

Pregrado

Carrera:

Asignatura (UIC):

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: TECNÓLOGO EN PETRÓLEOS

**Tema: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPRESIÓN DE
GAS EN EL ESPACIO ANULAR DE LA PLATAFORMA “DRTA”
PARA SU REINYECCIÓN A LA LÍNEA DE FLUJO**

Autor/s: Cedeño Cedeño Prospero Mateo Elizalde Elizalde Hugo Freddy

Tutor: Ing. Luis Alfredo Álvarez Lazo

Fecha: Sangolquí, Marzo, 12 del 2025



Autor:



CEDENO CEDENO PROSPERO MATEO

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: prospero.cedeno@ister.edu.ec

Autor:



ELIZALDE ELIZALDE HUGO FREDDY

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: hugo.elizalde@ister.edu.ec

Dirigido por:



Ing. Luis Alfredo Álvarez Lazo

Título: Ing en petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: luis.alvarez@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico Universitario

Rumiñahui SANGOLQUÍ – ECUADOR

Cedeño Cedeño Prospero Mateo Elizalde Elizalde Hugo Freddy

***(IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS EN EL ESPACIO
ANULAR DE LA PLATAFORMA “DRTA” PARA SU REINYECCIÓN A LA LÍNEA DE
FLUJO)***



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Orellana, 06 de abril del 2025

**MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

Presente

Por medio de la presente, yo, PROSPERO MATEO CEDEÑO CEDEÑO . declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación DENOMINADO **SE BUSCA EN APROVECHAR EL GAS DE LOS ANULARES Y DIRIGIRLO A TRAVÉS DE LA LÍNEA ANULARES, LO QUE BENEFICIARIA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS CON EL COMPRESOR Y REDUCIRÍA LAS VARIACIONES EN LOS PARÁMETROS DEL FONDO DEL EQUIPO BES .** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

PROSPERO MATEO CEDEÑO CEDEÑO
C.I: 1305120584



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Orellana, 08 de Mayo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, HUGO FREDDY ELIZALDE ELIZALDE . declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación DENOMINADO **SE BUSCA EN APROVECHAR EL GAS DE LOS ANULARES Y DIRIGIRLO A TRAVÉS DE LA LÍNEA ANULARES, LO QUE BENEFICIARIA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS CON EL COMPRESOR Y REDUCIRÍA LAS VARIACIONES EN LOS PARÁMETROS DEL FONDO DEL EQUIPO BES .** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

HUGO FREDDY ELIZALDE ELIZALDE
C.I: 2100357496

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

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

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR:

PROSPERO MATEO CEDEÑO CEDEÑO

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

CELULAR: 0958989121

CORREO ELECTRÓNICO:

prosperocedeno@ister.edu.ec

TEMA:

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS EN EL
ESPACIO ANULAR DE LA PLATAFORMA “DRTA” PARA SU REINYECCIÓN A
LA LÍNEA DE FLUJO.**

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR Y PROYECTO.

RESUMEN:

El Pozo Lago-DRTA14, ubicado en el Bloque 57 de la Amazonía ecuatoriana, ha experimentado un alto contenido de un sistema de compresión de gas en el espacio anular desde En Ecuador, esta acción es un problema legal que afecta al medio ambiente, la salud pública y la economía. La quema del gas natural asociado durante la extracción del petróleo ha provocado debates intensos, debido a sus impactos negativos tanto para las comunidades locales como para el entorno natural.

PALABRAS CLAVE:

BSW-LITOLOGIA-API-BAPD-BFPD-BPD-PPM-MITIGAR-YACIMIENTOS.

ABSTRACT:

The Lago-062 Well, located in Block 56 of the Ecuadorian Amazon, has experienced a high water content in the produced oil (BSW) since its inception in 1972. This situation has negatively affected the profitability of production and has generated concern for the efficient management of resources.

PALABRAS CLAVE:

BSW-LITOLOGIA-API-BAPD-BFPD-BPD-PPM-MITIGAR-YACIMIENTOS.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital "DsPace" de los estudiantes: PROSPERO MATEO CEDEÑO CEDEÑO, con C.I 1305120584 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

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,



PROSPERO MATEO CEDEÑO CEDEÑO

CI: 1305120584

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe 06 / 04 /2025

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital "DsPace" de los estudiantes: HUGO FREEDY ELIZALDE ELIZALDE , con C.I 2100357496 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

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,



HUGO FREEDY ELIZALDE ELIZALDE

CI: 2100357496

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe 08 / 05 /2025

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi guía constante y darme la fortaleza para no rendirme en los momentos difíciles.

A mis padres, por su amor incondicional, por enseñarme el valor del esfuerzo y por creer en mí incluso cuando yo dudaba.

A mi familia, por su apoyo moral y por estar siempre presentes, motivándome a seguir adelante.

Y a todos aquellos compañeros y mentores que, de una u otra manera, contribuyeron a mi formación profesional y personal durante esta etapa.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que hicieron posible la realización de este proyecto.

En primer lugar, agradezco a [nombre del asesor o asesores], por su guía, conocimientos compartidos y valiosas recomendaciones que enriquecieron significativamente este trabajo.

Agradezco también a la empresa [nombre de la empresa, si aplica], por brindarme la oportunidad de participar activamente en la operación y análisis de sistemas reales, lo que fue fundamental para el desarrollo práctico del presente estudio.

A mis compañeros y colegas, por su colaboración, por los momentos compartidos y por hacer más llevadero este camino.

Y, sobre todo, a mi familia, por su comprensión, sacrificio y apoyo constante a lo largo de esta etapa.

RESUMEN

La estructura se organizó en cinco capítulos: Capítulo I. Introducción: se plantea la problemática: la quema de gas liberado por la plataforma en mecheros petroleros. A pesar de ser una práctica prohibida en Ecuador, aún persiste y genera emisiones contaminantes con graves consecuencias para la calidad del aire, el calentamiento global, la salud y representa una pérdida económica. El objetivo fue maximizar la recuperación y reinyección del gas a las líneas de flujo, para mejorar la eficiencia operativa, aumentar la producción de la plataforma y extender su vida útil.

Capítulo II. Marco teórico: se presenta información sobre la localización geográfica, características del reservorio y estructura, producción de crudo y una descripción de los sistemas, tipos y componentes de los compresores de gas. Capítulo III. Diseño e implementación: se analizó los criterios para la selección de los pozos, se realiza la propuesta de solución con el compresor de gas HVR-100 y se describe el procedimiento. Capítulo IV. Pruebas, resultados y discusión: Se presentan un análisis de los aspectos ambientales y un análisis económico. Capítulo V. Conclusiones, recomendaciones y bibliografía: Se recapitulan las conclusiones, justificando el cumplimiento de los objetivos. Se ofrecen recomendaciones y se incluye la bibliografía que respalda la información presentada.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	4
CAPITULO I	5
INTRODUCCIÓN	5
1.1. Planteamiento del Problema	5
1.2. Justificación	6
1.3. Alcance	7
1.4. Objetivos General y Específicos	7
CAPITULO II	8
MARCO TEÓRICO	8
Localización geográfica	8
Reservorios - Estructura Drago Norte-Este	9
Producción de Campo Drago Este y plataforma “DRTA”	10
Sistema de compresión de gas	11
Partes de un sistema de compresión de gas	12
Generador eléctrico de gas natural	12
Funcionamiento de Generadores Eléctricos a Gas	13
CAPITULO III	14
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	14
Criterio de selección de la plataforma “DRTA”	14
Sistema de compresión de gas	14
Generador eléctrico de gas natural	18
CAPITULO IV	22
PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN	22
Aspectos ambientales y económicos del compresor de gas	22
Aspectos ambientales y económicos del generador eléctrico de gas natural	22
CAPITULO V	23
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	23
Conclusiones	23
Recomendaciones	23
BIBLIOGRAFÍA	24

