ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

ENAP SIPETROL S.A.

2026

ENAP SIPETROL S.A. Y FILIALES
ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS POR EL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Enap Sipetrol S.A. y filiales, para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2026, y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2025, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultado, su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2025.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros Consolidados Intermedios y sus notas explicativas, y de su lectura conjunta con estos últimos se podrá obtener una conclusión más integral sobre los temas expuestos.

1.- RESUMEN EJECUTIVO

ENAP Sipetrol S.A. y filiales ("ENAP Sipetrol") registró una utilidad de US$ 132,1 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de US$55,2 millones (71,8%) respecto de los US$76,9 millones obtenidos en el mismo período de 2025.

La Ganancia antes de impuestos (RAI) ascendió a US$ 141,2 millones, al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de US$ 12,0 millones respecto del mismo periodo de 2025. Esta variación positiva se explica por mayores ingresos de crudo que percibe la agencia en Ecuador asociados principalmente al aumento del precio del Brent y a un ajuste de las tarifas; junto con mayores volúmenes, favorecidos por una base de comparación más baja en 2025, período que estuvo afectado por la suspensión de bombeo en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). Estos efectos, fueron parcialmente compensados por menores ingresos en Egipto debido a la declinación natural de los campos, junto con mayores costos de ventas asociados al incremento del cargo por agotamiento y una mayor provisión por participación de los trabajadores en Ecuador, consistente con los mejores resultados registrados. Por otra parte, al 30 de septiembre de 2025, se reconoce una pérdida por la venta de la operación en Argentina de US$ 26,7 millones.

El EBITDA Consolidado de ENAP Sipetrol ascendió a US$ 201,9 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un incremento de 16,8% respecto de los US$ 172,9 millones obtenidos en el mismo período de 2025,

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	298,7	272,3	26,4	9,7%
Costos de ventas	(160,7)	(150,2)	(10,5)	7,0%
Margen bruto	**138,0**	**122,1**	**15,9**	**13,0%**
Gasto de administración	(14,4)	(12,6)	(1,8)	14,3%
Otros gastos, por función	(9,0)	(8,0)	(1,0)	12,5%
Ganancia de actividades operacionales	**114,6**	**101,5**	**13,1**	**12,9%**
Otras pérdidas	0,0	(26,7)	26,7	100,0%
Ingresos financieros	28,4	28,0	0,4	1,4%
Costos financieros	(1,7)	(1,4)	(0,3)	21,4%
Diferencias de cambio	(0,1)	1,1	(1,2)	>100,0%
Ganancia antes de impuestos	**141,2**	**102,5**	**38,7**	**37,8%**
Ganancia (gasto) por impuestos a las ganancias	(9,1)	(25,6)	16,5	64,5%
Ganancia del período	**132,1**	**76,9**	**55,2**	**71,8%**

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos por venta al 30 de septiembre de 2026 ascendieron a 298,7 millones, lo que representa un aumento de US$ 26,4 millones en comparación con mismo periodo de 2025 (US$ 272,3 millones), explicado principalmente por un efecto precio positivo en Egipto debido al mayor precio del Brent (Real 2026: 88,9 US$/bbl; Real 2025: 66,6 US$/bbl) y ajuste de las tarifas que percibe la agencia en Ecuador. Adicionalmente, existe un efecto volumen positivo en Ecuador explicado por una base de comparación más baja en 2025 producto del evento exógeno SOTE, que se contrarresta en parte por la declinación natural en Egipto.

COSTOS DE VENTAS

El costo de producción aumentó US$10,5 millones explicado principalmente por mayor cargo por cuota de agotamiento y mayor provisión de participación de los trabajadores, como consecuencia de los mejores resultados registrados en Ecuador. Adicionalmente, Egipto presenta mayores costos de transporte de crudo fuera de especificación y energía. Lo anterior, se compensa parcialmente con menores costos en Ecuador por menor actividad de workover y menor consumo diésel.

