bombear fluidos, principalmente aceites o líquidos, aprovechando la energía hidráulica. El bombeo hidráulico es un método de levantamiento artificial utilizado en la producción de pozos petroleros, en el que se utiliza un fluido presurizado para transferir potencia a una bomba ubicada en el fondo del pozo.

La bomba de subsuelo funciona como un transformador que transforma la energía del fluido motriz en energía potencial o presión en los fluidos extraídos, (Mott Robert, 2020).

1.1.3.1 Funcionamiento.

El funcionamiento de la UBH se basa en el movimiento recíproco de cinco pistones que aspiran y expulsan fluido hidráulico en secuencia, generando un flujo continuo y constante, mediante un ciclo de bombeo en el que los cinco cilindros hidráulicos en línea comprimen y expulsan fluido hidráulico, regulado por un sistema de control hidráulico que ajusta la velocidad y presión de la bomba, mantiene una eficiencia energética alta y garantiza una fiabilidad óptima, además utiliza una red de válvulas de admisión y descarga para controlar el flujo de fluido hacia y desde los cilindros, asegurando una operación estable y silenciosa. (La Operadora, 2024)

1.1.3.2 Principio Hidráulico de UHB

El bombeo hidráulico se sustenta en un principio sencillo:

- **Ciclo de Succión:** Cuando el pistón se desplaza hacia atrás (en dirección al volumen aumentado en el cilindro), se crea un vacío que abre la válvula de entrada (o válvula de succión) y permite que el fluido entre en la cámara de la bomba. La válvula de salida (o válvula de descarga) permanece cerrada durante esta fase (Mott Robert, 2020).
- **Ciclo de Impulsión:** Cuando el pistón se mueve hacia delante, la presión del fluido aumenta, lo que cierra la válvula de succión y abre la válvula de descarga. Esto permite que el fluido sea forzado a salir de la bomba a través de la salida (Mott Robert, 2020).

1.1.3.3 Componentes de UHB-167

Los componentes en superficie y en el subsuelo de un sistema típico de bombeo hidráulico son:

- **Motor Caterpillar 3406 de Combustión Interna:** el motor Caterpillar 3406 es de 6 cilindros en línea, con una potencia de 360 HP /CAT 3406 (La Operadora, 2024)

MOTOR CATERPILLAR 3406

Las especificaciones técnicas del motor Cartepillar 3406 son:

Figura 2 .- Motor Caterpillar 3406



Fuente: Manual de Operación UBH

Tabla 2.- Peso de valor neto del Motor Caterpillar 3406

Peso de valor neto aproximado	1485 kg (3275lb)
-------------------------------	------------------

Fuente: Manual de Operación UBH

Tabla 3.- Características del Motor Caterpillar 3406

Características del motor			
Código del equipo:	MCI 02	No de serie:	6BT28408
Descripción:	Motor de combustión interna		
Arreglo:	378-1511		
Marca:	CATERPILLAR		
Modelo:	3406		
Fabricante:	CATERPILLAR (USA)		
RPM min:	800 RPM		
RPM máx.:	1800 RPM		
Potencia:	269 HP		
Capacidad de lubricante:	9 gal		
Tipo de lubricante:	AISI SAE 15W40		

Código del fabricante para adquisición de repuestos para la reparación del motor.

Figura 3.- Código de Fabricación del Motor Caterpillar 3406

CATERPILLAR 3406	Series	Potencia	Revoluciones Máximas
	6TB	369 HO @ 440 HP	1800 @ 2000 RPM
	3ER	360 HP	1800 RPM
Rango óptimo para operación del motor recomendado por el departamento de mantenimiento de SERTECPET es:			1450 @ 1650

Fuente: Manual de Operación UBH

- **Caja de velocidades Eaton Fuller:** La caja es de 5 velocidades + reversa.

- **Reductor de velocidades:** La relación de transmisión es de 4,38 giros a 1 giro.
- **Bomba Quintuplex:** Reciprocante de Desplazamiento Positivo, Modelo: W300, Diámetro Plunger 2,5 in, Rated: 185.9 GPM / 6375BPD, Max Pressure: 2180 psi.
- **Booster summit:** Diámetro de ingreso 6n, Diámetro de Salida 3i, Diámetro de Impeler 8G.
- **Damper:** M.A.W.P. 1480 PSIG 100°F, M.D.M.T: 32°F 1480 PSIG

1.1.3.4 Partes fijas del motor

Son los elementos estáticos necesarios para el funcionamiento del motor, conforman toda la estructura del mismo en cuyo interior tiene lugar el proceso de combustión. Los materiales que componen las partes fijas del motor son: aleaciones de aluminio, silicio y magnesio que brindan excelente resistencia, peso reducido y gran conductividad térmica (La Operadora, 2024)

Figura 4.- Partes fijas del Motor Caterpillar 3406



Fuente: Manual de Operación UBH

Las partes fijas del motor son:

- **Culata**

La culata, también conocida como tapa de los cilindros, es la sección superior de un motor de combustión interna; su propósito es sellar las cámaras de combustión y fijarse al bloque del motor utilizando tornillos y un empaque. (La Operadora, 2024)

Figura 5.- Culata Partes Fijas del Motor Caterpillar 3406



Fuente: Manual de Operación UBH

- **Block**

El block es la estructura principal del motor, ubicado entre la culata y el cárter. Está formado por cavidades conocidas como cilindros y debe ser lo suficientemente resistente para soportar las fuerzas generadas durante la combustión y evitar la corrosión. En la UBH, el block de los motores se encuentra montado sobre el skid o base, utilizando soportes o patas del motor para su fijación (La Operadora, 2024).

Figura 6.-Block Partes Fijas del Motor Caterpillar 3406



Fuente: Manual de Operación UBH

- **Cárter**

Es la sección del motor que sostiene el cigüeñal y forma la estructura robusta a la que se fijan los cilindros y otros elementos mecánicos del motor, (La Operadora, 2024).

Figura 7.-Cárter Partes Fijas del Motor Caterpillar 3406



Fuente: Manual de Operación UBH

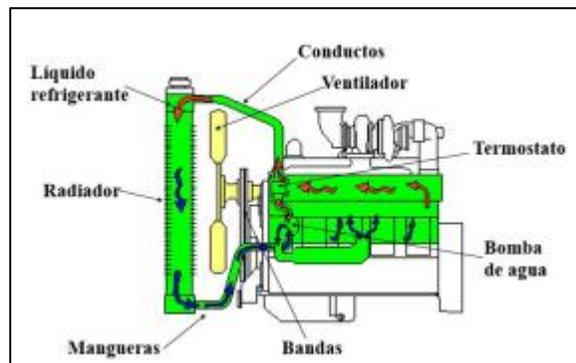
1.1.3.5 Sistemas de motor CATERPILLAR

Los sistemas del motor CARTEPILLAR son los siguientes:

1.1.3.5.1 Sistema de Refrigeración

El sistema de refrigeración sirve para controlar la temperatura del motor.

Figura 8.- Sistemas de Refrigeración



Fuente: Manual de Operación UBH

Sus elementos son:

- Radiador
- Líquido refrigerante
- Conductos
- Ventilador
- Banda
- Bomba de Agua

- Termostato
- Mangueras

1.1.3.5.2 Sistema de encendido

El motor no puede iniciar por sí mismo; requiere que una fuerza externa gire el cigüeñal para formar la mezcla de aire y combustible, permitiendo la compresión y el comienzo del ciclo de combustión. Al activar el interruptor de encendido, la cremallera se acopla con el volante, lo que provoca el primer giro circular del cigüeñal (La Operadora, 2024).

Figura 9.-Sistema de encendido



Fuente: Manual de Operación UBH

Los elementos del sistema de encendido:

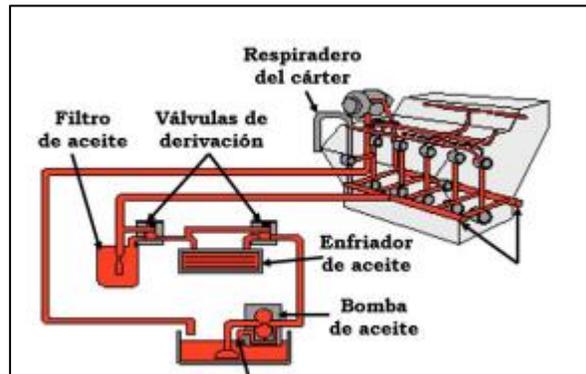
- Batería
- Alternador
- Interruptor de Arranque
- Motor de Arranque
- Cables
- Solenoide

1.1.3.5.3 Sistema de lubricación

En un motor diésel, varios componentes giran y se rozan entre sí, estando en contacto directo metal con metal, lo que genera fricción y pérdida de energía. El sistema de lubricación

en los motores de la UBH suministra una fina capa de aceite a todas las piezas, evitando así el contacto directo entre las superficies metálicas., (La Operadora, 2024).

Figura 10.- Sistema de Lubricación



Fuente: Manual de Operación UBH

El trabajo del sistema de lubricación es:

- Filtrar
- Enfriar
- Circular y mantener la presión de aceite

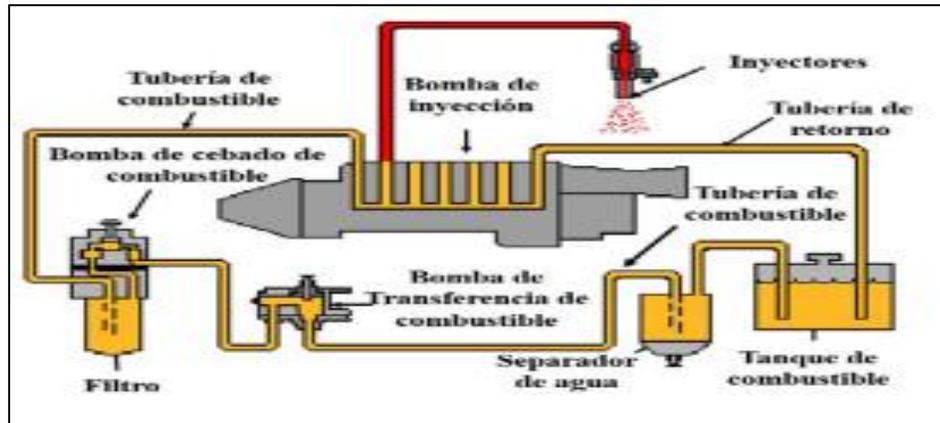
Elementos del sistema de lubricación:

- Bomba de aceite
- Filtro de aceite
- Válvula de derivación
- Respiradero del cárter
- Enfriador de aceite

1.1.3.5.4 Sistema de inyección

Es el sistema responsable de dosificar, atomizar y suministrar el diésel al cilindro en el momento preciso, (La Operadora, 2024).

Figura 11.-Sistema de inyección



Fuente: Manual de Operación UBH

Los componentes del sistema de inyección son:

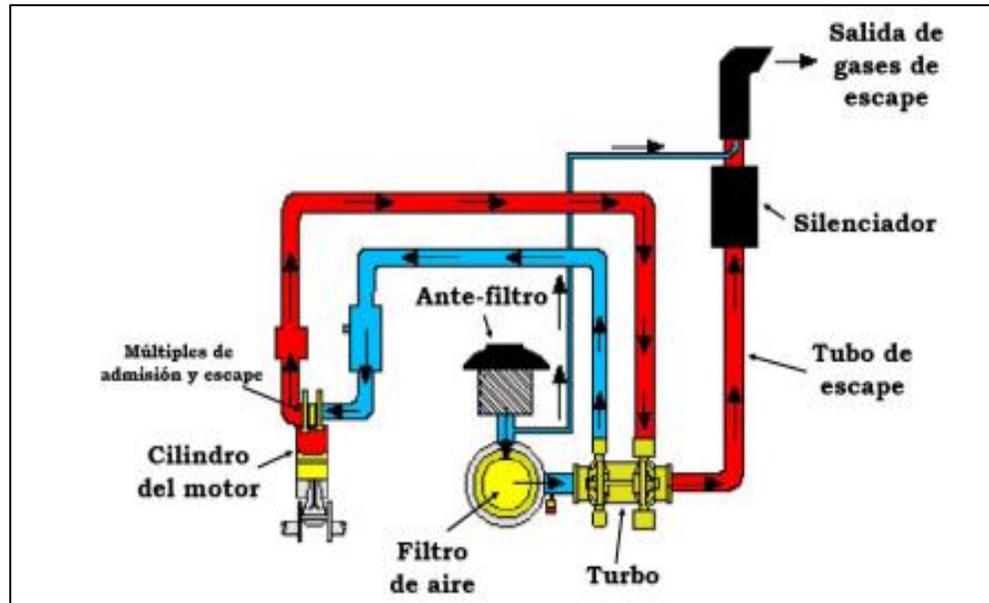
- Tanque de combustible
- Filtro Racor (separador de agua)
- Bomba de transferencia de combustible
- Filtro de combustible
- Bomba de cebado
- Bomba de inyección
- Inyectores

1.1.3.5.5 Sistema de admisión y escape

- **Sistema de admisión**

El sistema de admisión suministra aire limpio con un flujo y temperatura constantes. Optimiza el rendimiento y la durabilidad del motor, y utiliza filtros para eliminar partículas de polvo e insectos del aire, (La Operadora, 2024).