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de compresores	11
Tabla 2: Producción de gas de los pozos de la plataforma “DRTA”	14
Tabla 3: Análisis de estado	14
Tabla 4: Generador eléctrico de gas natural	19

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Quema de gas	5
Figura 2. Ubicación del campo Drago Este	8
Figura 3. Ubicación de elevación	9
Figura 4. Mapa estructural al tope de U inferior	9
Figura 5. Mapa estructural de T inferior	10
Figura 6. Producción de crudo en barriles 2024	10
Figura 7. Producción de crudo en barriles/día 2024	11
Figura 8. Producción de la plataforma “DRTA” 2023	11
Figura 9. Liberación de gas	15
Figura 10. Compresor de gas HVR-100	15
Figura 11. Proceso de succión	16
Figura 12. Proceso de descarga	16
Figura 13. Funcionamiento del compresor de gas	17
Figura 14. Operación del compresor de gas	17
Figura 15. Generador eléctrico de gas natural	19

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

La plataforma “DRTA” consta de cinco pozos actualmente en producción. Se presentan varios problemas que se agrupan en cuatro categorías principales: legales, ambientales, salud y económicos. No obstante, es importante comenzar por considerar la prohibición de quemar el gas liberado por las plataformas en mecheros petroleros (Figura 1). En Ecuador, esta acción es un problema legal que afecta al medio ambiente, la salud pública y la economía. La quema del gas natural asociado durante la extracción del petróleo ha provocado debates intensos, debido a sus impactos negativos tanto para las comunidades locales como para el entorno natural.



Figura 1. Quema de gas

En el contexto legal actual, la quema de gas está regulada por la Ley de Hidrocarburos, que prohíbe el desperdicio del gas natural sin autorización. Sin embargo, las empresas petroleras han encontrado formas legales para continuar con esta acción año tras año, lo que ha llevado a una normalización de esta práctica a pesar de su carácter excepcional. Un caso destacado, fue el juicio de Acción de Protección Constitucional (2021), en el cual un tribunal fallo a favor de un grupo valiente formado por nueve niñas que demandó al gobierno debido al impacto negativo que los mecheros petroleros tenían en su salud y bienestar, se ordenó la eliminación gradual de estos dispositivos y se estableció plazos específicos para su desmantelamiento.

La quema de gas tiene un impacto profundo en el medio ambiente. Según Mongabay Latam y GK (2020), “En la Amazonía hay alrededor de 447 mecheros que queman gas natural todos los días, las 24 horas” . Esto genera una variedad de gases contaminantes que afectan gravemente la calidad del aire, contribuyen al calentamiento global, debido a su capacidad de atrapar calor en la atmosfera y alteran los patrones climáticos naturales, al poner en peligro los ecosistemas sensibles. Además, este proceso continuo perjudica a las plantas y

animales locales, lo que lleva a una disminución en la diversidad biológica de las áreas cercanas, esto tiene consecuencias duraderas para el equilibrio natural del entorno.

Para la salud pública, la quema de gas en los mecheros tiene un impacto devastador. Contribuye significativamente a las emisiones de gases de efecto invernadero, libera metano, un contaminante extremadamente potente que supera en más de 80 veces el poder calentador del dióxido de carbono. Las comunidades cercanas a estos mecheros sufren problemas crónicos debido a la exposición prolongada a contaminantes tóxicos derivados de esta práctica. Un dato alarmante es que al menos 52 mecheros están ubicados a menos de 5 km de centros poblados, lo que aumenta el riesgo para la salud y el bienestar general (Martínez, 2024).

En lo económico, la quema de gas en los mecheros es un desperdicio de un recurso energético valioso. Diario La Hora (2023) publicó que datos del Banco Mundial (BM), en 2021 se registró un total de 1.235 millones de metros cúbicos de gas quemado, esto significó un aumento del 19% en comparación con los 1.036 millones de metros cúbicos que se despreciaron y quemaron en 2020. La falta de estrategias efectivas para capturar e industrializar este gas limita el desarrollo económico del país al privarle de ingresos potenciales por exportación y subraya la necesidad urgente de inversiones en infraestructura y tecnologías que permitan el uso interno eficiente este recurso.

1.2. Justificación

Es evidente la necesidad de abordar de manera integral las diversas problemáticas que afectan a la industria petrolera como a las comunidades cercanas. La implementación de un sistema de compresión de gas en el espacio anular de la plataforma “DRTA”, destinado a su reinyección a la línea de flujo, se presenta como una estrategia que responde a múltiples problemas legales, ambientales, de salud y económicos en la industria del petróleo y gas. Ese enfoque busca mejorar la eficiencia operativa al reducir la presión en la cara de formación y facilitar la recuperación de gas, también se alinea con las normativas ambientales vigentes. Esto es relevante tras las sanciones legales impuestas como consecuencia del fallo judicial de 2021.

La implementación de este sistema reducirá de manera significativa las emisiones nocivas, mejorará la calidad del aire, mitigará los riesgos para la salud pública y contribuirá a una mejor calidad de vida de las comunidades cercanas. La reinserción del gas comprimido podría incrementar la producción de la plataforma “DRTA” y extender su vida útil, este aumento generaría mayores ingresos para las empresas operadores, beneficios económicos para el país, maximizaría el uso eficiente de los recursos naturales, fomentaría la sostenibilidad y se alinearía con los principios de eficiencia energética al promover un desarrollo responsable que busque un equilibrio entre el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.

La compresión del gas en el espacio anular se presenta como una solución viable, ya sea como alternativa a los sistemas de levantamiento artificial. La producción de gas en campos petroleros, a menudo se enfrentan a restricciones que obligan a ventear el gas a la atmosfera, este proceso genera contaminación ambiental e incrementa los riesgos de explosión. Según Gómez (2016), aproximadamente el 70% del gas producido se extrae a través del espacio anular, sin embargo, este método a menudo presenta bloqueos que limitan su flujo. Al reinyectar el gas comprimido, se eliminan las emisiones contaminantes y se mitigan los

riesgos asociados con la acumulación de gases, lo que contribuye a una operación más sostenible y eficiente en la industria petrolera.

Dada la necesidad de optimizar la producción de la plataforma "DRTA" y superar las limitaciones en el manejo de la desgasificación, se propone la implementación de un sistema de compresión de gas en el espacio anular. Este sistema, basado en la selección de pozos y la reinyección del gas comprimido a la línea de flujo, permitirá aprovechar el gas asociado de manera eficiente y mejorar la estabilidad de la producción diaria, evitando técnicas convencionales como la quema de gas.

1.3. Alcance

El desarrollo del proyecto se centra en la implementación de un innovador sistema de compresión de gas en el espacio anular de la plataforma "DRTA", para su reinserción a la línea de flujo. Esta solución aborda de manera efectiva los problemas legales, ambientales, de salud y económicos, lo que representa un avance significativo. Este sistema optimiza la eficiencia de producción al incrementar el caudal, extender la vida útil de la plataforma y reducir las emisiones contaminantes, lo que minimiza el impacto ambiental y fomenta la sostenibilidad económica del campo.