MARGEN BRUTO

Por otro lado, el Margen Bruto aumentó desde US$ 122,1 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$ 138,0 millones en mismo periodo de 2026. Este aumento se explica por mayores ingresos asociados al alza del precio internacional de crudo Brent y efecto volumen positivo en Ecuador, en comparación con 2025, que fue afectado por evento exógeno SOTE. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos operacionales en Ecuador (mayor cargo por cuota de agotamiento asociado a una mayor producción y provisión por participación de los trabajadores) y Egipto (mayores costos transporte de crudo fuera de especificación y alza en costos de energía).

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros gastos por función, presenta un aumento de US$ 1,0 millones al pasar de US$8,0 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$9,0 millones al 30 de septiembre de 2026, por mayores costos de exploración y pozos secos.

Las Otras pérdidas presentan una variación positiva de US$ 26,7 millones, entre ambos periodos, asociado a un cargo realizado por una vez en el año 2025, debido al resultado de la venta de las operaciones en Argentina, durante el primer semestre de 2025.

Las Diferencias de cambio presentan una pérdida de US$ 1,2 entre ambos periodos, asociado a la exposición de saldos en moneda local en Chile los cuales se apreciaron respecto al dólar.

Los Gastos por impuesto a las ganancias disminuyeron en US$ 16,5 millones comparado con mismo período del año anterior, el monto es menor debido principalmente a reconocimiento en 2026 de créditos fiscales proveniente de los impuestos pagados en Egipto durante el año 2025, aplicado a los Impuestos a las rentas pasivas en Uruguay (modificaciones en la normativa del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE)).

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-26	dic-25	Var. US$	Var.%
Activos corrientes	1.111,1	981,4	129,7	13,2%
Activos no corrientes	544,8	569,5	(24,7)	4,3%
ACTIVOS	**1.655,9**	**1.550,9**	**105,0**	**6,8%**

Al 30 de septiembre de 2026, el total de activos registró un aumento neto de US$ 105,0 millones en comparación con el total al 31 de diciembre de 2025.

Este aumento se explica principalmente por el efecto de las variaciones observadas en los saldos de los siguientes rubros:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** disminuyeron en US$7,3 millones (8,3%) al pasar de US$87,9 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$80,6 millones al 30 de septiembre de 2026. Debido al resultado operacional del periodo.

- **Otros activos financieros, corrientes** aumentaron en US$80,5 millones al 30 de septiembre de 2026. Debido al inversiones en depósitos a plazo superiores a 90 días.

- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar** disminuyeron en US$56,8 millones (39,5%) al pasar de US$143,9 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$87,1 millones al 30 de septiembre de 2026. Principalmente por la cobranza de la cuenta por cobrar con EGPC durante el primer semestre del año 2026.

- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** aumentaron en US$111,7 millones (14,9%) al pasar de US$749,5 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$861,2 millones al 30 de septiembre de 2026. Este aumento se debe a mayores transferencias de saldos a la Empresa Matriz ENAP, producto de la cobranza a EGPC y el resultado operacional.

- **Propiedades, planta y equipo** disminuyeron desde los US$535,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 516,6 millones al 30 de septiembre de 2026, representando una disminución neta de US$19,2 millones. Los principales movimientos de la cuenta corresponden a adiciones por US$66,5 millones, y depreciaciones, amortizaciones y otros abonos por US$85,7 millones.

PASIVOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	sept-26	dic-25	Var. US$	Var.%
Pasivos corrientes	77,6	107,9	(30,3)	28,1%
Pasivos no corrientes	20,7	16,9	3,8	22,5%
Total pasivos	**98,3**	**124,8**	**(26,5)**	**21,2%**
Patrimonio	1.557,6	1.426,1	131,5	9,2%
Total pasivos y patrimonio	**1.655,9**	**1.550,9**	**105,0**	**6,8%**

Al 30 de septiembre de 2026 los pasivos totales de la Empresa registraron una disminución de US$26,5 millones respecto del cierre de 2025. Esta disminución se desglosa principalmente de la siguiente manera:

- **Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar** disminuyó en US$11,4 millones, al pasar de US$63,2 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$51,8 millones al 30 de septiembre de 2026. Esta disminución se debe principalmente a menor provisión por participación de utilidades de acuerdo con ley ecuatoriana por US$ 3,4 millones y menores saldos al cierre de proveedores facturados por US$8,0 millones.