Figura 12.- Sistema de admisión



Fuente: Manual de Operación UBH

- **Sistema de escape**

Este sistema canaliza los gases generados por el motor hacia el exterior, optimizando la combustión y mejorando la potencia final del motor, (La Operadora, 2024).

El sistema de admisión y escape está conformado por:

- Filtro de Aire
- Turbo
- Múltiple de admisión
- Múltiple de escape
- Válvulas de escape
- Tubo de escape
- Silenciador /Tubo de Escape

1.1.3.6 Caja de velocidades

Es un sistema encargado de transmitir la potencia del motor al cardán reductor y a la bomba, (La Operadora, 2024).

Especificaciones técnicas:

Figura 13.-Características de la caja de velocidad

Características de la caja de velocidades		
Código del equipo:	CDV	
Descripción:	Caja de Velocidad	
Marca:	EATON	
Modelo:	WF1 1M05	
Fabricante:	CATERPILLAR	
RPM min:	RPM	
RPM máx.:	RPM	
Potencia:	HP	
Capacidad de lubricante:	5+ Reversa	
Tipo de lubricante:	Meropa 320	

Fuente: Manual de Operación UBH

Las funciones de la transmisión o sistema de cambio en la UBH son:

- Recibir la potencia del motor y transmitir la fuerza y velocidad según los parámetros de caudal y presión.
- Mantener un funcionamiento estable del motor a través de las marchas.
- Incrementar o disminuir la potencia del motor para que la bomba Q/T de la UBH opere conforme a los parámetros del diseño de la bomba Jet.
- Facilitar la realización de pruebas de presión, controladas mediante el uso del embrague.

1.1.3.6.1 Componentes de la caja de velocidades

Los elementos de la caja de velocidades son:

- Carcasa
- Embrague
- Motriz
- Sincronizadores
- Engranajes

- Horquilla
- Palanca

1.1.3.6.1.1 Carcasa

Forma la estructura de la caja de velocidades y está fabricada con aleaciones que le permiten soportar altas temperaturas. Se divide en dos secciones:

- Carcasa del embrague
- Carcasa de los cambios

Figura 14.- Cuerpo de la caja de velocidad Carcasa



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.6.1.2 Embrague

Se encuentra entre el motor y la transmisión, su función es controlar y permitir el acoplamiento y desacoplamiento del giro motor y la caja de cambios, (La Operadora, 2024).

Figura 15.- Embrague



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.6.1.3 Motriz

Es el componente que recibe el movimiento a la misma velocidad de rotación del motor mediante el mecanismo de embrague, (La Operadora, 2024).

Figura 16.- Motriz



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.6.1.4 Sincronizadores

Los sincronizadores son anillos situados en los extremos de cada engranaje que se unen a la palanca de cambio. Su propósito es elegir la marcha correcta para mantener estables los parámetros, (La Operadora, 2024).

Figura 17.- Sincronizadores



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.6.1.5 Engranajes

Su propósito es transferir un movimiento rotativo o alternativo. Se trata de un conjunto que transfiere el movimiento de un eje a otro, conocido como tren de engranajes. Los engranajes son principalmente utilizados para transmitir movimiento rotativo, (La Operadora, 2024).

Figura 18.- Engranajes



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.6.1.6 Horquillas

Su función es desplazar el conjunto sincronizador para que se acople con el engranaje de la marcha requerida, (La Operadora, 2024).

Figura 19.- Horquillas



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.6.1.7 Palanca

Es el control que permite sincronizar el cambio necesario en la transmisión para mantener estables los parámetros en la unidad, (La Operadora, 2024).

Figura 20.- Palanca



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.7 Reductor de velocidades

Es el componente mecánico que se coloca entre la bomba de desplazamiento positivo y el cardán, y permite transferir potencia al reducir la velocidad angular y aumentar el torque disponible en el cigüeñal de la bomba. Está compuesto por una reducción simple formada por dos engranajes helicoidales de cara ancha montados sobre ejes paralelos y horizontales. Este sistema está diseñado para un funcionamiento continuo, silencioso y de larga duración, y requiere lubricación para operar correctamente, (La Operadora, 2024).

Especificaciones técnicas

Tabla 4.- Características del Reductor de Velocidad

CARACTERISTICAS DEL REDUCTOR	
Código equipo:	RDV
Descripción:	REDUCTOR
Relación de transmisión:	4.38:1
RPM máximo:	1750 – INPUT RPM
Potencia Nominal	300 Hp
Capacidad de Lubricante:	3.5 Gls
Tipo de Lubricante	AISI MEROPA 320

Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.7.1 Partes del reductor

(La Operadora, 2024), Las partes del reductor son siete:

- **Engranaje conductor:** (Piñón) Tiene 29 dientes, es de tipo de tipo helicoidal.
- **Engranaje conducido:** (Rueda) Tiene 127 dientes, es de tipo helicoidal.
- **Ejes de rotación:** son paralelos y están alineados horizontalmente, sobre los cuales se instalan los engranajes.
- **Ventilación o ducto:** está diseñado para eliminar los vapores generados en el aceite lubricante a altas temperaturas.
- **Carcasa:** su función es proporcionar soporte y proteger las partes internas del equipo.
- **Tapa delantera y posterior:** están diseñadas para facilitar el montaje y desmontaje de los engranajes conducido y conductor.
- **Tapa frontal:** permite observar el estado de los dientes del engranaje conducido y facilita el movimiento manual cuando es necesario.

Figura 21.-Partes de Reductor



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.7.2 Lubricación del reductor

(La Operadora, 2024), El lubricante contenido en el reductor de velocidades tiene las siguientes funciones:

- Disminuir la fricción entre los dientes del engranaje al crear una fina película de fluido que separa las superficies de trabajo, lo que reduce el desgaste.
- Eliminar el calor producido mientras un diente gira y se desliza sobre otro.
- Proteger contra la corrosión.
- Eliminar todos los residuos que se generan durante el acoplamiento de un diente con otro.

Figura 22.- Lubricación del reductor

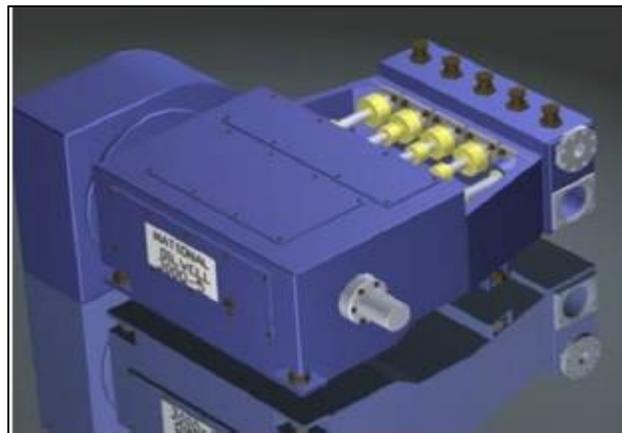


Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.3.8 Bomba Quintuplex

Su función es transformar la energía mecánica en energía hidráulica de alta presión. Su principio de funcionamiento se basa en el aumento del volumen durante la succión (baja presión) y la reducción del volumen en la descarga (alta presión), utilizando un elemento móvil recíprocante que se encuentra dentro de un cilindro. El término "positivo" en la bomba indica que la presión generada está limitada únicamente por la resistencia estructural de los diferentes componentes de la bomba y la tubería, (La Operadora, 2024).

Figura 23.- Bomba Quintuplex



Fuente: Manual de Operación UBH

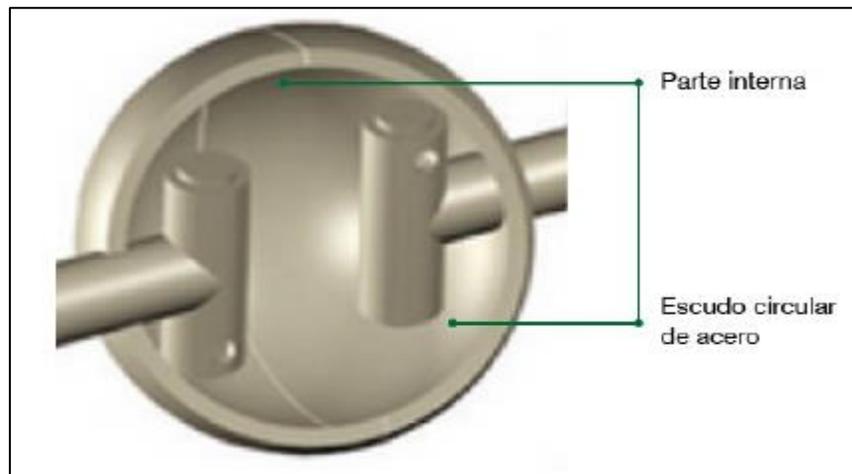
1.1.3.9 Amortiguador de vibración o de pulsaciones

Los amortiguadores de vibración o pulsación son dispositivos que se instalan en la succión o descarga de las bombas de desplazamiento positivo. Su función es inducir, compensar y disminuir de manera uniforme las vibraciones del flujo que se origina en la descarga de la bomba. Estas vibraciones pueden causar daños en las tuberías y en los equipos ubicados a lo largo de la línea de flujo, (La Operadora, 2024).

1.1.3.9.1 Damper

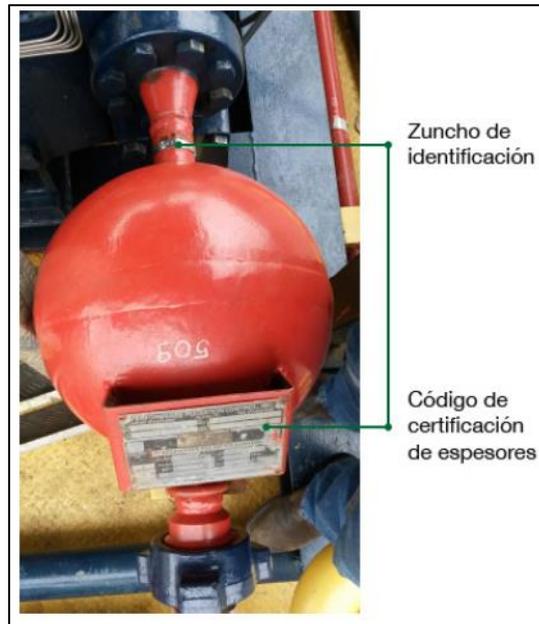
Partes internas del Dampener

Figura 24.- Damper



Fuente: Manual de Operación UBH

Figura 25.- Damper instalada en el UBH



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.4 Bomba Booster

Este sistema se encarga de transferir energía del fluido, impulsándolo desde un estado de baja presión estática a otro de mayor caudal y presión. Está constituido por un componente rotatorio llamado impulsor, que se encuentra dentro de una carcasa denominada voluta. Al principio, la energía se transmite como energía mecánica a través de un eje y luego se transforma en energía hidráulica. El fluido ingresa axialmente por el ojo del impulsor, donde recibe energía cinética a través de los álabes del impulsor, para finalmente ser descargado en la voluta, donde se expande de manera gradual, (La Operadora, 2024)

Especificaciones técnicas

Figura 26.- Especificaciones técnicas de Bomba BOOSTER SUMMIT

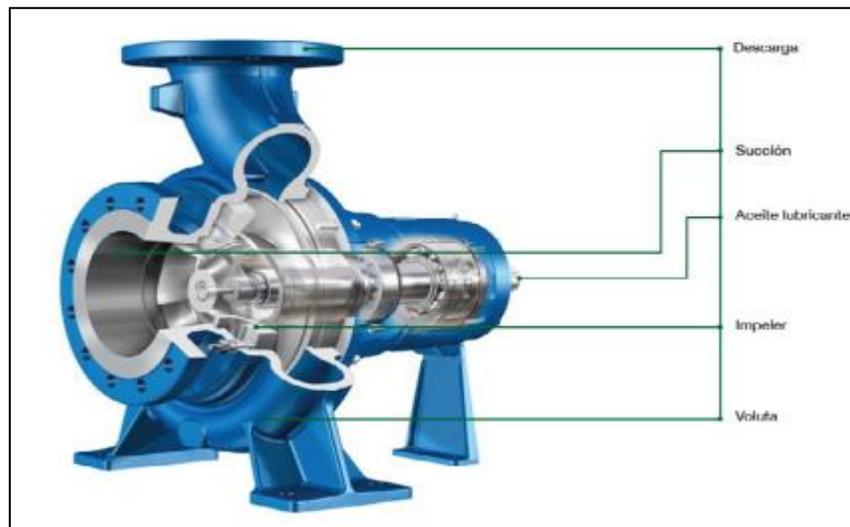
BOMBA BOOSTER SUMMIT		
Presión psi a 1750 RPM	30	
Caudal BPD a 1750 RPM	5500	
Diámetro de la succión pulgadas	6"	
Diámetro de la Descarga pulgadas	3"	
Diámetro de impulsor pulgadas	8"	
Tipo de lubricante:	SAE 90	
Capacidad de lubricante galones	0,5	
Brida de succión	6"ANSI 150 RF	
Brida de descarga	3"ANSI 150 RF	
Bandas para acoplar al motor	B-86 HASTA B-96	

Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.4.1 Partes de la bomba Booster

- **Partes externas**

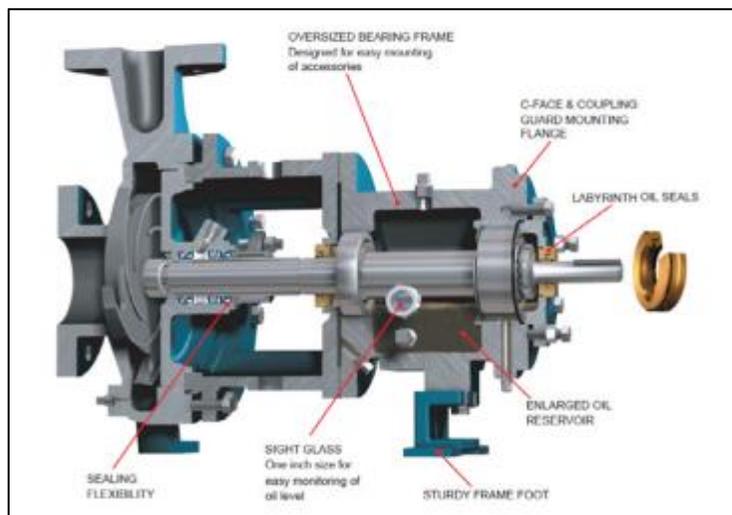
Figura 27.- Partes Externas Bomba Booster



Fuente: Manual de Operación UBH

- **Partes internas**

Figura 28.- Partes Internas Bomba Booster



Fuente: Manual de Operación UBH

1.1.5 Tecnologías de bombeo y su optimización

Las tecnologías de bombeo son esenciales para el transporte de crudos pesados desde los pozos hasta las plantas de procesamiento. La elección del sistema de bombeo adecuado requiere de factores como la viscosidad del crudo, la tasa de producción y las condiciones de operación (Bourgoyne et al., 1991). En la plataforma Huataracu D, la bomba UBH (Unitized Bottom-Hole) juega un papel importante en la transferencia del crudo pesado hacia la planta central. Sin embargo, la alta viscosidad del crudo extraído ha generado problemas en su operación, evidenciando la necesidad de optimización.

La bomba UBH es una tecnología utilizada en situaciones donde se requiere mantener un flujo constante de fluido bajo condiciones de alta presión y viscosidad, (Zoveidavianpoor Mansoor, 2024). En el contexto de Huataracu, la eficiencia de esta bomba puede mejorarse mediante la disminución de la viscosidad del crudo a través de la mezcla con fluidos más ligeros, como el producido por el pozo Huataracu 08. La optimización de la bomba incluye ajustes en la configuración del variador de frecuencia, el mantenimiento del equipo, y la calibración de los parámetros de operación para asegurar un flujo continuo y estable, (Sanz Santiago, 2022).

1.1.6 Clasificación del crudo según el API

La clasificación del crudo según el API (American Petroleum Institute) se basa en la gravedad API, una medida que indica la densidad del petróleo comparada con la del agua (Roldan & Toledano, 2013). Esta clasificación ayuda a determinar la calidad del crudo y su valor en el mercado. A continuación, te explico los diferentes tipos de crudo según su gravedad API:

1.1.6.1 Crudo Ligero

Gravedad API: Mayor a 31.1°.

Descripción: Es el crudo más valioso porque es más fácil de refinar y produce una mayor cantidad de productos ligeros como gasolina y diésel. Tiene baja viscosidad y fluye fácilmente, (Roldan & Toledano, 2013)

Ejemplo: El petróleo tipo Brent y el WTI (West Texas Intermediate) son considerados crudos ligeros.

1.1.6.2 Crudo Medio

Gravedad API: Entre 22.3° y 31.1°.

Descripción: Tiene una calidad intermedia y requiere un procesamiento más complejo en la refinería. Aún es rentable y relativamente fácil de manejar, (Roldan & Toledano, 2013).

1.1.6.3 Crudo Pesado

Gravedad API: Entre 10° y 22.3°.

Descripción: Es más denso y viscoso que los crudos medios y ligeros. Necesita tratamientos adicionales para poder refinarse y generar productos comerciales. Su extracción y transporte suelen ser más costosos (Roldan & Toledano, 2013).

Ejemplo: El crudo de la Faja del Orinoco en Venezuela es considerado crudo pesado.

1.1.6.4 Crudo Extra Pesado

Gravedad API: Menor a 10°.

Descripción: Tiene una densidad superior a la del agua, por lo que tiende a hundirse en ella. Es extremadamente viscoso y difícil de procesar, lo que incrementa los costos de su extracción y refinación (Roldan & Toledano, 2013).

Ejemplo: El bitumen o arenas bituminosas de Canadá son ejemplos de crudo extra pesado.

Figura 29.- Parámetros Internacionales establecido por Instituto Americano del Petróleo

Crudo liviano	Tiene gravedad API superior a: 31,1 °API.
Crudo mediano	Tiene gravedad API comprendida entre: 22,3 y 31,1 °API.
Crudo pesado	Tiene gravedad API comprendida entre: 10 y 22,3 °API.
Crudo extrapesado	Tiene gravedad API inferior a: 10 °API.

Fuente: Instituto Americano del Petróleo

1.1.7 Viscosidad en Crudos Pesados

La viscosidad es una característica fundamental en la producción y transporte de crudos pesados, ya que impacta de manera directa su movilidad y capacidad de bombeo. En términos simples, la viscosidad evalúa la resistencia de un fluido al flujo. En los crudos pesados, esta propiedad es alta debido a la presencia de cantidades significativas de asfáltenos, resinas y otros compuestos de alto peso molecular, (Speight, 2014)

Viscosidad Dinámica y Cinemática

La viscosidad se puede clasificar en dos tipos:

1. **Viscosidad dinámica:** Es la medida de la resistencia interna de un fluido a fluir bajo una fuerza externa. Su valor es crítico en procesos de producción, ya que un crudo con alta viscosidad dinámica tiene mayor dificultad para moverse a través de las tuberías, (Meyer

et al., 2007)

2. **Viscosidad cinemática:** Es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad del crudo. Se mide en centistokes (cSt) y se utiliza principalmente para caracterizar crudos a fin de desarrollar estrategias de transporte y manejo, (González et al., 2017)

1.1.7.1 Factores que Afectan la Viscosidad del Crudo

La viscosidad de los crudos pesados está determinada por diversos factores, siendo la temperatura y la composición química los más relevantes. Con el incremento de la temperatura, la viscosidad disminuye considerablemente, lo que mejora la movilidad del crudo. Este fenómeno es especialmente significativo en procesos como la inyección de vapor y otros métodos de recuperación térmica, (Thomas S, 2008)

1.1.7.2 Importancia de la viscosidad en la Industria Petrolera

La elevada viscosidad en los crudos pesados representa uno de los principales desafíos en su producción, ya que dificulta su extracción y transporte. El uso de diluyentes y la mezcla con crudos más ligeros son prácticas comunes para reducir la viscosidad y facilitar su manejo en los oleoductos (Kokal & Al-kaabi Abdulaziz, 2009).

1.1.8 Temperatura en Crudos Pesados

La temperatura es uno de los elementos clave que influye directamente en la movilidad de los crudos pesados. Los crudos de alta viscosidad tienden a volverse menos móviles a bajas temperaturas, lo que dificulta su transporte y manejo en los procesos de producción. Sin embargo, al incrementar la temperatura, la viscosidad del crudo reduce, mejorando significativamente su capacidad de fluir (Speight, 2013)

1.1.8.1 Efectos de la Temperatura en la Viscosidad

El comportamiento del crudo pesado está altamente influenciado por la temperatura, ya que la viscosidad de estos crudos disminuye de forma exponencial a medida que la temperatura aumenta. Este fenómeno es aprovechado en los métodos de recuperación térmica, como la

inyección de vapor, que buscan reducir la viscosidad del crudo para facilitar su flujo en el yacimiento y durante su transporte (Mokheimer & Hamdy, 2019). En general, la inyección de calor reduce las interacciones entre las moléculas pesadas, permitiendo que el crudo fluya con menor resistencia (Meyer et al., 2007)

1.1.8.2 Temperatura y Métodos de Recuperación

La inyección de vapor y otros métodos de recuperación térmica son estrategias comúnmente empleadas para aumentar la temperatura del crudo pesado. Estos métodos ayudan a reducir la viscosidad lo suficiente como para que el crudo pueda moverse de manera eficiente desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento. La temperatura ideal varía según la composición del crudo, pero se ha demostrado que un aumento significativo en la temperatura puede reducir la viscosidad en más de un 90% en ciertos casos (Thomas S, 2008)

1.1.8.3 Importancia en la Operación y Transporte

El control de la temperatura es esencial no solo en el yacimiento, sino también durante el transporte y almacenamiento del crudo. Si la temperatura desciende por debajo de ciertos umbrales, el crudo puede volverse demasiado viscoso, lo que complica su bombeo y puede ocasionar bloqueos en las tuberías (Kokal & Al-kaabi Abdulaziz, 2009). Por lo tanto, mantener una temperatura adecuada es crucial para asegurar la continuidad operativa y evitar fallos en el sistema de bombeo y transporte.

1.1.9 Mezcla de Fluidos para Mejorar la Movilidad

Fundamentos Teóricos de la Reducción de Viscosidad mediante Mezcla de Fluidos con Alto BSW: La mezcla de fluidos con alto BSW y alta temperatura es una técnica utilizada para reducir la viscosidad en crudos pesados, mejorando su movilidad y facilitando el transporte y procesamiento. En condiciones de alta temperatura, la solubilidad de los hidrocarburos mejora, lo que facilita la dispersión de los sedimentos y agua en la fase oleosa, disminuyendo la viscosidad total del sistema. Además, la presencia de agua y sedimentos finos actúa como diluyente, generando emulsiones menos viscosas, (Mandal Ajay & Ojha keka, 2024)

En campos petroleros, la aplicación de esta técnica se enfoca en lograr un equilibrio

adecuado entre la proporción de agua, crudo pesado y temperatura, donde se busca una combinación óptima para reducir la fricción interna del fluido durante el bombeo. Esto es especialmente útil en sistemas de transporte con alta pérdida de carga, donde la reducción de viscosidad es crucial para mantener la eficiencia operativa, (Speight, 2014)

1.1.10 Procesamiento del crudo y su impacto en la operación

El procesamiento del crudo es un aspecto fundamental en la gestión de la producción petrolera, especialmente en campos que manejan crudos pesados. Las instalaciones de procesamiento deben estar diseñadas para manejar la alta viscosidad y los desafíos operativos que presenta este tipo de crudo, (Speight, 2014). En el caso de la plataforma Huataracu D, las instalaciones tempranas de procesamiento, incluyendo tanques de almacenamiento y sistemas de separación, juegan un papel clave en la estabilización y transporte del crudo hacia la planta central.

El sistema de tanques interconectados, con capacidad de 500 barriles cada uno, permite el manejo inicial del crudo pesado antes de su transferencia a través de la bomba UBH. La correcta gestión de la temperatura y presión en estos tanques es crucial para mantener la fluidez del crudo y evitar problemas de sedimentación o bloqueos en las líneas de transporte (Stan & Pujadó, 2006). Además, la integración de tecnologías como la bota desgasificadora y el mechero es fundamental para el manejo de gases asociados y la prevención de riesgos ambientales.

1.1.11 Importancia Económica y Ambiental

La optimización de la producción en campos con crudos pesados tiene un impacto significativo en la rentabilidad y sostenibilidad de las operaciones petroleras. La reactivación de pozos, junto con la optimización de las tecnologías de bombeo y procesamiento, no solo aumenta la eficiencia operativa, sino que también ayuda a reducir costos y maximizar el uso de los recursos disponibles, (Muggeridge et al., 2014). En el campo Huataracu, estas mejoras pueden traducirse en un incremento de la producción efectiva y una disminución de los costos asociados con el transporte y procesamiento del crudo.

Desde una perspectiva ambiental, la operación más eficiente y controlada de los sistemas de producción y procesamiento reduce el riesgo de incidentes como derrames o emisiones no controladas, (Speight, 2014). La implementación de medidas que optimicen la movilidad del crudo y mejoren el rendimiento de las bombas y otros equipos también contribuye a minimizar la huella ecológica de la operación, lo que es esencial en áreas ambientalmente sensibles como la Amazonía ecuatoriana.

CAPÍTULO II:

2.1 Marco Metodológico

En este capítulo se describen de manera exhaustiva los métodos y técnicas utilizados en la realización de este estudio, así como la metodología a aplicar para alcanzar los objetivos mediante las bases técnicas empleadas.