1.4. Objetivos General y Específicos

Implementar un sistema de compresión de gas en el espacio anular de la plataforma "DRTA" con el fin de maximizar la recuperación y reinyección del gas a las líneas de flujo del campo.

1.4.1. Objetivos específicos

- Analizar las características técnicas y operativas de diferentes modelos de compresores, con el propósito de seleccionar el más adecuado para su instalación en la plataforma "DRTA".
- Proporcionar formación específica al equipo técnico sobre el funcionamiento y mantenimiento del nuevo sistema de compresión, lo que asegurará una operación eficiente y segura.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Localización geográfica

La plataforma “DRTA” se encuentra ubicada en el campo Drago, en la provincia de Sucumbíos, en la región noroeste de Ecuador, esta área se sitúa a aproximadamente 240 km al noroeste de la ciudad de Quito. El entorno que rodea la plataforma está caracterizado por su exuberante vegetación tropical y un clima húmedo, lo que afecta en las operaciones logísticas y la producción en el sitio.

El campo Drago está constituido por dos estructuras principales: Drago Norte y Drago Este. Estas se encuentran estratégicamente situadas en el corredor Sacha-Shushufindi, dentro del bloque 57, conocido como Shushufindi-Libertador (Figura 2 y 3). Esta ubicación favorece la interconexión con la infraestructura petrolera existente, lo que optimiza el transporte de hidrocarburos. Esta área es reconocida por su notable potencial en la producción de hidrocarburos, se destaca por sus formaciones significativas como Hollín y Napo, estas han sido objeto de exploración y desarrollo desde la década de 1970, lo que ha contribuido al crecimiento del sector energético en la región.

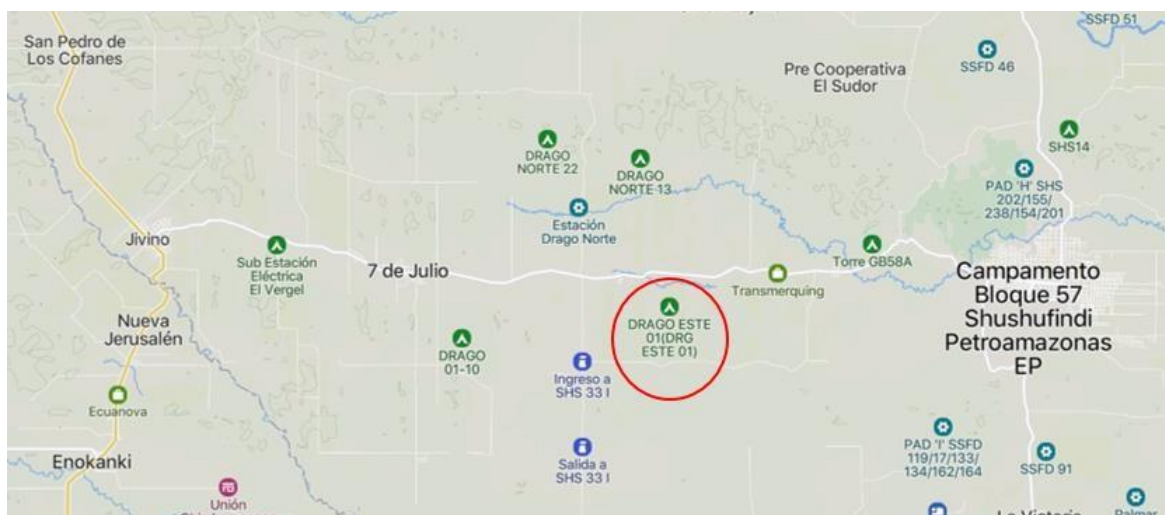


Figura 2. Ubicación del campo Drago Este

Fuente: (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), 2018)

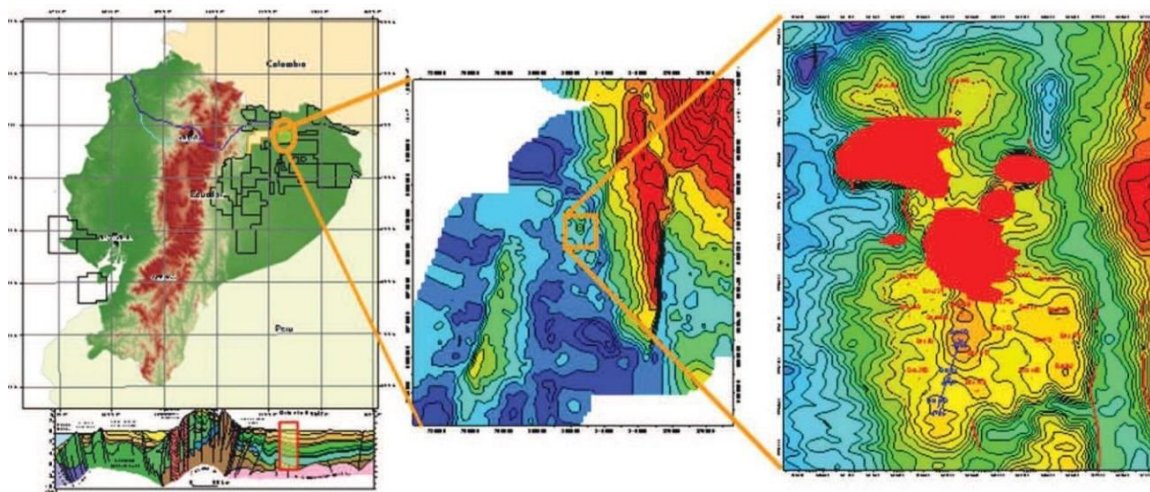


Figura 3. Ubicación de elevación

Fuente: (Fabara, 2013)

Reservorios - Estructura Drago Norte-Este

En la Figura 4 y 5 se muestra el mapa estructural correspondiente al tope de la arenisca U inferior, que revela un anticlinal asimétrico con una orientación que va de norte a sur. Este anticlinal se caracteriza por la presencia de fallas que se extienden hacia el sureste, lo que sugiere áreas prospectivas ubicadas al norte y al este de la estructura. El cierre efectivo de esta formación se encuentra a una profundidad de -8590 pies en el campo Drago Norte 15D. Los espesores saturados de arena varían entre 34 y 18 pies, es el espesor máximo de 34 pies registrado en el campo Drago Este 12D. En cuanto a la arenisca T inferior, el análisis del mapa estructural indica que también presenta un anticlinal asimétrico con fallas orientadas hacia el sureste. Se identifican áreas con alto potencial de explotación tanto al este como al norte de esta estructura. Además, se destaca la presencia del volcánico de Vista.