- **Pasivo por impuestos corrientes** disminuyó en US$14,9 millones, al pasar de US$30,7 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$15,8 millones al 30 de septiembre de 2026. Esta disminución se debe al reconocimiento de provisión de impuestos a la renta en Uruguay al 31 de diciembre de 2025 mayor a lo devengado al 30 de septiembre de 2026.

PATRIMONIO NETO

El patrimonio aumentó desde los US$ 1.426,1 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 1.557,6 millones al 30 de septiembre de 2026 producto de la utilidad del periodo de US$ 132,1 millones, y otros cargos patrimoniales por US$ 0,6 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo al 30 de septiembre de 2026 y 2025 son los siguientes:

- Los flujos de efectivo procedentes de actividades de operación aumentaron en US$123,8 millones, entre un período y otro, debido incremento en la cobranza de cuentas por cobrar principalmente en Egipto y por el resultado operacional.
- Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión aumentaron en US$ 101,6 millones producto de inversiones en instrumentos financieros y mayores aportes de flujo a la Matriz ENAP a través de cuenta corriente mercantil.
- Los flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación aumentaron en US$ 1,1 millones, por mayores pagos de pasivos por arrendamientos financieros.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Estados de Flujos de Efectivos	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	240,3	116,5	123,8	>100,0%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(244,1)	(142,5)	(101,6)	71,3%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(3,1)	(2,0)	(1,1)	55,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	**(6,9)**	**(28,0)**	**21,1**	**0,8**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(0,3)	0,9	(1,2)	>100,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	**(7,2)**	**(27,1)**	**19,9**	**0,7**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	87,9	85,3	2,6	3,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	**80,6**	**58,0**	**22,6**	**39,0%**

5.- EBITDA

El EBITDA de US$201,9 millones al 30 de septiembre de 2026, se compara con los US$172,9 millones obtenidos en el mismo periodo de 2025. El detalle es el siguiente:

EBITDA	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	**114,6**	**101,5**	**13,1**	**12,9%**
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	82,8	67,7	15,1	22,3%
Otros cargos / abonos a resultados	4,5	3,7	0,8	21,6%
EBITDA	**201,9**	**172,9**	**29,0**	**16,8%**

6.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO

Los principales indicadores financieros de liquidez, actividad y rentabilidad de Enap Sipetrol S.A., se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente [1]	(veces)	14,32	9,10	5,22	57,4%

[1] Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

ACTIVIDAD Activos		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Activos totales [1]	(Millones US$)	1.655,9	1.550,9	105,0	6,8%
Activos promedio [2]	(Millones US$)	1.603,4	1.504,3	99,1	6,6%

[1] Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

[2] Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

RENTABILIDAD		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio [1]	(porcentaje)	9,68	6,45	3,23	50,1%
Rentabilidad de activos [2]	(porcentaje)	9,01	5,94	3,07	51,6%
Utilidad por acción [3]	(US$)	1,73	1,07	0,66	61,7%

[1] Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

[2] Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

[3] Utilidad (pérdida) por acción = Resultado últimos 12 meses / Número de acciones

7.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS

Respecto a los principales activos de la Sociedad, cabe mencionar lo siguiente:

La Sociedad evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida en la NIC 36.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- Propiedades, Planta y Equipos
- Inversiones en Sociedades Filiales y Asociadas
- Otros Activos no Corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso de que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Sociedad determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros Consolidados Intermedios.