2.1 Tipo de Investigación

2.1.1 Metodología Investigativa

El objetivo es resolver un problema específico relacionado con la mejora de la producción y transporte del crudo en la plataforma Huataracu D. La investigación busca aplicar conocimientos y técnicas para optimizar el desplazamiento del crudo hacia la planta de procesos mediante la reactivación del pozo Huataracu 08.

Con esto nos ayuda a describir las características operacionales de los pozos Huataracu 28, 29 y 08, así como los problemas asociados a la alta viscosidad del crudo y el desempeño de la bomba UBH. El análisis detallado de los parámetros de viscosidad, temperatura y producción permitirá entender mejor el comportamiento del sistema actual y evaluar los efectos de la intervención propuesta.

2.2 Diseño de la Investigación

2.2.1 Diseño No Experimental

En este tipo de diseño, las variables no son manipuladas de manera intencional por el investigador. En lugar de eso, se observan y analizan los efectos que ocurren naturalmente cuando se implementa una solución. En este caso, se observará cómo la reactivación del pozo Huataracu 08 y la mezcla de crudos afectan la viscosidad, el desplazamiento de fluidos y el rendimiento de la bomba UBH.

2.2.2 Enfoque Descriptivo

El estudio se centrará en describir detalladamente las características y condiciones del sistema de producción actual, incluyendo la viscosidad del crudo, el desempeño de la bomba

UBH y el flujo de crudo. También se analizarán las condiciones antes y después de la reactivación del pozo Huataracu 08.

2.2.3 Enfoque Longitudinal

Este enfoque implica la recolección de datos a lo largo del tiempo, antes y después de la implementación de la solución. Se hará un seguimiento de las variables clave como la temperatura del crudo, su viscosidad y el rendimiento de las bombas durante un periodo determinado.

CAPÍTULO III:

3.1 Propuesta de desarrollo del proyecto

En este capítulo se presenta la propuesta de desarrollo del proyecto para optimizar el desplazamiento del fluido en la plataforma Huataracu D, haciendo énfasis en la reactivación del pozo Huataracu 08 y la implementación de mejoras en los sistemas de bombeo.

3.1.1 Reactivación del Pozo Huataracu 08

La reactivación del pozo Huataracu 08 fue una medida clave para optimizar la movilidad del crudo en la plataforma Huataracu D. Este proceso implicó una serie de actividades técnicas y operativas para poner el pozo nuevamente en producción, aprovechando su fluido a alta temperatura (180 °F) para mejorar la mezcla con los crudos más viscosos de los pozos Huataracu 28 y 29.

3.1.1.1 Parámetros de evaluación del fluido

La caracterización fisicoquímica del petróleo es esencial para determinar su composición y comportamiento en el entorno, ya que este material suele ser una mezcla compleja que requiere análisis detallados.

Además, estos ensayos son necesarios desde el inicio de la operación, entre estas se debe considerar: sodio, calcio, hierro, temperatura, composición del fluido, porcentaje de sedimentos, incrustaciones, entre otros, que determinan el comportamiento del fluido (Berasategui José & Malagón Beatriz, 2021).

Tabla 5: Análisis Físico-químico del Huataracu 08

HALLIBURTON Multi-Chem		ANALISIS FISICO-QUIMICO PARA POZOS DE PRODUCCION	
Fecha :			10-Sep-24
Pozo :			HUATARACU-008H
Locación			HUATARACU D
Campo :			HUATARACU
Na+	(mg/l)		468
Mg2+	(mg/l)		43,7
Ca2+	(mg/l)		336
Ba2+	(mg/l)		10
Total Fe	(mg/l)		4,75
Cl-	(mg/l)		715
SO42-	(mg/l)		80
Bicarbonatos	(mg/l HCO3)		1171,2
Acidos carboxilicos	(mg/l)		0,20
TDS (Calculado)	(mg/l)		2832
TDS (Medido)	(mg/l)		1178
pH Condiciones Normales	---		6,20
CO2 Gas	(%)		60
CO2 Agua	(mg/l)		228
H2S Gas	(ppm)		20
H2S Agua	(mg/l)		0,10
Gas/Día	(MSCFPD)		58,9
Oil/Día	(BOPD)		8
Agua/Día	(BWPD)		400
Arena Productora	ARENA	H	
Densidad API	° API		29
Temperatura de cabeza	(°F)		180,00
Temperatura de motor	(°F)		279
Presion de cabeza	(psia)		200
Presión de fondo	(psia)		1.839
Indice de saturacion fondo	SI		0,26
Potencial de depositación fondo	PTB		99,2
Indice de saturacion cabeza	SI		-0,13
Potencial de depositación cabeza	PTB		0,00
Tendencia Incrustante fondo	-----		MODERADA
Tendencia Incrustante cabeza	-----		FALSO

Observaciones

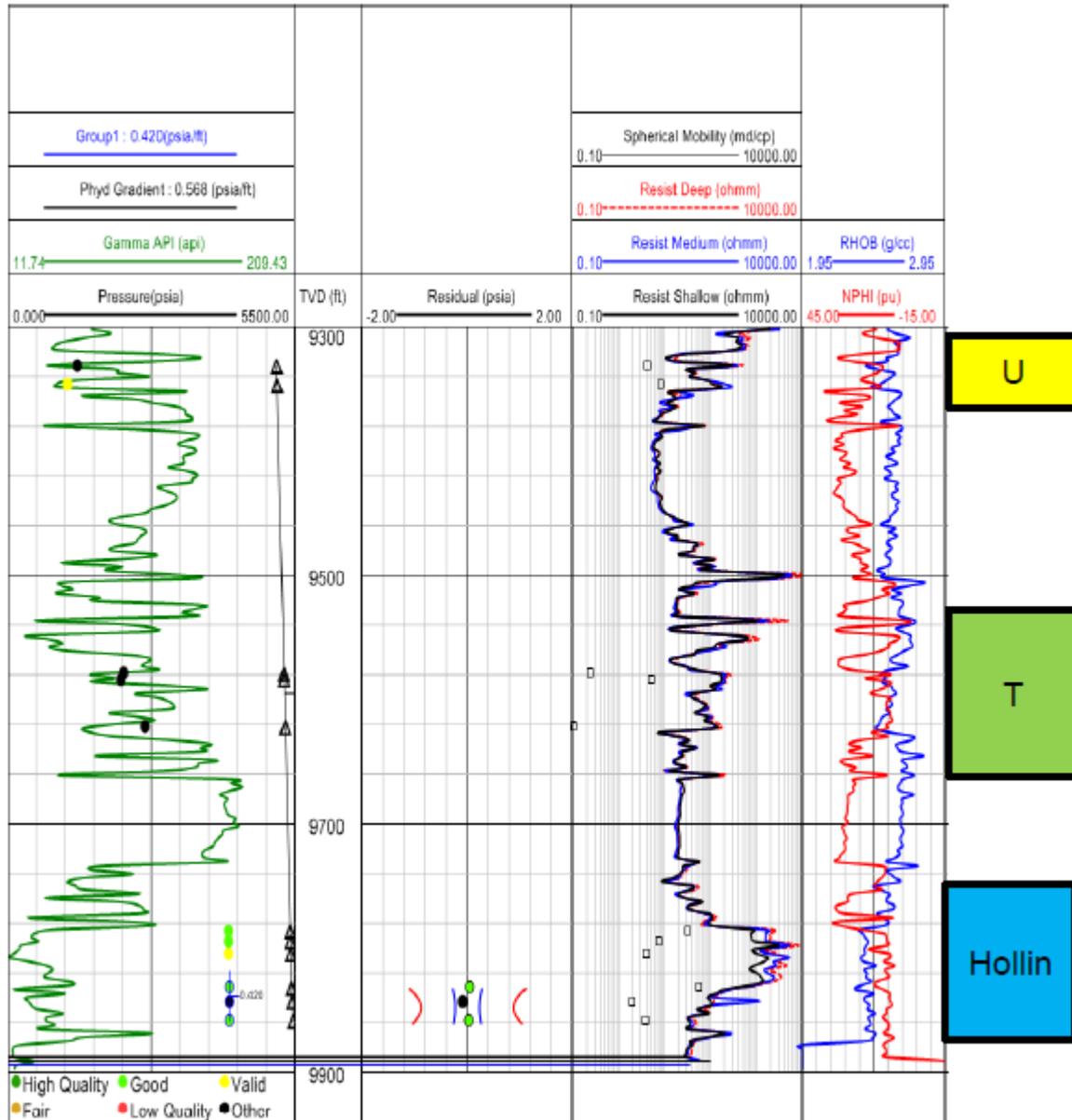


Fuente: Halliburton Multi-Chem

3.1.1.2 Resultados de Resonancia Magnética y Puntos de Presión RDT

Los datos de presión determinados en las diferentes arenas, son útiles para evaluar el potencial productor de las mismas.

Figura 30.- Grafica general de gradientes.



Fuente: Halliburton

Las presiones de formación medidas durante el registro, no muestran un comportamiento completamente ascendente con la profundidad en cada arena probada, lo que indica que este pozo cruza arenas que están siendo producidas con algún otro pozo vecino lo que origina un depletamiento diferencial en las de las mismas. En particular las Arenas U y T muestran depletamiento de presión, mientras que la formación Hollín, están más cerca de un gradiente de

presión normal por lo que pueden considerarse que presentan presión original.

De hecho, solo en Hollín pudieron determinarse dos gradientes para identificación de fluidos.

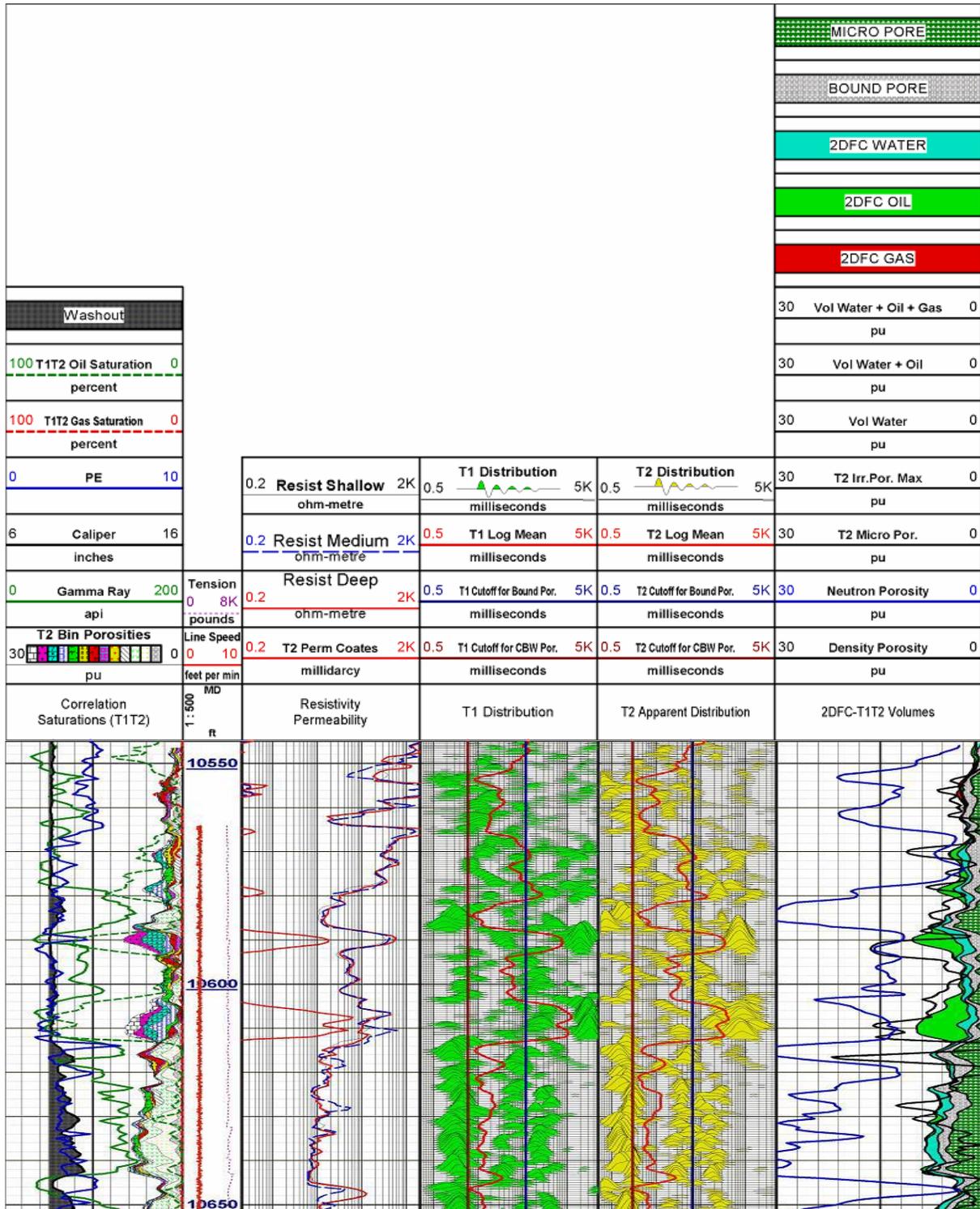
En los siguientes slides se presentan los principales resultados en las diferentes formaciones probadas.