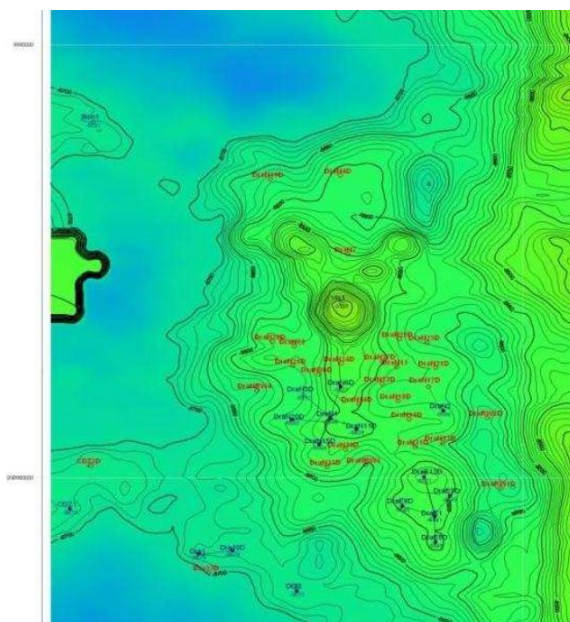


Figura 4. Mapa estructural al tope de U inferior

Fuente: EP PETROECUADOR

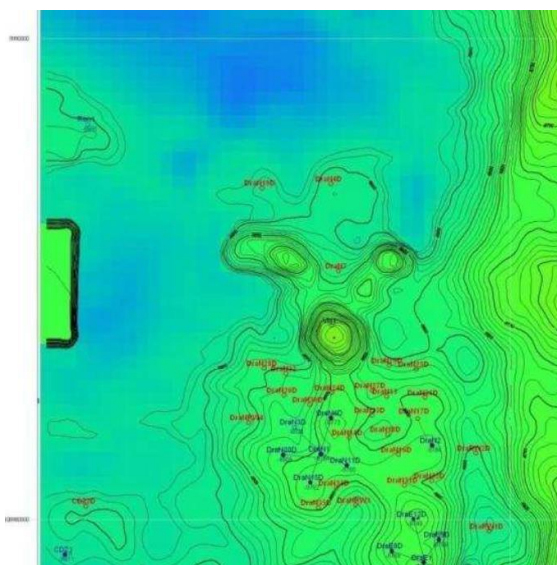


Figura 5. Mapa estructural de T inferior

Fuente: EP PETROECUADOR

Producción de Campo Drago Este y plataforma “DRTA”

La producción de petróleo crudo es un indicador clave para la economía global y nacional, especialmente en países productores. La Figura 6 se ve la producción de crudo en el campo Drago Este durante el año 2024, este mostró una disminución significativa en comparación con el año anterior. En total, se extrajeron 188,326 barriles en 2024, lo que representa una caída del 17.5% respecto a los 228,290 barriles producidos en 2023. Esta reducción puede deberse a varios factores, como problemas operativos, cierres de pozos y desafíos ambientales que han afectado la infraestructura petrolera en la región. La disminución en la producción de Drago Este refleja los desafíos generales que enfrenta el sector petrolero ecuatoriano, donde factores como la sequía y la erosión han impactado negativamente en la capacidad de extracción. (EP Petroecuador, 2025).

 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS Cifras en barriles																
CAMPOS	AÑO 2024												Enero - Diciembre		Var. % 24/23	
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2024	2023		
ACTIVO AUCA	2.424.970	2.253.578	2.381.581	2.260.292	2.293.875	2.187.971	2.202.917	2.215.879	2.166.682	2.248.799	2.160.995	2.246.343	27.043.880	26.953.685	0,3	
Shushufindi - Aguarico	1.683.036	1.558.741	1.650.069	1.612.774	1.712.140	1.575.221	1.709.454	1.691.418	1.626.481	1.687.380	1.623.755	1.614.335	19.744.804	20.403.388	-3,2	
Drago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Drago Este	19.491	17.565	18.042	17.368	17.449	15.888	16.495	16.534	12.540	12.588	12.204	12.162	188.326	228.290	-17,5	
Drago Norte	111.277	106.439	110.505	103.694	105.597	97.284	101.345	92.669	82.639	93.980	90.057	89.817	1.185.304	1.443.141	-17,9	
Cobra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Condorazo	926	843	899	848	874	849	901	904	919	961	696	895	10.515	7.205	45,9	

Figura 6. Producción de crudo en barriles 2024

Fuente: (EP Petroecuador, 2025)

La Figura 7 presenta la producción de crudo en el campo Drago Este durante el año 2024, con cifras en barriles por día. Se observa una tendencia descendente en la producción mensual, iniciando con 629 barriles/día en enero y cerrando con 392 barriles/día en diciembre. El promedio anual de 2024 fue de 515 barriles/día, lo que representa una disminución del 17.7% respecto al promedio de 625 barriles/día registrado en 2023.

 PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS															
Cifras en barriles/día															
CAMPOS	AÑO 2024												Enero - Diciembre		Var. % 24/23
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2024	2023	
ACTIVO AUCA	78.225	77.710	76.825	75.343	73.996	72.932	71.062	71.480	72.223	72.542	72.033	72.463	73.890	73.846	0,1
Shushufindi - Aguarico	54.291	53.750	53.228	53.759	55.230	52.507	55.144	54.562	54.216	54.432	54.125	52.075	53.948	55.900	-3,5
Drago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Drago Este	629	606	582	579	563	530	532	533	418	406	407	392	515	625	-17,7
Drago Norte	3.590	3.670	3.565	3.456	3.406	3.243	3.269	2.989	2.755	3.032	3.002	2.897	3.239	3.954	-18,1
Cobra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Condorazo	30	29	29	28	28	28	29	29	31	31	23	29	29	20	45,5

Figura 7. Producción de crudo en barriles/día 2024

Fuente: (EP Petroecuador, 2025)

En la Figura 8 se visualiza la producción de la plataforma “DRTA”. El pozo DRTA-012 lidera con 1135 barriles por día, seguido de cerca por DRTA-008 con 911.25 BFPD. DRTA-010 contribuye con 857 BFPD, mientras que DRTA-009 produce 422 BFPD. El pozo con menor producción de fluidos es DRTA-014, con 335.79 BFPD. En cuanto a la producción de petróleo puro (BPPD), DRTA-009 se destaca con 143.48 barriles por día, superando a DRTA-012 (79.45 BPPD) y DRTA-010 (77.13 BPPD). DRTA-014 aporta 44 BPPD, mientras que DRTA-008 tiene la menor producción de petróleo puro, con 27.34 BPPD.

PRODUCCIÓN POR PLATAFORMA													
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	T. BOMBA	API	FREC	PSI CABEZA	PIP	VOL	SALIN.	TASA
DRTA-008	911.25	27.34	883.91	265.00	97.00	DN-1750 (3-Jul-2023)	27,5	59,0	130	1.47	427	5.000	73.000
DRTA-009	422	143.48	278.52	265.00	66.00	TD-1000 (13-Feb-2018)	24,6	51,0	110		404	78.600	250.000
DRTA-010	857	77.13	779.87	231.00	91.00	FLEX 17.5 (12-Oct-2018)	28,1	55,0	220	641	433	6.000	1.200
DRTA-012	1135	79.45	1055.55	335.00	93.00	NH (1600-2300)H (24-Ago-2021)	28,8	65,0	130	460	490	4.400	300.000
DRTA-014	335.79	44.00	322.36	225.00	44.00	NHV 940 (22-Dic-2023)	26,7	51,0	150	482	427	3.300	55.000
TOTAL	3661.04	371.40	3320.21	1321									

Figura 8. Producción de la plataforma “DRTA” 2023

Fuente: (EP Petroecuador, 2023)

Sistema de compresión de gas

Un sistema de compresión de gas es esencial en la industria petrolera, este permite reducir la presión en el espacio anular, lo que evita interferencias en la producción de crudo y maneja eficientemente el gas producido en la plataforma. Este sistema contribuye a minimizar las emisiones nocivas al evitar ventear el gas a la atmosfera, redujo así el impacto ambiental y los riesgos explosivos. Además, mejora la seguridad operativa y extiende la vida útil económica de la plataforma al mantener una producción más estable y eficiente.