De acuerdo con las normas de la Comisión para el Mercado Financiero, las inversiones en empresas filiales y asociadas se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas, según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

8.- SITUACIÓN DE MERCADO

Entre enero y septiembre de 2026, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 88,9 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, situándose 19,0 US$/bbl por sobre el valor registrado en igual período de 2025 (69,9 US$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE. UU. alcanzó un promedio de 83,8 US$/bbl, superior en 17,1 US$/bbl al de enero–septiembre de 2025 (66,6 US$/bbl).

Contexto mercado del petróleo:

Durante el transcurso del año 2026, el Brent ICE registró una elevada volatilidad. El crudo inició el año en torno a los 60 US$/bbl y posteriormente superó los 110 US$/bbl, con episodios puntuales por encima de los 118 US$/bbl, sus niveles más altos del período.

En enero predominaron los factores alcistas. Las condiciones climáticas adversas en EE. UU. afectaron la producción de energía y contribuyeron a la reducción de los inventarios, mientras que la firme demanda europea ajustó los balances de combustibles en la cuenca del Atlántico. A ello se sumaron las tensiones en torno a Venezuela, que elevaron la incertidumbre sobre la continuidad de sus exportaciones, y la mantención de los recortes de producción de la OPEP+, que reforzó la percepción de una oferta global restringida.

En febrero, el Brent promedió cerca de 70 US$/bbl. Las expectativas de una eventual flexibilización de los recortes de producción de la OPEP+ a partir de abril comenzaron a moderar las presiones alcistas. Sin embargo, hacia fines de mes, la escalada del conflicto entre EE. UU., Israel e Irán cambió abruptamente el escenario e impulsó los precios a niveles no observados desde el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022. La atención del mercado se concentró en los riesgos para el tránsito por el Estrecho de Ormuz, corredor estratégico por el que circulan cerca del 20% del comercio mundial de crudo, alrededor de 5 MMbbl/d de productos refinados y aproximadamente el 15% del comercio global de gas natural.

En abril, un alto el fuego de 60 días dio paso a las negociaciones entre EE. UU. e Irán. No obstante, las conversaciones no lograron avances concretos ante la negativa iraní a abandonar su programa nuclear. El Estrecho de Ormuz permaneció cerrado y EE. UU. mantuvo su bloqueo naval, lo que sostuvo una elevada prima de riesgo geopolítico en los precios del crudo.

En mayo, las negociaciones continuaron en medio de episodios recurrentes de tensión militar y declaraciones contradictorias de ambas partes, lo que dificultó alcanzar un acuerdo definitivo. A comienzos de junio, sin embargo, se fortalecieron las expectativas de una salida diplomática y los precios comenzaron a moderarse.

Finalmente, el 14 de junio se anunció un acuerdo preliminar entre EE. UU. e Irán, que provocó una fuerte corrección a la baja del Brent ICE y lo situó nuevamente por debajo de los 80 US$/bbl.

La estabilidad fue transitoria. En julio expiró el acuerdo de desescalada y EE. UU. restableció el bloqueo naval y reimpuso sanciones al petróleo iraní. En respuesta, Irán volvió a restringir el tránsito por el Estrecho de Ormuz y endureció sus exigencias económicas. En paralelo, los hutíes intensificaron sus ataques en el mar Rojo, convirtiendo al Estrecho de Bab el-Mandeb en un segundo cuello de botella para el comercio energético global. Este escenario elevó nuevamente la prima de riesgo geopolítico y llevó al Brent a superar los 90 US$/bbl.

En agosto persistió la incertidumbre sobre una posible reapertura del Estrecho de Ormuz. Las negociaciones entre Irán, EE. UU. y Omán registraron avances parciales, aunque sin resultados concretos. A ello se sumaron los ataques contra embarcaciones comerciales e infraestructura energética regional. Rusia, por su parte, mantuvo las restricciones a sus exportaciones de diésel debido a los ataques ucranianos contra su sistema de refinación. En conjunto, estos factores mantuvieron al Brent en torno a los 90 US$/bbl y los márgenes de los combustibles refinados en niveles elevados.