- **Arenisca U**

Con el probador de Formaciones RDT se probaron 4 profundidades en la Arenisca U, obteniendo dos puntos de presión Normales y dos Puntos sin restauración de Presión (Tight/Dry) La presiones de formación determinadas fueron 1,324.79 psia @ 10,591 ft MD (9,331.49 ftTVD) con movilidad de 4.33 md/cp y 1,153.26 psia @ 10,609.1 ft MD (9,347.00 ftTVD) con movilidad de 8.59 md/cp. Estos valores indican una zona depletada, donde el gradiente de presión resulta negativo y por tanto no se puede utilizar para identificar el tipo de fluido en la zona

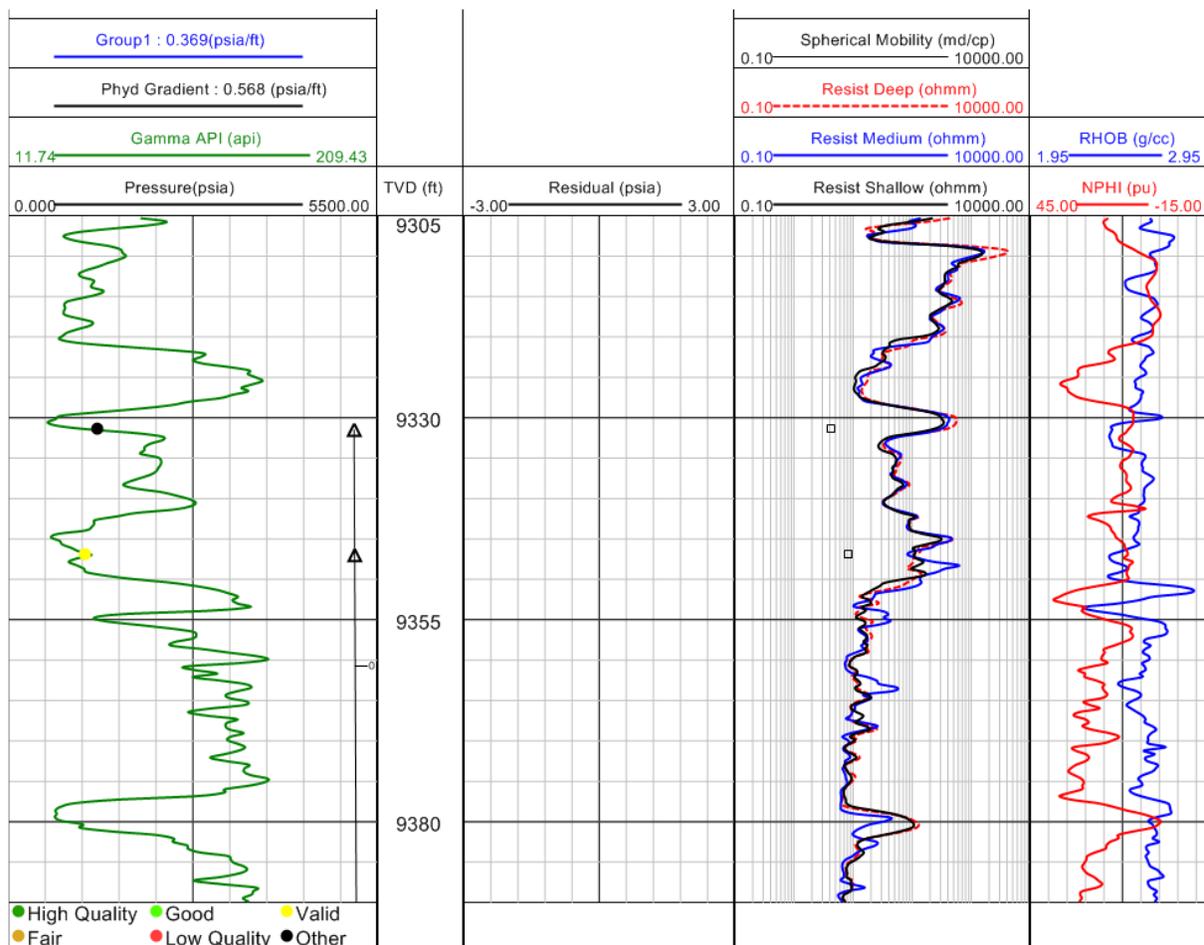
Figura 31.- Registro de Geometría – Mineralogía – Espectroscopía de RG,

ICT-GEM-CSNG-GR Arena U.



Fuente: Halliburton

Figura 32.- Probador de Formaciones RDT Arenisca U.



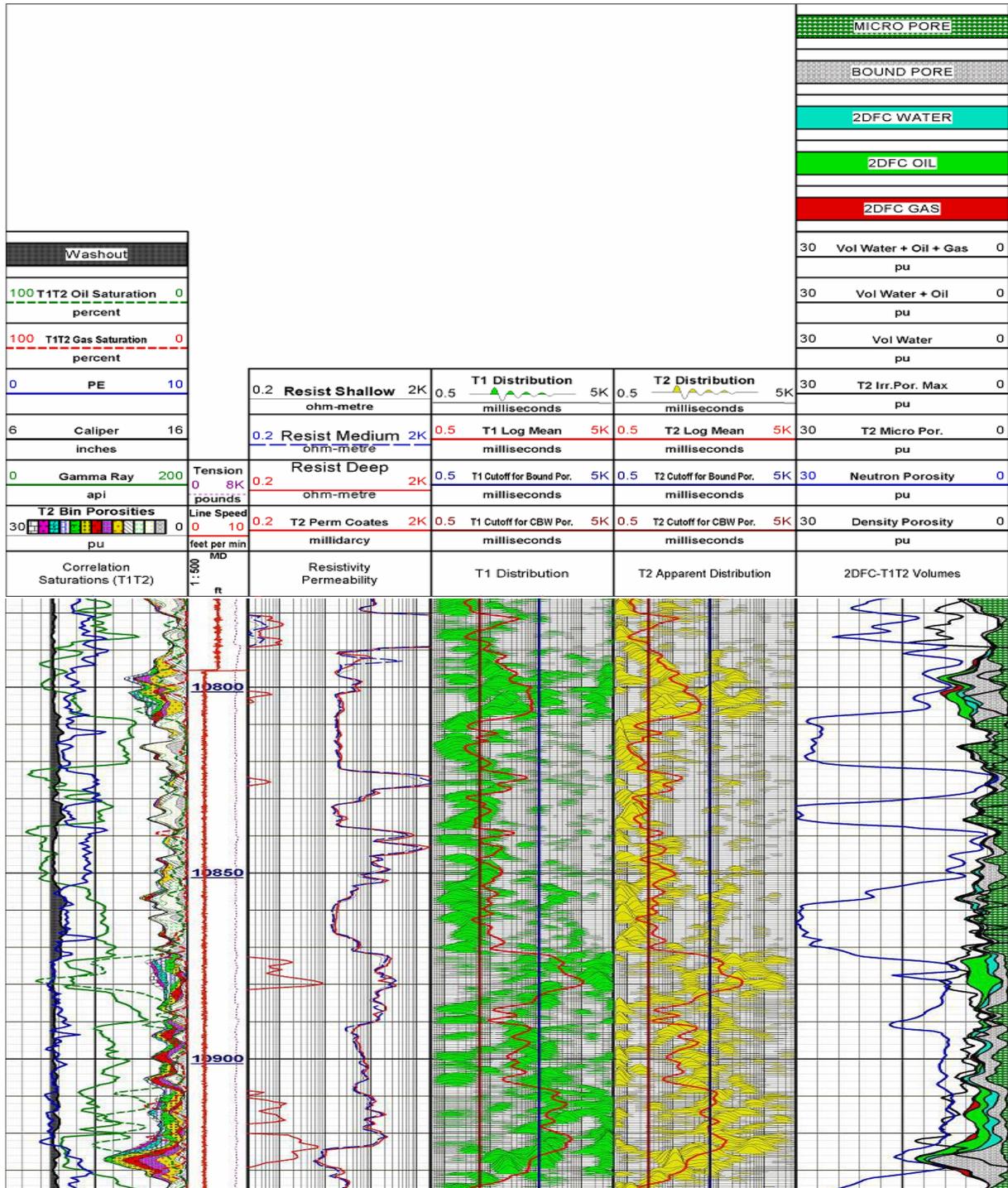
Fuente: Halliburton

- **Arenisca T**

Se probaron 5 profundidades en la Arenisca T, obteniendo dos puntos de presión Normales, dos puntos de Baja Permeabilidad y un punto sin restauración de Presión (Tight/Dry). Las presiones de Formación con el Probador RDT determinadas fueron 2,242.21 psia @ 10,874 ft MD (9,579.50 ftTVD) y 2,163.62 psia @ 10,879 ft MD (9,583.98 ftTVD). Estos valores indican que se trata de una zona depletada.

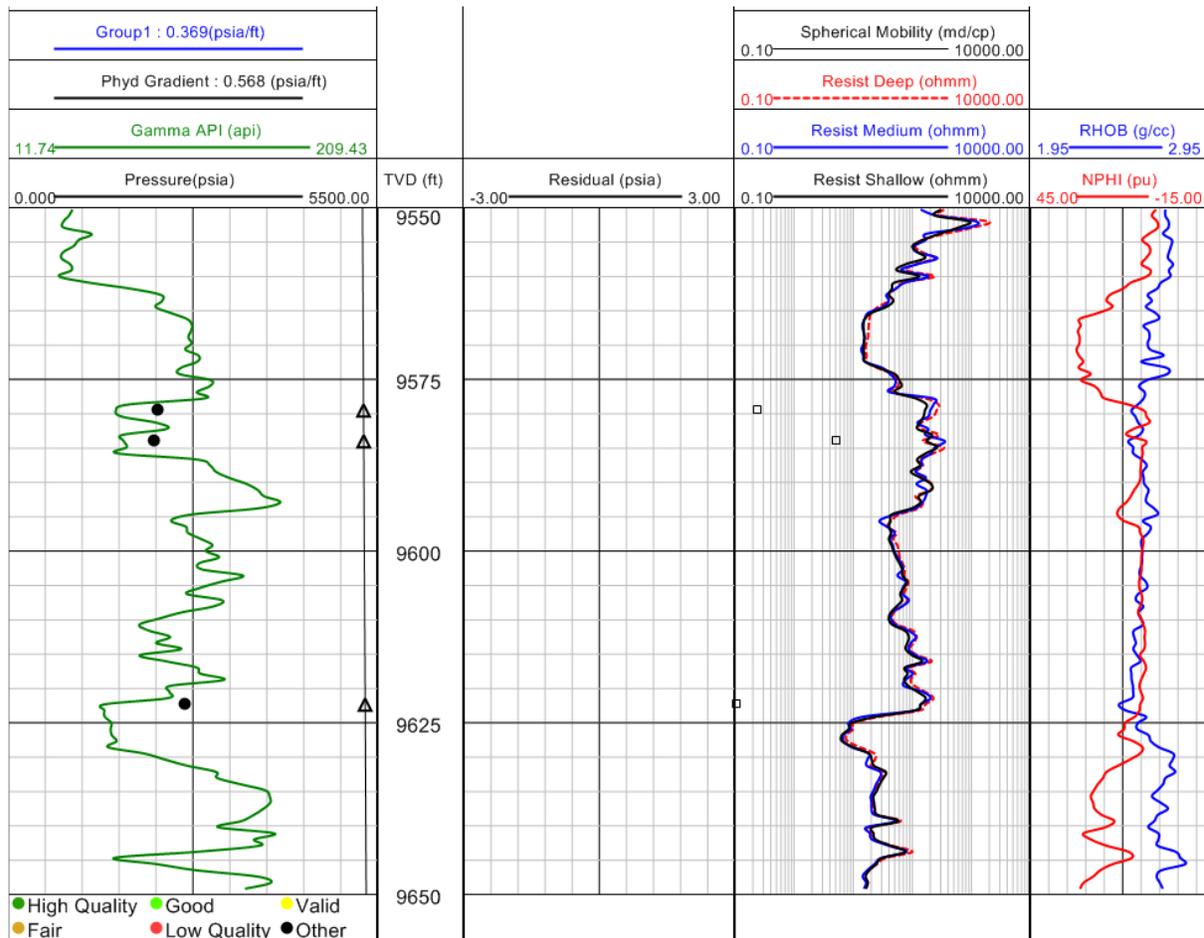
Figura 33.- Registro de Geometría – Mineralogía – Espectroscopía de RG,

ICT-GEM-CSNG-GR Arena T.



Fuente: Halliburton.

Figura 34.- Probador de Formaciones RDT Arenisca T.