Existen varios tipos de compresores utilizados en la industria petrolera, usados especialmente para la compresión de gas en plataformas, cada uno de ellos poseen características técnicas y operativas, ver Tabla 1.

Tabla 1: Tipos de compresores

Tipo de compresor	Características técnicas	Características operativas	Aplicación
Compresor alternativo	Utiliza pistones para comprimir gas. Tiene múltiples etapas.	Mantenimiento regular. Maneja pequeños volúmenes con alta presión.	Reduce la presión en el anular. Mejora la extracción de gas.
Compresor de tornillo rotativo	Emplea tornillos helicoidales. Operación continua.	No requiere pulsaciones de presión.	Utilizado en aplicaciones de baja presión en el anular.

		Bajo mantenimiento.	Diseñado para gases con baja presión y tolerancia a líquidos.	
Compresor reciprocante (API 618)		Diseño robusto y modular. Alta capacidad de compresión. Soporta condiciones severas.	Mejora la producción.	Empleado en pozos marginales. Reduce la contrapresión en el anular.
Compresores centrífugos		Emplea fuerza centrífuga. Menos eficiente a bajas presiones.	Preferencia por grandes volúmenes. Aplicaciones de transporte.	No es común en el anular.
Compresor de viga (BGC)		Trabaja con un pistón. Se acciona por viga balancín. Maneja gas húmedo.	Disminuye niveles dinámicos en pozos. Trabaja con bombeo mecánico. Mejora la extracción.	Reduce la presión del anular.
Compresor montado en patín		Portátil y modular. Fácil instalación y transporte. Incluye sistemas para <u>manejo de líquidos.</u>	Usado en operaciones temporales o remotas.	Capta gas del anular y comprimido hacia líneas de producción.

Partes de un sistema de compresión de gas

Un sistema de compresión de gas en el espacio anular de una plataforma generalmente incluye varias partes clave para su funcionamiento eficiente:

1. Compresor: es el conjunto principal que incrementa la presión del gas, este es un compresor reciprocante, centrífugo o de tronillo, esto depende del tipo y volumen de gas a manejar.
2. Válvulas de control: estas son de succión y pilotos reductores que monitorean y ajustan la presión para mantener una operación eficiente.
3. Depuradores y filtros: estos eliminan impurezas como agua, hidrocarburos líquidos y otros contaminantes del gas antes y después del proceso de compresión.
4. Sistemas de enfriamiento: son necesarios porque la compresión aumenta la temperatura del gas; estos sistemas evitan daños en los equipos al reducir dicha temperatura.
5. Separadores verticales: utilizados después del enfriamiento para eliminar líquidos condensados que se forman durante el proceso.
6. Líneas principales(entrada/descarga): las tuberías transportan el gas desde los pozos hasta el sistema y luego hacia las siguientes etapas o destinos.
7. Receptores e indicadores (diablos): se utilizan en sistemas donde se requiere manejo específico del flujo, como en pozos con diablos (pistones) para impulsar fluidos.
8. Sistema eléctrico/mecánico: incluye motores o unidades impulsoras que proporcionan energía al compresor.

Generador eléctrico de gas natural

Los generadores eléctricos a gas son un componente esencial en la infraestructura energética actual. Proporcionan una fuente de energía eléctrica de respaldo fiable y se utilizan en diversas aplicaciones, desde residencias hasta industrias y centrales eléctricas. También se lo conoce como generador de energía a gas, este un dispositivo que transforma la energía química del gas en energía eléctrica. Su popularidad se debe a su eficiencia y menor huella ambiental en comparación con los generadores diésel o de petróleo. El gas natural es el combustible más comúnmente utilizado en estos generadores, aunque también pueden

funcionar con propano o biogás (Grupos Electrogénos y Servicios Eléctricos de México S.A. de C.V., 2023).

Funcionamiento de Generadores Eléctricos a Gas

El proceso de generación de electricidad en estos dispositivos se basa en una serie de etapas clave:

- **Suministro de combustible:** El proceso comienza con el suministro de gas, que puede provenir de una red de gas natural o de un tanque de propano. Este gas se dirige al generador para su preparación.
- **Purificación y preparación:** Antes de entrar en el motor, el gas se purifica y ajusta para cumplir con los requisitos necesarios. Esto incluye eliminar impurezas, regular la presión y mezclarlo con aire si es necesario.
- **Motor de combustión Interna:** El motor, que puede ser de pistón o turbina, es el núcleo del generador. El gas se mezcla con aire en una proporción precisa y se enciende mediante una chispa o compresión, lo que genera calor y presión.
- **Generación de energía mecánica:** La combustión del gas dentro del motor produce una explosión que mueve los pistones o las turbinas, creando energía cinética en forma de movimiento.
- **Conversión a energía eléctrica:** Esta energía cinética se convierte en energía mecánica en el eje del motor y se transmite a un generador eléctrico. El generador utiliza el principio de inducción electromagnética para convertir la energía mecánica en eléctrica. Esto se logra mediante la rotación de un rotor dentro de un estator con bobinas de alambre, lo que induce una corriente eléctrica.
- **Salida de energía eléctrica:** Finalmente, la electricidad generada se distribuye a través de cables y está disponible para su uso en hogares, empresas o industrias, según el propósito del generador.

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

Criterio de selección de la plataforma “DRTA”

Basado en la información de la Tabla 2 de producción por plataforma, se puede analizar la producción de gas (medida en MSCF - Miles de Pies Cúbicos Estándar por día) en la plataforma DRTA:

Tabla 2: Producción de gas de los pozos de la plataforma “DRTA”

Pozo	MSCF
DRTA-008	265,00
DRTA-009	265,00
DRTA-010	231,00
DRTA-012	335,00
DRTA-014	225,00
Total	1321

- Reducción de emisiones: En lugar de quemar el gas o liberarlo a la atmósfera, se re-inyecta, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y cumpliendo con regulaciones ambientales.
- Aumento de la producción: La re-inyección puede ayudar a mantener la presión del yacimiento, lo que puede mejorar la producción de petróleo a largo plazo.
- Aprovechamiento de recursos: El gas que antes se perdía ahora se utiliza, lo que aumenta la eficiencia y rentabilidad de la operación.
- Sistema de Compresión: La cantidad de gas producida (1321 MSCF en total) es un dato clave para el diseño del sistema de compresión. El sistema debe tener la capacidad adecuada para comprimir y re-inyectar este volumen de gas de manera eficiente.

Sistema de compresión de gas

La tabla 3, presenta una evaluación del estado mecánico de los equipos que conforman el proceso de prueba de producción de la plataforma “DRTA”, compuesta de tres componentes críticos: el Cabezal, la Línea de flujo y el MANIFOLD. El análisis revela que cada uno de estos componentes se encuentra en un estado "Operativo". Esto implica que, al momento del análisis, estos elementos del equipo están funcionando de manera adecuada y cumplen con los requisitos para su uso previsto, sin presentar fallas o deficiencias que impidan su correcto desempeño.