En septiembre, el conflicto volvió a intensificarse, con ataques directos entre EE. UU. e Irán y daños a la infraestructura energética de Arabia Saudita por ataques hutíes contra refinerías y campos petroleros. A ello se sumó el cierre preventivo del oleoducto Este-Oeste, cuya capacidad se sitúa en torno a los 7 MMbbl/d. Estos acontecimientos acentuaron los riesgos para el suministro global e impulsaron al Brent por sobre los 100 US$/bbl.

Existen varios factores que impactaron el precio del petróleo:

Factores a la baja:

Expectativa de aumento de producción por parte de la OPEP+:
A comienzos de año, la posibilidad de que el grupo incrementara su oferta generó preocupación por un eventual excedente de crudo y planteó dudas sobre su capacidad para mantener el equilibrio del mercado global.
La OPEP+ ha devuelto gradualmente casi 1,65 MMbbl/d al mercado a la fecha. Adicionalmente, el grupo tiene previsto un aumento adicional de 188 kbbl/d en octubre, como parte del retorno parcial de su producción.

Mayor producción de Venezuela y reincorporación al mercado:
Luego de los acontecimientos del 3 de enero, cuando militares de EE.UU. ingresaron a Venezuela y capturaron al presidente Nicolás Maduro, las reservas petroleras del país volvieron a estar en el foco del mercado. La producción petrolera de Venezuela aumentó un 10% y volvió a superar el millón de barriles diarios en febrero, por primera vez desde junio de 2019. En mayo, alcanzó niveles cercanos a 1,2 MMbbl diarios, estancándose en ese nivel en agosto. El país permitió la entrada de capital privado y extranjero en su industria petrolera, mediante una reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos en el marco de las negociaciones con EE.UU. Para 2026, se espera que la producción petrolera venezolana pueda promediar en torno a 1,3 MMbbl/d. En lo que va del 2026, la producción ha aumentado un 30% desde los 924 kbbl/d de enero, cuando EE. UU. mantenía un bloqueo a los buques petroleros sancionados que entraran y salieran de Venezuela.

Entre enero y septiembre de 2026, la intervención de EE. UU. en Venezuela reconfiguró los destinos de las exportaciones de crudo venezolano. Respecto de igual período de 2025, la participación de China cayó del 72% al 0%, mientras que la de EE. UU. aumentó del 16% al 57% y la de India pasó del 4% al 22%. El 28 de agosto, Donald Trump y Delcy Rodríguez anunciaron un acuerdo, para la explotación de una quinta parte de las reservas

de crudo de Venezuela mediante una compañía en la que el gobierno de EE. UU. tiene una participación accionaria del 35%.

Apertura temporal a crudo ruso para aliviar el déficit de oferta
Para mitigar la escasez de suministro derivada del conflicto en Medio Oriente, Washington anunció el 5 de marzo una exención de sanciones por 30 días para las compras de petróleo ruso en alta mar realizadas por compradores indios. Posteriormente, la medida fue extendida a todos los compradores hasta el 17 de junio fecha en que el Gobierno de EE. UU. decidió no renovar la prórroga temporal y permitió que la exención expirara.

Factores al alza, factores geopolíticos:

Conflicto en Medio Oriente:
Desde el inicio del conflicto, el 28 de febrero, los precios del petróleo comenzaron a subir y superaron la barrera de los 100 US$/bbl a mediados de marzo, en un contexto en que un enfrentamiento inicialmente previsto como de corta duración se ha extendido por más de siete meses. Durante este período, las hostilidades afectaron infraestructura energética clave y provocaron el cierre del Estrecho de Ormuz.

El tráfico marítimo en Ormuz se redujo en torno a un 94% desde el inicio del conflicto con Irán, intensificando significativamente los riesgos sobre el abastecimiento global. En respuesta a estas disrupciones, la AIE anunció la liberación de 400 MMbbl desde las reservas estratégicas de sus países miembros, con el objetivo de mitigar las perturbaciones derivadas del conflicto. Por su parte, Japón liberó 80 MMbbl desde sus reservas estratégicas, tanto gubernamentales como privadas, a partir del 16 de marzo.