Fuente: Halliburton

- **Arenisca Hollin**

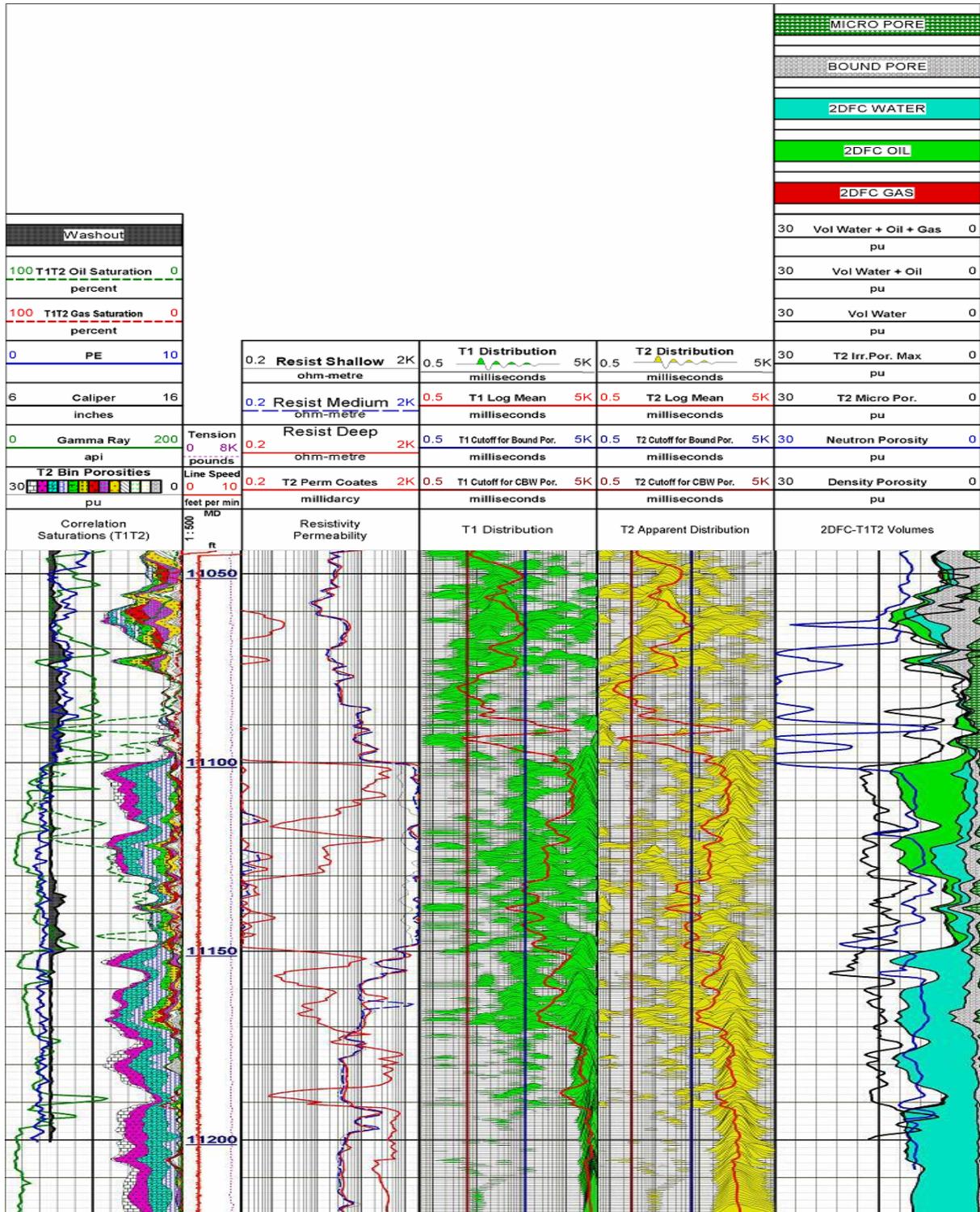
Con el probador de Formaciones RDT se probaron 11 profundidades en la Arenisca Hollín, obteniendo seis puntos de presión Normales, dos puntos de Baja Permeabilidad y tres puntos sin Sello. Las presiones normales registradas van desde 4,225.23 psia @ 11,103 ft MD (9,786.40 ftTVD) a 4,252.77 psia @ 11,182 ft MD (9,858.74 ftTVD), las movilidades están en el rango de 2.05 a 56.85 md/cp. Las presiones parecen corresponder a presión normales en gradiente de poro, por lo que posiblemente la formación presente presiones originales.

Se observan dos gradientes de presión de formación: El gradiente trazado con los tres puntos inferiores (Grupo 1) indica un valor de gradiente de de 0.420 psi/ft que

corresponde a AGUA. Los dos puntos superiores arrojan un gradiente de 0.343 psi/ft que corresponde a ACEITE, sin embargo, por ser solo dos puntos en el cálculo no se puede determinar su varianza para ver la confiabilidad del Ajuste. La intercepción de ambos proyectaría por presiones un contacto ACEITE-AGUA cerca de la profundidad 9,822 ft TVD, unos 5 – 8 ft más alto de lo estimado con los registros. Pero esto debe tomarse con reserva porque hay un punto intermedio cuya presión de formación no se ajusta.

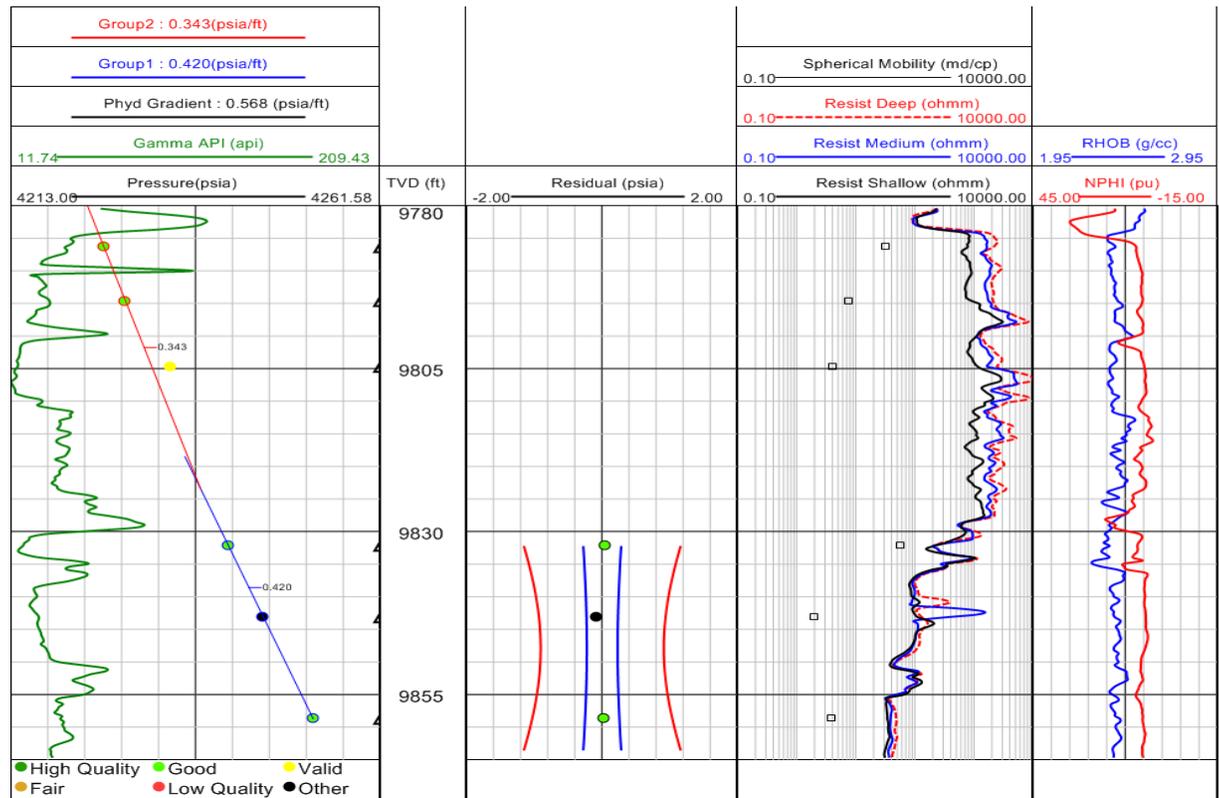
Figura 35.- Registro de Geometría – Mineralogía – Espectroscopía de RG,

ICT-GEM-CSNG-GR Arena Hollin.



Fuente: Halliburton

Figura 36.- Probador de Formaciones RDT Arenisca Hollin



Fuente: Halliburton.

3.1.1.3 Análisis de PTBs Pozo Huataracu 08

El análisis del fluido del pozo Huataracu 08 es fundamental para comprender las características del fluido producido y su influencia en las operaciones de producción. Aunque el pozo fue reactivado con éxito, el análisis de las propiedades del fluido ha revelado que los parámetros presentan un criterio bajo en términos de calidad y eficiencia para manejarlo sin problemas operativos.

A continuación, se presenta un análisis histórico de los PTBs

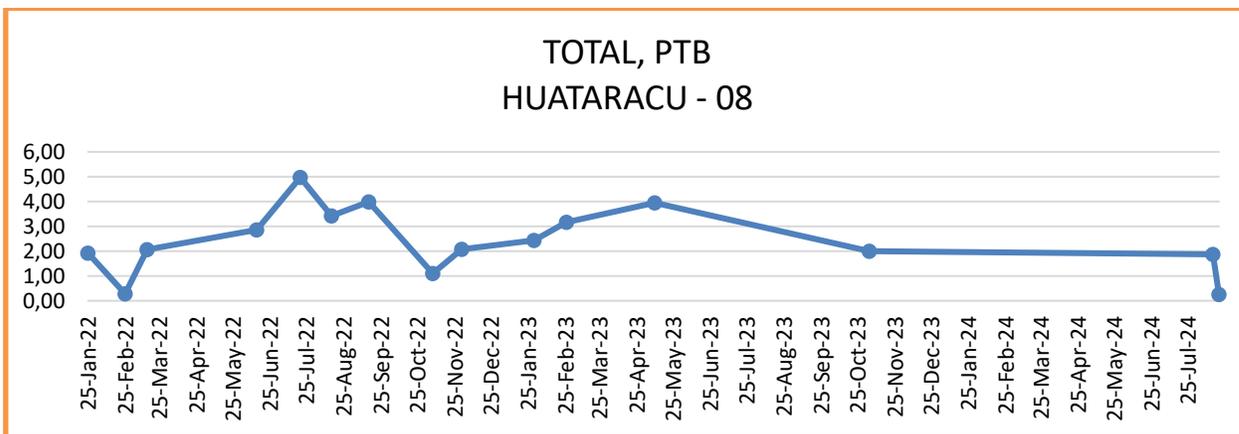
Tabla 6.- Análisis Histórico de los PTBs

FECHA	POZO	LOCACION	BS & W	Crisol	Calcinada	Magnéticos	Fe Metálico %	Volumen, ml	TOTAL, PTB	CRITERIO
25-Jan-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	90	33,5 104	33,515 6	33,515 9	5%	1000	1,93	BAJO
25-Feb-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	90	15,0 01	15,001 8	15,001 8	0%	1000	0,28	BAJO
15-Mar-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	91	15,0 053	15,011 2	15,011 2	0%	1000	2,07	BAJO
14-Jun-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	93	21,8 676	21,879 2	21,879 2	0%	1421	2,86	BAJO
20-Jul-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	93	15,0 063	15,058 2	15,055 2	0%	1000	4,97	BAJO
15-Aug-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	93	32,5 896	32,856 9	32,589 6	0%	980	3,42	BAJO
15-Sep-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	95	31,5 986	31,896 2	31,852 6	0%	1000	3,98	BAJO
7-Nov-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	96	29,5 896	29,741 2	29,546 8	9%	820	1,10	BAJO
1-Dec-22	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	96	29,8 523	29,563 2	29,256 6	10%	1200	2,08	BAJO
30-Jan-23	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	96	0,1	5,9428 57143	2,08	10%	980	2,43	BAJO

26-Feb-23	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	97	30,5 623	30,569 3	30,589 6	11%	840	3,16	BAJO
10-May-23	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	97	31,5 693	31,546 9	31,569 8	10%	930	3,95	BAJO
4-Nov-23	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	98	33,6 363	33,640 3	33,648	0%	700	2,00	BAJO
15-Aug-24	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	98	27,6 163	27,619 5	27,618 8	22%	600	1,87	BAJO
20-Aug-24	HUAT ARAC U - 08	HUATA RACU	98	28,0 611	28,061 6	28,061 1	100%	680	0,26	BAJO