Tabla 3: Análisis de estado

Equipo	Estado Mecánico
Cabezal	Operativo
Línea de flujo	Operativo
MANIFOLD	Operativo

Se busca aprovechar el gas de los anulares y dirigirlo a través de la línea de producción. Esto mantendría constante la presión de los anulares, lo que beneficiaría el aprovechamiento del

gas con el compresor y reduciría las variaciones en los parámetros del fondo del equipo BES causadas por la liberación de gas. El petróleo en las formaciones incluye gas natural disuelto; para que fluya hacia los pozos, es necesario que la presión en el fondo de los pozos sea menor que la presión existente en la formación. A medida que el petróleo fluye hacia los pozos, el gas se separa de su solución y se acumula en el casing (Figura 9).

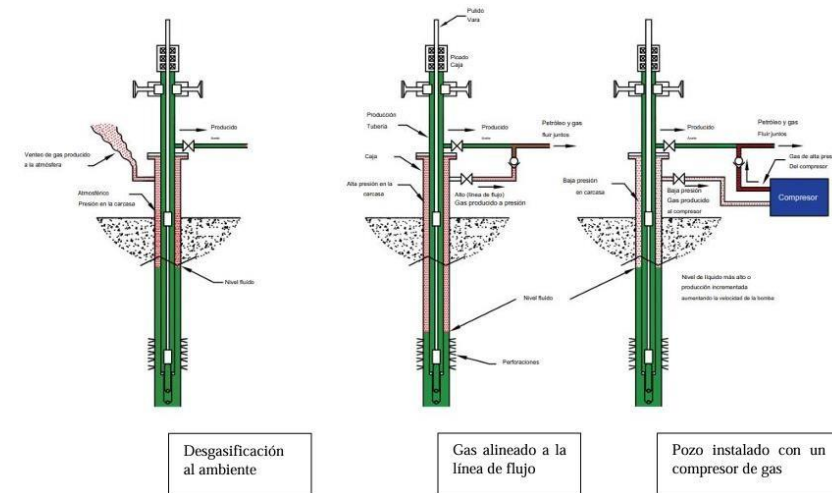


Figura 9. Liberación de gas

Fuente: (López & Muñoz, 2023)

Considerando los antecedentes de Petroecuador, una opción viable para la instalación de un compresor de gas es el modelo HVR-100 usado por la empresa (Figura 10). Esta inversión estratégica busca replicar los incrementos en la producción de crudo observados en otras plataformas del país y, al mismo tiempo, implementar una gestión adecuada del gas, evitando así posibles sanciones derivadas de recientes problemas legales relacionados con el uso de mecheros.



Figura 10. Compresor de gas HVR-100

Compresor de gas modelo HVR-100

El compresor de gas modelo HVR-100 es un diseño antiguo y bien establecido que utiliza un pistón de movimiento recíproco para comprimir gas al expandir y contraer el volumen dentro de una cámara¹. Este compresor puede manejar diferentes tipos de gases, incluyendo

gas derivado del aire, gas de proceso y gas de campo¹. Los compresores HVR-100 se encuentran comúnmente en configuraciones de simple efecto que realizan la compresión en una sola dirección y de doble efecto que realizan la compresión en ambos sentidos de la carrera del pistón.

Succión: Al descender el pistón y cerrarse la válvula de descarga, se genera un vacío. La presión interna disminuye hasta ser menor que la de succión, abriendo la válvula de entrada y permitiendo el llenado de la cámara, ver Figura 11.

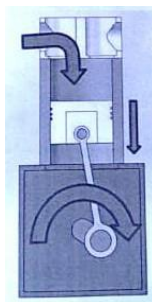


Figura 11. Proceso de succión

Fuente: (Schlumberger SBL, s.f.)

Descarga: Al ascender el pistón y cerrarse la válvula de entrada, la presión en la cámara aumenta hasta alcanzar la presión de descarga (P). Esto provoca la apertura de la válvula de descarga y la expulsión del gas a medida que el volumen se reduce, ver Figura 12.

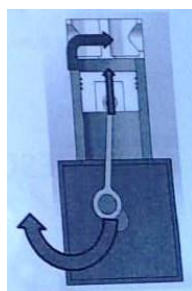


Figura 12. Proceso de descarga

Fuente: (Schlumberger SBL, s.f.)

La potencia hidráulica se suministra desde el paquete hidráulico a una válvula direccional que dirige el flujo de aceite a un cilindro hidráulico de doble acción, ver Figura 13. Las válvulas de retención en los puertos de succión y descarga del cilindro controlan el flujo de gas que entra y sale del cilindro. La instrumentación conectada a un PCL en el panel de control brinda un control preciso sobre los parámetros operativos del compresor.

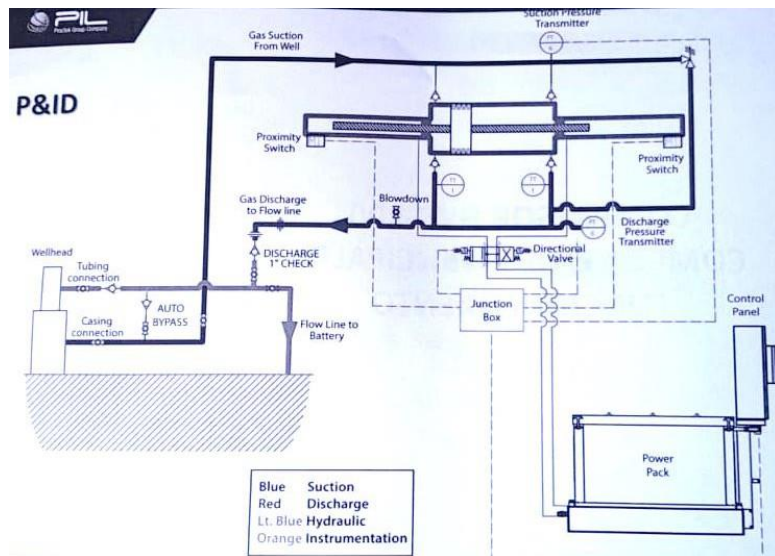


Figura 13. Funcionamiento del compresor de gas

Fuente: (Schlumberger SBL, s.f.)

Condiciones de operación

El sistema opera con una presión de succión de 60-80 psi y una presión de descarga de 180-200 psi. El fluido es una corriente de gas saturado con agua, cuya composición principal es metano, aunque también contiene hidrocarburos de cadena más larga (Figura 14).

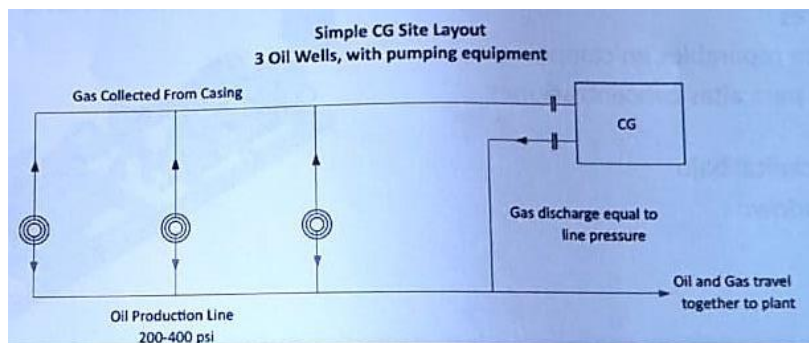


Figura 14. Operación del compresor de gas

Fuente: (Schlumberger SBL, s.f.)