Adicionalmente, EE. UU. suspendió temporalmente la aplicación de la Ley Jones por un período inicial de 60 días, hasta mediados de agosto, permitiendo que buques extranjeros realizaran operaciones de cabotaje para el transporte de energéticos con el fin de reducir las disrupciones en el mercado. Posteriormente, en agosto de 2026, se extendió por otros 90 días.

En paralelo, Irán intensificó los ataques contra infraestructura energética en el Golfo, afectando activos petroleros en Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita y Kuwait. Entre las instalaciones impactadas destacaron Ras Laffan —responsable de cerca del 20% del suministro global de GNL—, además de refinerías clave como Ras Tanura de 550 kbbl/d, y Ruwais de 450 kbbl/d, entre otras.

El 14 de junio, EE. UU. e Irán alcanzaron un acuerdo de paz, conocido como el Memorando de Islamabad, que inició a una tregua de 60 días bajo la mediación de Pakistán. Entre las primeras medidas implementadas, EE.UU. comenzó el levantamiento del bloqueo naval sobre puertos iraníes, mientras que Irán reabrió el Estrecho de Ormuz al tránsito comercial. Sin embargo, la implementación del acuerdo se mantuvo frágil debido a la persistencia de tensiones geopolíticas, episodios de escalada militar, retrasos técnicos y acusaciones mutuas de incumplimiento. Finalmente, el acuerdo expiró el 16 de agosto sin que las partes alcanzaran un entendimiento definitivo.

Hacia fines de agosto y durante septiembre, aumentaron nuevamente la incertidumbre y las preocupaciones sobre la seguridad del suministro energético global, ante el estancamiento de las negociaciones y la persistencia de restricciones al tránsito por el Estrecho de Ormuz. Paralelamente, los ataques de los hutíes contra petroleros e infraestructura saudita elevaron los riesgos para las rutas de abastecimiento del mar Rojo y el estrecho de Bab el-Mandeb. A mediados de septiembre, los ataques al oleoducto Este-Oeste y las interrupciones operativas en el

puerto de Yanbú comprometieron la ruta alternativa de exportación saudita, cuya capacidad de transporte equivale a cerca del 4% del suministro mundial de petróleo. Estas disrupciones agravaron las restricciones de suministro y contribuyeron a que el Brent superara los 100 US$/bbl.

Conflicto Rusia-Ucrania:
La infraestructura energética de ambos países continuó siendo blanco de ataques cruzados, manteniendo la incertidumbre sobre la disponibilidad de exportaciones de crudo y productos de Rusia.

Durante las últimas semanas de junio y comienzos de julio, las ofensivas se intensificaron contra instalaciones clave, incluyendo la refinería de Omsk —la mayor del país—, la refinería de Moscú y terminales en el Mar Báltico.

A mediados de septiembre de 2026, la refinería de Kapótnia, en las afueras de Moscú, resultó dañada tras un ataque masivo con drones. Días después, un ataque de largo alcance alcanzó la refinería Lukoil-Permnefteorgsintez, una de las seis mayores de Rusia, mientras que otra instalación en la región de Rostov debió suspender temporalmente sus operaciones tras nuevos impactos. Estos eventos evidencian una intensificación de los ataques contra la infraestructura energética rusa y elevan el riesgo de interrupciones en la capacidad de refinación del país. De acuerdo con estimaciones ucranianas, la capacidad de refinación afectada habría alcanzado cerca del 45% a fines de septiembre.

Estas disrupciones presionaron el abastecimiento interno de combustibles en Rusia, provocando episodios de escasez y congestión en las estaciones de servicio. Durante el tercer trimestre de 2026, las exportaciones de diésel de 800 kbbl/d en 2025, se redujeron en más del 80% interanual debido a los daños causados por los ataques a refinerías y las restricciones gubernamentales.