Fuente: Elaborado por autores

Figura 37.- Tendencia, PTB Huataracu-08



Fuente: Elaborado por autores

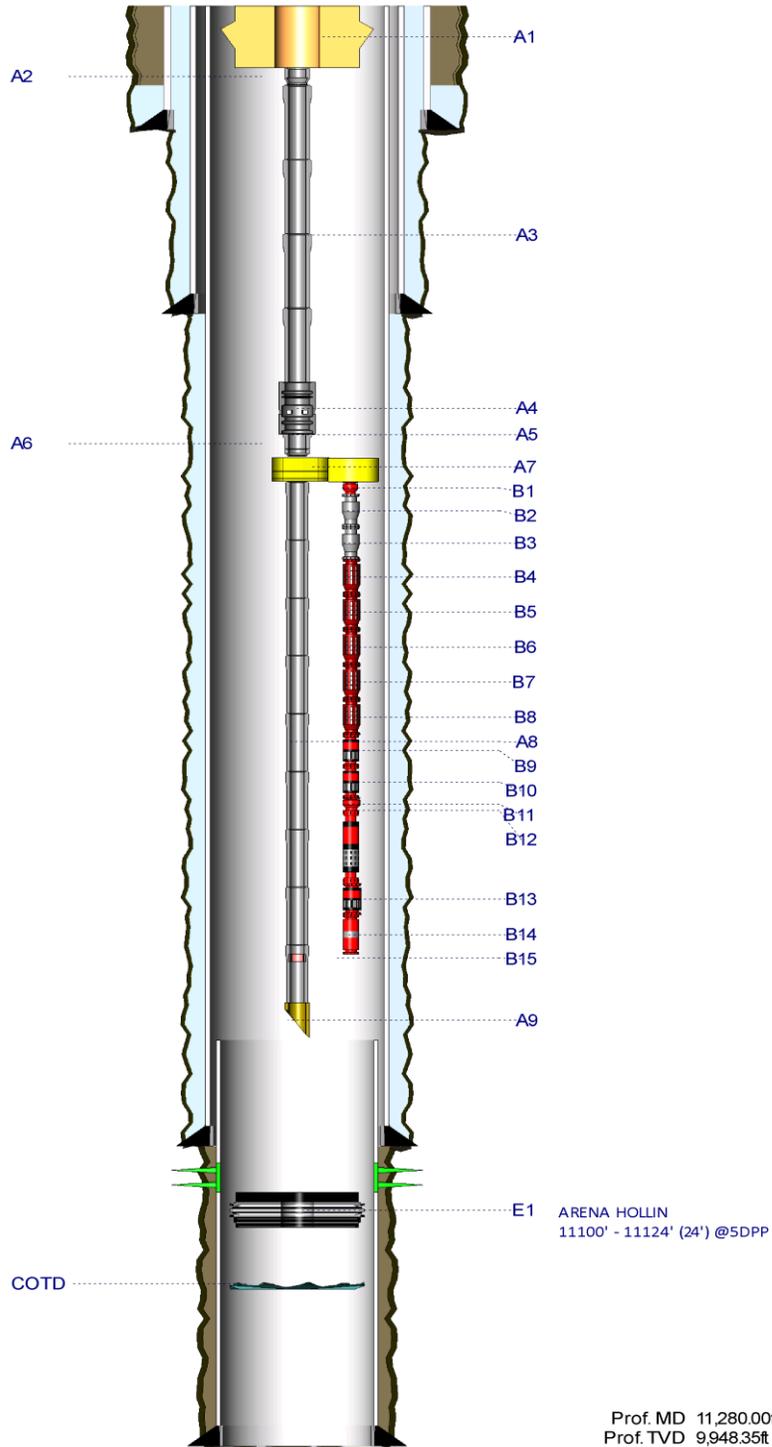
3.1.1.4 Análisis pozo Huataracu 08

El pozo Huataracu 08 es uno de los pozos del campo Huataracu que tiene sistema de levantamiento artificial electrosumergible, de acuerdo con datos de informes de pruebas del campo la arena productora es Hollin con una presión de cabeza de 200 psi, producción de 400 BFPD, 8 BPPD, 392 BAPD, 98% de BSW, 29° API a 60°F, la bomba usada es una 500 STG

SF1750 AR / MTR 456 FMSX1 210HP 3173V 46.4A 400F SS y un tiempo de producción de 24 horas

A continuación, se presenta el diagrama mecánico del pozo Huataracu 08

Figura 38.- Diagrama de la completación del pozo Huataracu-08



Fuente. Elaborado por autores

Figura 39.- Detalle de características de la completación del pozo Huataracu 08

TUBING STRING W/ BYPASS TBG						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
A1	1	32.40	32.40	1.00	11.00	TUBING HANGER 11" X 3 1-2" EU TOP & BOTTOM (ACERO AL CARBONO). PSL1. PR1. P-U NL. S/N F-J-126-00-009 REPARADO
A2	1	33.40	33.40	1.03	3.50	XOVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2" 9.2# L-80 TSH BLUE PIN S/N 026_OPG_000088 CLASE A
A3	308	34.43	34.43	9,539.64	3.50	TUBERIA 3 1/2" TSH-BLUE, 9.2 PPF, L-80, CR 1%, TENARIS CLASE B
A4	1	9,574.07	8,494.62	3.17	4.50	CAMISA DE CIRCULACION 3 1/2" TSH BLUE BOX X PIN, 2.81" TIPO "L", L-80 S/N 006-19286 CLASE A
A5	1	9,577.24	8,496.97	31.54	3.50	TUBERIA 3 1/2" TSH-BLUE, 9.2 PPF, L-80, CR 1%, TENARIS CLASE B
A6	1	9,608.78	8,520.29	1.31	3.50	XOVER 3-1/2" 9.2# L-80 TSH BLUE BOX X 3-1/2" EUE PIN S/N 029_OPG_000112 CLASE A
A7	1	9,610.09	8,521.25	13.27	8.31	ENSAMBLE Y-TOOL 9-5/8" BODY 13 CR (MACHINING DESIL) S/N YT-00985 CLASE A CON BLANKING PLUG 2.31 PTX S/N 1382 CLASE A
A8	11	9,623.36	8,531.08	164.64	2.88	BYPASS TUBING 1% CR PSL2, API5CT, L80 2-7/8" 6.4# 15FT CERT 794401(TENARIS) CLASE A
A9	1	9,788.00	8,654.80	0.83	3.00	RE-ENTRY GUIDE 2-7/8" PTX BOX L80 CONCENTRIC S/N K80733 CLASE A
TUBING STRING W/ ESP						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
B1	1	9,623.36	8,531.08	4.53	3.50	PUMP SUB 3-1/2"VAM TOP #9.2 PIN UP x 3 1/2 EUE PIN DOWN CLASE A
B2	1	9,627.89	8,534.43	0.87	4.00	ZENITH, DISCH SUB 3-1/2 EUE BOX CLASE A
B3	1	9,628.76	8,535.08	0.53	4.00	DISCHARGE 400 SERIES,BOLT-ON, 3-1/2 BRD CLASE A
B4	1	9,629.29	8,535.47	21.82	4.00	PMP 400 0F1750 CW 1250 15 XAR1 HSS SS S/N: 13497923 CLASE A
B5	1	9,651.11	8,551.66	21.82	4.00	PMP 400 0F1750 CW 1250 15 XAR1 HSS SS S/N: 13497926 CLASE A
B6	1	9,672.93	8,567.89	21.82	4.00	PMP 400 0F1750 CW 1250 15 XAR1 HSS SS S/N: 13497924 CLASE A
B7	1	9,694.75	8,584.15	21.82	4.00	PMP 400 0F1750 CW 1250 15 XAR1 HSS SS S/N: 13497925 CLASE A
B8	1	9,716.57	8,600.48	14.79	4.00	PMP 400 0FGH2500 CW 500 10 2-1AR HSS SS S/N: 13422793 CLASE A
B9	1	9,731.36	8,611.61	2.54	4.00	GAS SEPARATOR 400X VORTEX AR HSS SS S/N: 13421607 CLASE A
B10	1	9,733.90	8,613.53	8.20	4.00	SEAL 400 BPBBLAR HSS SS HL S/N: 13491960 CLASE A
B11	1	9,742.10	8,619.74	0.34	4.00	ADPTR, PRTR, TPR400, SS CLASE A
B12	1	9,742.44	8,620.00	8.20	4.00	SEAL 400 L0BPB AR HSS SS HL S/N: 13492267 CLASE A
B13	1	9,750.64	8,626.22	32.16	4.56	MTR 456 FMSX1 210HP 3173V 46.4A 400F SS S/N: 13469313 CLASE A
B14	1	9,782.80	8,650.80	2.00	4.50	HAL OEM DUAL PRESSURE ESP SENSOR 350F S/N: 1426145 CLASE A
B15	1	9,784.80	8,652.34	0.83	2.38	DUMMY NECK 3-3/8" EUE PIN L80 (9-5/8" SYSTEM) S/N: 629529 CLASE A
GIBP						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
E1	1	11,127.00	9,808.19	2.63	5.95	EZ DRILL SV EMPACADOR 7 IN (GIBP), S/N: 4369379-24
COTD						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
COTD	1	11,218.00	9,891.52	2.00	7.00	CEMENTO

Fuente. Elaborado por autores

A continuación, se detalla el proceso de reactivación del pozo:

3.1.1.5 Procedimiento

3.1.1.5.1 Requerimiento previos

- Se confirmo la disponibilidad de energía con el Operador de Generación.
- Se coordino con el Técnico Eléctrico para la energización de las celdas del pozo.
- Se coloca en posición "ON" el breaker del VSD para su energización.
- Se comprueba que los parámetros de fondo del equipo se visualicen en el display del variador y en el sistema de monitoreo LOWIS, FORESITE o PI (Plant Information), luego comparo que la comunicación de datos fueran los mismos.
- Se revisa la configuración de las protecciones de los parámetros de fondo e incrementos de frecuencia en el VSD.
- Se revisa los "sets" de alta y baja carga respectivamente en el VSD.

- Se coloca la protección de sobrecarga en 15% sobre la corriente nominal de operación en el VSD y que el modo de operación del VSD sea el de “frecuencia”.
- Se revisa que las protecciones del VSD de “overload” se encuentre en "Log & Stop" y “underload” se encuentre en "by-pass".
- Se revisa que los switches de alta presión PSH se encuentre en "Log & Stop" y baja presión PSL este en “by-pass”.
- Se revisa la alineación de válvulas verificando la condición de “abierto” desde el cabezal de pozo hasta el manifold de producción.

3.1.1.5.2 Arranque del pozo con equipo BES

- Se verifica que el VSD esté en modo de “Frecuencia”.
- Se fija el valor de frecuencia a la mínima del equipo.
- Se arranca el VSD, presionando la tecla “START” en el panel de control.
- Se verifica que los valores de corriente sean los correspondientes a la frecuencia de arranque. El Incremento de frecuencia se lo realizo en rampa hasta llegar a la frecuencia deseada de 45 Hz, el tiempo de la rampa de incremento lo determino el Supervisor de Producción que fue de 60 minutos en función de las condiciones de estabilidad del pozo.
- Se revisa con la pinza amperimétrica y guante dieléctrico la corriente en las fases del motor del equipo de fondo.
- En sitio se verifica que la presión en la cabeza de pozo era la normal de operación.
- Una vez estabilizado el pozo, se verifica presión en la cabeza de pozo, presión de intake PIP, presión de descarga PDP, amperaje, temperatura del equipo de fondo y prueba contra tanque de producción para confirmar el flujo.
- Se fija en el VSD, valores de baja carga en 20% por debajo de la corriente de operación, y el de sobrecarga en 15% sobre corriente de operación. Retirá el by-pass del PSL.
- Se realiza un seguimiento de datos de producción cada hora tanto de superficie como de fondo, además se realiza un seguimiento de PTB’s, BSW y Salinidad.

3.1.2 Mezcla de Crudos y Reducción de Viscosidad

En esta fase, se llevará a cabo la mezcla del fluido producido por el pozo Huataracu 08

con los crudos más viscosos de los pozos Huataracu 28 y Huataracu 29. El objetivo principal de este proceso es aprovechar la mayor temperatura del crudo proveniente de Huataracu 08 (180 °F) para reducir la viscosidad del crudo de los otros dos pozos, cuyo API promedio es de 18.3° y presentan una viscosidad dinámica elevada de 129.8 cP.

3.1.2.1 Inyección del Fluido de Huataracu 08

Una vez que el pozo Huataracu 08 fue reactivado su producción fluye hacia los tanques de almacenamiento interconectados de la plataforma Huataracu D. Este crudo, al tener una temperatura de 180 °F, es mezclado con los crudos de Huataracu 28 y 29, cuya temperatura promedio en cabeza es de 122 °F. Los tanques de locación tienen una capacidad de 500 barriles cada uno, permitiendo que el crudo de los tres pozos se mezcle de manera homogénea.

3.1.2.2 Proceso de Mezcla

- La mezcla se realizó de forma natural dentro de los tanques a medida que el crudo de Huataracu 08 entra en los mismos.
- Para favorecer una mezcla más rápida y homogénea, se aprovechará la turbulencia generada por el flujo de entrada desde el pozo Huataracu 08 y los otros pozos.
- La mezcla alcanzó su estabilidad después de aproximadamente 12 horas.