El compresor HVR-100 reducirá la presión de succión hasta el setpoint objetivo (SP). Elevará la presión hasta la presión de la línea de flujo. Cuando la presión de succión se aproxime al setpoint, los SPM (strokes per minute) del compresor se reducirán. Cuando la presión de succión aumente (se añade un pozo), automáticamente el compresor incrementará los SPM. Si la presión de succión no se reduce en un ahora o más, quiere decir que el flujo de gas es superior a la capacidad del compresor.

Implementación de compresor de gas

FASE I: Diagnóstico y evaluación preliminar

- Presión de cabeza vs anular: Esta evaluación compara las presiones e implica el análisis de la diferencia de presión (Delta P). Un Delta P elevado puede indicar una restricción en la tubería de producción. El monitoreo continuo permite una detección temprana de problemas y la implementación de medidas correctivas oportunas.
- Parámetros Eléctricos/operativos: Esta etapa implica el análisis detallado de los datos operativos del equipo, como la eficiencia de la bomba (en el caso de BES), la frecuencia de operación, el factor de potencia y la temperatura del motor. Estos parámetros permiten evaluar el estado de salud del equipo y optimizar su rendimiento.
- Prueba de producción: Esta prueba incluye un muestreo del fluido para análisis en laboratorio, determinando la gravedad API del petróleo, el contenido de agua y sedimentos (B&S), la relación gas-petróleo (RGP) y la presencia de contaminantes como sulfuro de hidrógeno (H₂S) o dióxido de carbono (CO₂).

FASE II: Control de gases y estabilización

- Recuperación del gas: El gas producido en el espacio anular, es recuperado mediante un sistema de compresión.
- Compresión: El compresor HVR-100, aumenta la presión del gas recuperado. La compresión en boca de pozo reduce la presión en la cabeza del pozo, facilitando el aumento de los caudales de gas.
- Re-inyección: El gas de inyección generalmente se transporta a través del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. El gas se inyecta en el espacio anular en intervalos periódicos selectivos. Los ciclos de inyección se regulan en función de la acumulación de los fluidos en el pozo.

FASE III: Verificación, optimización y cierre del proceso

- Verificación de Parámetros Eléctricos/operativos: Si algún parámetro está fuera de rango, se debe activar un protocolo de investigación y solución de problemas. La documentación detallada de cada paso del proceso y de las acciones correctivas tomadas es fundamental para el análisis posterior y la mejora continua.
- Comprobación con prueba de producción: Esta comprobación final debe confirmar que la producción cumple con los objetivos establecidos en términos de caudal, calidad y estabilidad. Se deben comparar los resultados con los datos de referencia históricos para identificar posibles desviaciones y tendencias.

Generador eléctrico de gas natural

Himoinsa es una marca global reconocida por sus generadores eléctricos, incluyendo modelos que funcionan con gas natural. Ofrece una amplia gama de productos, incluyendo conjuntos de generadores diésel y de gas, torres de iluminación, paneles de control y sistemas de paralelismo para energía de emergencia, primaria, pico y distribuida. Considerando los antecedentes de Petroecuador, una opción viable para la instalación del generador eléctrico de gas natural es el modelo HGP-200 T5 NG, ver Figura 15.



Figura 15. Generador eléctrico de gas natural

Fuente: (Himoinsa a yanmar company, 2025)

Generador eléctrico modelo HGP-200 T5 NG.

Este modelo un generador de gas natural insonorizado, adecuado para instalaciones fijas que necesitan una fuente de energía eficiente y respetuosa con el medio ambiente, ver Tabla 4. Es ideal para instalaciones que requieren una mayor capacidad de energía.

Tabla 4: Generador eléctrico de gas natural

Características del HGP-200 T5 NG	
Potencia	
Potencia Nominal (PRP):	160 kW
Potencia de Emergencia (ESP):	176 kW (176 kW PRP y 196 kW ESP en configuraciones especiales).
Potencia en kVA:	200 kVA (220 kVA en configuraciones de emergencia).
Especificaciones del Motor	
Fabricante:	PSI
Modelo:	11.1L
Tipo de Motor:	Ciclo Otto 4 tiempos
Velocidad Nominal:	1,500 rpm.
Generador	
Fabricante:	STAMFORD
Modelo:	UCI274H
Tipo de Conexión:	Estrella (Star-series)
Clase de Aislamiento:	H
Enclosure:	IP23.
Dimensiones y Peso	
Versión Abierta (Open Skid):	Longitud 3,310 mm, Altura 1,839 mm, Ancho 1,390 mm. Peso con líquidos 2,390 kg.
Versión Insonorizada:	Longitud 4,100 mm, Altura 2,200 mm, Ancho 1,600 mm. Volumen máximo de envío 14.43 m³.
Consumo de Combustible	
Consumo a 100% PRP:	52.4 Nm³/h
Consumo a 70% PRP:	38.16 Nm³/h
Consumo a 50% PRP:	28.8 Nm³/h.
Sistema de Control:	Paneles de control digitales como CEM7 y CEA7, con opciones de arranque automático y protección térmica.

Condiciones de operación

Las condiciones de operación para un generador eléctrico como el HGP-200 T5 NG de Himoinsa incluyen varios parámetros que deben ser considerados para asegurar un funcionamiento óptimo y seguro.

Temperatura y Humedad:

- Temperatura de Operación: Idealmente entre -20°C y 40°C, aunque puede variar según el modelo y las condiciones ambientales.
- Humedad Relativa: Debe mantenerse por debajo del 80% para evitar condensación.

Altitud:

- Altitud Máxima: Los generadores pueden operar hasta ciertas altitudes sin necesidad de ajustes significativos. Sin embargo, por encima de los 1,000 metros, puede ser necesario realizar ajustes para mantener la eficiencia.

Sistema de Combustible:

- Gas Natural: El generador funciona con gas natural, por lo que es crucial asegurar un suministro constante y seguro de este combustible.

Mantenimiento Regular:

- Programa de Mantenimiento: Es esencial establecer un programa regular de mantenimiento para asegurar la longevidad del generador y prevenir fallos.

Condiciones de Instalación:

- Accesibilidad: El generador debe instalarse en un lugar accesible para facilitar el mantenimiento y reparación.
- Ventilación: Asegurar una buena ventilación para evitar la acumulación de gases y mantener un ambiente seguro.

Implementación de generador eléctrico de gas natural

1. Evaluación de necesidades

- Potencia requerida: determinar la potencia total necesaria para alimentar todos los equipos en la plataforma.
- Disponibilidad de combustible: asegurarse de que el gas natural esté disponible y sea económico en el área.
- Condiciones ambientales: considerar la resistencia del generador a condiciones extremas como calor, humedad y vibraciones.

2. Selección del lugar

- Accesibilidad: asegurarse de que el lugar sea accesible para el mantenimiento y reparación.
- Ventilación: garantizar una buena ventilación para evitar la acumulación de gases.
- seguridad: alejarlo de áreas peligrosas o con riesgo de explosión.

3. Instalación del generador

- Montaje: realizar el montaje del generador en un soporte adecuado para minimizar vibraciones.
- Conexión eléctrica: conectar el generador al sistema eléctrico de la plataforma, asegurando que cumpla con los estándares de seguridad.
- Sistema de control: instalar un sistema de control que permita el arranque automático y la monitorización del funcionamiento.