Gas natural

En lo que va del 2026, el precio del gas natural en EE.UU., medido por el marcador Henry Hub, promedió 3,1 US$/MMBtu, situándose 0,4 US$/MMBtu por debajo del mismo período de 2025, cuando alcanzó 3,5 US$/MMBtu.

En enero, el Henry Hub alcanzó un máximo de 7,5 US$/MMBtu hacia fines de mes, impulsado por una mayor demanda de calefacción ante las condiciones invernales severas en el hemisferio norte.

El cierre del estrecho de Ormuz profundizó la divergencia entre los precios internacionales del GNL y el Henry Hub. Mientras el TTF europeo y el JKM asiático aumentaron un 35% y un 51%, respectivamente, frente a los niveles previos al cierre, el marcador estadounidense retrocedió un 9%, presionado por inventarios abundantes, una menor demanda estacional y limitaciones para incrementar las exportaciones en el corto plazo.

La disrupción de Medio Oriente afectó a cerca del 20% del mercado global de GNL, intensificando la competencia por cargamentos spot en Europa y Asia.

A nivel internacional, los ataques al campo gasífero South Pars/North Dome —compartido por Irán y Qatar— y al complejo de Ras Laffan, en Qatar, afectaron una parte relevante del suministro mundial de GNL, impulsando los precios al alza. En Ras Laffan, la reparación de los dos trenes de licuefacción dañados, equivalentes al 17% de la capacidad de exportación de GNL de Qatar, podría demorar entre tres y cinco años, prolongando la estrechez del suministro internacional. Por su parte, Irán informó en septiembre que había recuperado aproximadamente la

mitad de la capacidad afectada en South Pars y que proyectaba completar los trabajos de restauración previstos antes del invierno boreal de 2026.

Las exportaciones estadounidenses de GNL representan cerca del 14% del consumo total de gas natural del país, lo que limita la transmisión de las alzas internacionales al Henry Hub.

La producción de gas natural en EE. UU. alcanzó un máximo histórico de 137 mil millones de pies cúbicos diarios (Bcf/d) en julio de 2026, impulsada principalmente por la puesta en marcha de nuevos pozos en Texas y Nuevo México.

Nota a Situación de Mercado: las fuentes de información provienen de Vortexa, Argus, Platts, EIA, WM.

9.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

Enap Sipetrol S.A. realiza directa, o en asociación con terceros, fuera del territorio nacional, actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Las actividades de Enap Sipetrol S.A. son realizadas en dos segmentos, a) América Latina, que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Ecuador y b) Medio Oriente y Norte de África (MENA), que incluye operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto.

En ambos segmentos se constituyen filiales y sucursales para realizar las operaciones necesarias del negocio de la Sociedad según se señala en detalle en los estados financieros consolidados intermedios.

10.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

Enap Sipetrol S.A., a través de su matriz ENAP, mantiene un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de su matriz ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales. En este ámbito la Sociedad contrata seguros de *property*, responsabilidad civil y transporte para proteger sus activos y mitigar el riesgo.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la Sociedad y las buenas prácticas.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales.

En los ámbitos de cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la Sociedad y las buenas prácticas.

11.- HECHOS POSTERIORES A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

Con fecha 19 de octubre de 2026, ENAP Sipetrol S.A., suscribió un contrato de compraventa de acciones ("Share Purchase Agreement" o "SPA") con Petroandina Resources Corporation N.V., para la adquisición de la totalidad de las acciones emitidas por Pluspetrol Ecuador B.V., sociedad titular de derechos e intereses relacionados con actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la República del Ecuador.

El precio base de compra asciende a USD $207 millones, sujeto a los mecanismos de ajuste, intereses y demás condiciones de precio acordadas y establecidas en el SPA. Asimismo, el perfeccionamiento de la transacción se encuentra sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas habituales para este tipo de operaciones, incluyendo la obtención de las autorizaciones regulatorias y gubernamentales correspondientes en la República del Ecuador.

* * * * * *