Figura 40.- Tanques donde se realiza la mezcla de los pozos 08-28-29



Fuente: Elaborado por autores

3.1.2.3 Parámetros de Monitoreo

Se monitorea el fluido para evaluar el éxito de la mezcla de crudos y el impacto que esta tiene en la reducción de la viscosidad. A continuación, se detallan los parámetros clave que fueron monitoreados:

- **Temperatura del Fluido (°F):**

La temperatura del crudo en los tanques fue monitoreada constantemente utilizando sensores de temperatura instalados en varios puntos de los tanques para asegurar que la mezcla sea homogénea. Una vez que se estabilizó el fluido se determina que la temperatura promedio en los tanques se mantiene entre los 158 °F.

Figura 41.- Temperatura de la mezcla del fluido de los Pozos Huataracu 8-28-29



Fuente: Elaborado por autores

- **Viscosidad Dinámica (cP)**

Se realizó mediciones de la viscosidad dinámica del crudo mezclado en intervalos regulares (cada 4-6 horas) dando como resultado una viscosidad dinámica 49.4 cP.

Figura 42.- Viscosidad Huataracu-Mezcla Pozos 08-28-29



Fuente: Elaborado por autores

3.1.3 Optimización del Sistema de Bombeo (UBH)

La optimización del sistema de bombeo UBH ha sido implementada en la plataforma Huataracu D, logrando mejoras significativas en el desplazamiento del crudo hacia la planta de procesos. El proceso, que consistió en ajustes operativos de la bomba, integración de monitoreo y optimización de parámetros, ha permitido resolver los problemas de baja movilidad del crudo y las interrupciones de producción.

3.1.3.1 Ajustes Implementados en la Bomba UBH

Se llevaron a cabo varios ajustes clave en la bomba UBH, los cuales mejoraron su capacidad para manejar crudos con alta viscosidad, optimizando su rendimiento general.

Figura 43.- Bomba UBH



Fuente: Elaborado por autores

Los principales ajustes implementados fueron:

- **Aumento en la Presión de Succión:**

La presión de succión fue ajustada de 30 psi a 40 psi, lo que permitió una mejor admisión del crudo mezclado, evitando problemas de cavitación y garantizando un flujo

continuo hacia la bomba.

- **Optimización de la Presión de Descarga:**

La presión de descarga fue estabilizada en 1025 psi, lo que facilitó un desplazamiento más eficiente del crudo hacia la planta de procesos. Esto redujo el esfuerzo de la bomba, mejorando su eficiencia operativa sin sacrificar el caudal.

Figura 44.- Presión de descarga de la bomba UBH



Fuente: Elaborado por autores

- **Ajuste de la bomba booster**

La frecuencia del variador fue ajustada de 9.2 Hz a 11.5 Hz en promedio, lo que permitió un aumento en la velocidad de bombeo. Este ajuste, combinado con la reducción en la viscosidad del crudo, resultó en un mejoramiento en la corriente de la bomba de 5.6 A a 15.4 A.

3.1.3.2 Resultados Obtenidos

- **Aumento en el Caudal de Producción**

Después de la optimización, el caudal promedio de la bomba UBH aumentó de 350 BFPD a 1300 BFPD, lo que representa un incremento del 73% en el volumen de fluido desplazado hacia la planta de procesos. Este aumento fue posible gracias a la disminución de la viscosidad del crudo y la capacidad optimizada de la bomba para manejar el flujo.

Figura 45.- Caudal de producción de la UBH



Fuente: Elaborado por autores

Tabla 7.- Historial de pruebas de producción de pozos de la plataforma Huataracu D

HISTORIAL DE PRUEBAS DIARIAS								
HUATARACU			PRODUCCION					
POZO	FECHA	CAMPO	HORAS	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW
HUATARACU-008H	10/09/2024	HUATARACU	24	400,00	8,00	392,00	58,90	98,00
HUATARACU-028BT	12/08/2024	HUATARACU	24	450,00	445,50	4,50	359,10	1,00
HUATARACU-029BT	13/09/2024	HUATARACU	24	450,00	445,50	4,50	380,30	1,00
TOTAL				1.300,00	899,00	401,00	798,30	

Fuente: Elaborado por autores

- **Reducción de Interrupciones Operativas**

Uno de los mayores logros de la optimización fue la drástica reducción en las paradas de emergencia de los pozos productores. Antes de la optimización, las paradas eran frecuentes debido a la incapacidad de la bomba UBH para desplazar eficientemente el fluido de alta viscosidad. Después de los ajustes, las paradas de emergencia disminuyeron en un 100%, lo que mejoró la continuidad operativa y la productividad de la plataforma.

CONCLUSIONES

- La reactivación del pozo Huataracu 08, que extrae fluido a una temperatura de 180 °F, permitió mezclar su crudo más caliente con los fluidos de menor temperatura y mayor viscosidad de los pozos Huataracu 28 y 29. Esto resultó en una reducción significativa de la viscosidad dinámica, disminuyendo de 129.8 cP a 49.4 cP. en promedio. Esta mejora en la fluidez del crudo permitió un desplazamiento más eficiente hacia la planta de procesos, facilitando su manejo en todas las fases de producción. En términos operativos, esta reducción en la viscosidad fue uno de los factores clave para optimizar el rendimiento del sistema de bombeo.
- Los ajustes realizados en la bomba UBH, como el aumento de la presión de succión de 30 psi a 40 psi y el ajuste de la frecuencia del variador de frecuencia de la bomba booster a 11.5 Hz, permitieron a la bomba manejar crudos con menor resistencia y de forma más eficiente. El caudal de producción aumentó de 350 BFPD a 1300 BFPD, lo que representa un incremento del 73% en la capacidad de desplazamiento de fluido hacia la planta de procesos. Esta mejora en el desempeño de la bomba fue posible gracias a la combinación de la disminución en la viscosidad del crudo y la adaptación de la bomba a las nuevas condiciones operativas.
- Las frecuentes interrupciones operativas y paradas de emergencia en los pozos Huataracu 28 y 29 generaban pérdidas significativas de producción y aumentaban los riesgos operativos en la plataforma. Con la optimización del sistema de bombeo y la mezcla de fluidos, se logró una reducción del 100% en las paradas de emergencia. Esto no solo contribuyó a una mayor estabilidad operativa, sino que también permitió mantener la continuidad en la producción, reduciendo las pérdidas económicas y mejorando la rentabilidad de las operaciones en Huataracu D.
- La optimización del sistema de bombeo y la reducción de las paradas de emergencia también contribuyeron a mejorar la seguridad operativa en la plataforma. Al evitar los desbordes en los tanques y reducir las presiones excesivas en las líneas de producción,

se minimizaron los riesgos asociados a derrames de crudo y fallas mecánicas. Esto no solo benefició a la plataforma en términos de seguridad, sino que también mejoró las condiciones de trabajo para el personal de campo, quienes enfrentaron menos riesgos y situaciones de emergencia.

RECOMENDACIONES

- Estudio de métodos más eficientes de inyección de calor (como la inyección de vapor o el calentamiento directo) de crudos pesados para mejorar la movilidad del fluido. La investigación podría enfocarse en la relación entre temperatura, viscosidad y eficiencia de transporte con crudos de alta viscosidad.
- Realizar un estudio para la implementación de tecnologías de bombeo avanzadas, como bombas de desplazamiento positivo mejoradas o sistemas de bombeo multipunto, que sean más eficientes en el manejo de crudos con alta viscosidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Berasategui José, & Malagón Beatriz. (2021). *Tecnología de los combustibles (2021)*. Universidad de Cantabria. <https://ocw.unican.es/course/view.php?id=259>
- Bourgoyne, J., Millheim, K., Chenevert, E., & Young J. (1991). *Applied Drilling*. <https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=1608964>
- Consentino, L. (2001). *Integrated Reservoir Studies (Technip)*. https://books.google.com.ec/books?id=vGWeCgAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gb_s_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=true
- Economides, M. J., Daniel Hill, A., Ehlig-Economides, C., & Zhu, D. (2014). *PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS SECOND EDITION*. <https://ptgmedia.pearsoncmg.com/images/9780137031580/samplepages/0137031580.pdf>
- González, M., Seren, H., Gregorio, J., Buzi, E., & Bernero, G. (2017, November 23). Mediciones de viscosidad y densidad mediante osciladores mecánicos en aplicaciones de petróleo y gas. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 804–810. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8119730/references#references>
- Kokal, S., & Al-kaabi Abdulaziz. (2009). Enhanced oil recovery: challenges & opportunities . *Global Energy Solutions*. https://firstforum.org/wp-content/uploads/2021/05/Publication_00466.pdf
- La Operadora. (2024). *Manual de Operación UBH*.
- Mandal Ajay, & Ojha keka. (2024). *Enhanced Oil Recovery (Cuarta)*. CRC Press. [https://www.google.com.ec/books/edition/Enhanced_Oil_Recovery/4yHcEAAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1&dq=Alvarado,+V.,+%26+Manrique,+E.,+\(2010\).+Enhanced+oil+recovery:+An+update+review.+Energies,+3\(9\),+1529-1575.&pg=PT258&printsec=frontcover](https://www.google.com.ec/books/edition/Enhanced_Oil_Recovery/4yHcEAAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1&dq=Alvarado,+V.,+%26+Manrique,+E.,+(2010).+Enhanced+oil+recovery:+An+update+review.+Energies,+3(9),+1529-1575.&pg=PT258&printsec=frontcover)
- Meyer, R., Attanasi, E., & Freeman, P. (2007). *Recursos de petróleo pesado y betún natural en cuencas geológicas del mundo*. <https://pubs.usgs.gov/publication/ofr20071084>
- Meyer Richard, Attanasi, & Emil. (2016). *Heavy Oil and Natural Bitumen-- Strategic Petroleum Resources*. <https://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.html>
- Mokheimer, E., & Hamdy, M. (2019). *A Comprehensive Review of Thermal Enhanced Oil Recovery: Techniques Evaluation*. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*. https://www.researchgate.net/publication/330073431_A_Comprehensive_Review_of_Thermal_Enhanced_Oil_Recovery_Techniques_Evaluation
- Mott Robert. (2020). *MECANICA DE FLUIDOS APLICADA (Cuarta)*. Universidad de Dayton. https://www.google.com.ec/books/edition/Mec%C3%A1nica_de_fluidos_aplicada/xUavR0u66PEC?hl=es&gbpv=1&dq=bomba+de+desplazamiento+positivo+de+pist%C3%B3n&pg=PA418&printsec=frontcover
- Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, L., Mouldsy, T., & Salino, P. (2014). *Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits*.

<https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2012.0320>

- Roldan, J., & Toledano, J. (2013). *ENERGIAS RENOVABLES lo que hay que saber*. Paraninfo.
<https://www.google.com.ec/books/edition/Energ%C3%ADas renovables Lo que hay que sabe/yKh2AgAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1&dq=clasificacion+del+crudo+segun+api&pg=PA26&printsec=frontcover>
- Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. In *Brazilian Journal of Chemical Engineering* (Vol. 31, Issue 3, pp. 571–590). Assoc. Brasileira de Eng. Quimica / Braz. Soc. Chem. Eng. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853>
- Sanz Santiago. (2022). *Motores* (Primera). Editex S.A.
https://www.google.com.ec/books/edition/Motores_2022/c5FzEAAAQBAJ?hl=es&gbpv=1&dq=La+optimizaci%C3%B3n+de+la+bomba+de+crudo+incluye+ajustes+en+la+configuraci%C3%B3n+del+variador+de+frecuencia,+el+mantenimiento+del+equipo,+y+la+calibraci%C3%B3n+de+los+par%C3%A1metros+de+operaci%C3%B3n+para+asegurar+un+flujo+continuo+y+estable&printsec=frontcover
- Speight, J. (2013). *Heavy Oil Production Processes* (Primera). Copyright.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124017207000095>
- Speight, J. (2014). *Heavy Oil Recovery and Upgrading* (Gulf Professional Publishing, Ed.).
https://www.google.com.ec/books/edition/Heavy_Oil_Recovery_and_Upgrading/eg5tDwAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1
- Stan, D., & Pujadó, P. (2006). *Handbook of Petroleum Processing*.
http://students.aiu.edu/submissions/profiles/resources/onlineBook/W5U8i3_Handbook_of_Petroleum_Processing.pdf
- Thomas S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *OpenScience*, 9–19. <https://hal.science/hal-02001980/document>
- Wahyu, S., Sunjoyo, S., Sumandra, M., Firmansyah, A., & Kauripan, S. (2023). *Idle Wells Reactivation – The Indonesia Story*. <https://www.ipa.or.id/en/publications/idle-wells-reactivation-the-indonesia-story>
- Zoveidavianpoor Mansoor. (2024). *Innovations in Enhanced and Improved Oil Recovery New Advances* (Primera). INTECHOPEN.
https://www.google.com.ec/books/edition/Innovations_in_Enhanced_and_Improved_Oil/QPkFEQAAQBAJ?hl=es&gbpv=1&dq=Challenges+in+heavy+oil+recovery+and+technology+advancements&printsec=frontcover