4. Conexión de combustible

- Línea de gas: conectar la línea de gas natural al generador, asegurando que esté bien sellada y segura.
 - Sistema de alimentación: implementar un sistema de alimentación de gas que permita un flujo constante y seguro.
5. Pruebas y puesta en marcha
- Pruebas de funcionamiento: realizar pruebas para asegurar que el generador funcione correctamente y cumpla con los requisitos de potencia.
 - Calibración: calibrar el sistema de control para optimizar el rendimiento y la eficiencia.
6. Mantenimiento regular
- Programa de mantenimiento: establecer un programa regular de mantenimiento para asegurar la longevidad del generador y prevenir fallos.
 - Monitoreo continuo: monitorear continuamente el funcionamiento del generador para detectar cualquier problema potencial.
 - Consideraciones específicas para plataformas petroleras
 - Seguridad: cumplir con todos los estándares de seguridad para evitar riesgos de explosión o incendio.
 - Resistencia a la corrosión: asegurarse de que los componentes del generador sean resistentes a la corrosión para soportar el entorno marino o industrial.
 - Capacidad de respuesta: asegurar que el generador pueda responder rápidamente a cambios en la demanda de energía.

CAPITULO IV

PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Aspectos ambientales y económicos del compresor de gas

- Reducción de emisiones: La compresión de gas natural contribuye a disminuir las emisiones contaminantes, minimizando la liberación de gases de efecto invernadero.
- Eliminación de ventas: Se implementa un sistema para aprovechar el gas del espacio anular de la plataforma petrolera, en lugar de quemarlo o liberarlo a la atmósfera.
- Disminución de olores: La recuperación de gases reduce los malos olores y otros peligros asociados con las emisiones de gas.
- Aprovechamiento energético: El gas de anular no tiene un aprovechamiento energético de generación o para consumo, debido a los altos costos que representan el manejo, almacenamiento y uso del gas. La centralización de la captación de gas para su aprovechamiento es una opción viable a mediano y largo plazo.
- Autoproducción de gas: Esta elimina numerosas entregas y retiradas de cilindros y prescindir de innumerables movimientos de camiones, lo que conlleva una reducción de las emisiones de dióxido de carbono debidas a los constantes transportes.
- Eficiencia energética: Las nuevas tecnologías aplicadas a los sistemas de compresión permiten mejorar la eficiencia en la compresión del gas natural, reduciendo las pérdidas energéticas y optimizando el consumo de recursos.
- Evitar sanciones de parte de legislaciones nacionales

Aspectos ambientales y económicos del generador eléctrico de gas natural

- Eficiencia Energética: Son eficientes en la conversión de energía química en electricidad, con pérdidas mínimas.
- Flexibilidad Operativa: Estos generadores ofrecen modos de operación flexibles, permitiendo arranques rápidos y ajustes de potencia según las fluctuaciones de la demanda.
- Menor Impacto Ambiental: En comparación con los generadores diésel, los de gas natural suelen tener menores emisiones de gases contaminantes.
- Costo de Instalación: Aunque los generadores de gas natural son más eficientes, su costo de compra e instalación es generalmente más alto que el de los generadores diésel.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- La implementación de sistemas de compresión en plataformas reduce la presión en las tuberías y elimina la contrapresión, facilitando la producción y extendiendo la vida útil de las plataformas de petróleo y gas. Al reducir la presión en el espacio anular, se optimiza el flujo de gas y se evita la disminución de la presión en el fondo del pozo, lo que puede generar mayores caudales de gas.
- La implementación del compresor de gas HVR-100 máxima la eficiencia y mejora la presión diferencial. El diseño minimiza el área de instalación y reduce los costos de inversión y explotación. Además, es ideal y adecuado para gases críticos como gas de antorcha y gases contaminados.
- La recuperación de gas anular mediante sistemas de compresión disminuye la necesidad de ventear gas a la atmósfera, minimizando la contaminación ambiental y reduciendo el riesgo de atmósferas explosivas. Este gas recuperado puede ser utilizado como combustible, optimizando el uso de los recursos y disminuyendo la dependencia de otras fuentes de energía.

Recomendaciones

- Realizar evaluaciones periódicas del rendimiento del sistema de compresión para identificar oportunidades de mejora en la eficiencia energética y la capacidad de compresión. Esto puede incluir ajustes en los parámetros operativos, la implementación de tecnologías de control más avanzadas o la optimización de la configuración del compresor para adaptarse a las condiciones cambiantes de los pozos.
- Implementación de un sistema de monitoreo y diagnóstico predictivo: Establecer un sistema de monitoreo en tiempo real que permita supervisar continuamente el estado y el rendimiento del compresor. Utilizar análisis de datos y técnicas de aprendizaje automático para predecir posibles fallas o problemas de mantenimiento, lo que permitirá realizar intervenciones preventivas y evitar tiempos de inactividad no planificados.
- Ofrecer programas de capacitación avanzada para el equipo técnico, enfocándose en el mantenimiento predictivo y correctivo del compresor HVR-100, así como en la optimización del sistema de compresión en condiciones variables de los pozos. Incluir módulos sobre la gestión de la seguridad y el manejo de emergencias, asegurando una respuesta rápida y eficaz ante cualquier eventualidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Acción de Protección Constitucional, 21201202000170 (Dr. Juan Salazar y Dr. Carlos Moreno 29 de Julio de 2021). Obtenido de <https://bit.ly/4baC3iC>
- EP Petroecuador. (2023). *Informe estadístico enero-marzo 2023 (Información Provisional)*. EP Petroecuador.
- EP Petroecuador. (2025). *Informe Estadístico Mensual Enero - Diciembre 2024 (Información Provisional)*. EP Petroecuador. Obtenido de <https://bit.ly/3XTwAHB>
- Fabara, J. (2013). *Optimización de la hidráulica para brocas de perforación en los campos Auca y Drago de EP PETROECUADOR*. Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bit.ly/4kaAYvd>
- Gómez, J. (2016). *Propuesta conceptual para el aprovechamiento del gas de anulares de los pozos de un campo colombiano*. Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://bit.ly/4ibCqfn>
- Grupos Electrogénos y Servicios Eléctricos de México S.A. de C.V. (2023). *Cómo funciona un generador eléctrico a gas*. Obtenido de <https://bit.ly/3R5Xpoa>
- Himoinsa a yanmar company. (2025). *Modelo HGP-200 T5 NG*. Obtenido de <https://bit.ly/420VuaJ>
- La Hora. (2023). Ecuador en el puesto 22 entre los 30 países que más queman gas asociado a la actividad petrolera. *La Hora*. Obtenido de <https://bit.ly/4i1LTWq>
- López, E., & Muñoz, A. (2023). *Implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift en pozos petroleros del campo Palo Azul, mediante el software PROSPER*. Universidad Estatal de la Península de Santa Elena. Obtenido de <https://bit.ly/41szFAP>
- Martínez, I. (12 de Agosto de 2024). *Ecuador: La quema de gas en los mecheros petroleros en la Amazonía amenaza los derechos humanos*. Obtenido de Amnistía Internacional: <https://bit.ly/3EY2RXg>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR). (2018). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2018*. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Obtenido de <https://bit.ly/436x9kX>
- Mongabay Latam y GK. (2020). *“Apaguen los mecheros”: niñas acuden a la justicia para frenar la quema de gas en la Amazonía de Ecuador*. Obtenido de Mongabay: <https://bit.ly/3EORi4O>
- Schlumberger SBL. (s.f.). Compresor de gas asociado HVR-100.