

Hinweis zur deutschen Übersetzung

Die nachfolgende deutsche Fassung wurde automatisiert mittels Künstlicher Intelligenz aus dem englischen Original übersetzt. Trotz sorgfältiger Erstellung können Übersetzungsfehler oder inhaltliche Abweichungen auftreten. Maßgeblich und rechtlich verbindlich ist ausschließlich die englische Originalfassung.

Die englische Originalfassung beginnt auf Seite 171 dieses Dokuments.

2025 Jahresbericht



ConocoPhillips im Überblick

Stand: 31. Dezember 2025

2025 HIC-HLIC-HTS

Finanzen

- Ausschüttung von 9,0 Milliarden US-Dollar bzw. **45 % des operativen Cashflows** an die Aktionäre.
- Die **ordentliche Dividende wurde um 8 % erhöht**, was dem Ziel entspricht, ein Dividendenwachstum im obersten Quartil des S&P 500 zu erzielen.
- **Verbesserung der Nettoverschuldung um ~2 Mrd. €** im Vergleich zum Jahresende 2024.
- Die ursprünglichen Prognosen für Produktion, Investitionen und Kosten **wurden übertroffen**.

Strategisch

- Integration von Marathon Oil mit **>25 % mehr Ressourcen** und Synergiegewinnen von **>1 Milliarde Euro** integriert.
- Deutliche Fortschritte bei den Maßnahmen zur **Kostensenkung und Margenverbesserung im Umfang von über 1 Milliarde Euro** erzielt.
- Erste Abnahmevereinbarung über 5 MTPA für Port Arthur LNG Phase 1 abgeschlossen; **Gesamtabnahmevolumen beträgt nun 10 MTPA**.
- Das Jahresziel für die Treibhausgasemissionsintensität der Scope-1- und Scope-2-Emissionen **wurde erreicht**.

Operativ

- Produktion von **2.375 Tausend Barrel Öläquivalent** pro Tag.
- Das Willow-Projekt in Alaska sowie die LNG-Beteiligungsprojekte in Katar und an der US-Golfküste **wurden vorangetrieben**.
- Die **Effizienz bei Bohr- und Fertigstellungsarbeiten** in den Lower 48 stieg im Vergleich zum Vorjahr **um mehr als 15 %**.
- **Erste Ölförderung bei Surmont Pad 104W-A** im Rahmen des Budgets und vor dem Zeitplan.

WIR SIND

Als weltweit führendes Explorations- und Förderunternehmen ist ConocoPhillips in einzigartiger Weise dafür gerüstet, zuverlässiges, verantwortungsbewusst gefördertes Öl und Gas bereitzustellen. Unser umfangreiches, beständiges und vielfältiges Portfolio ist darauf ausgelegt, den wachsenden globalen Energiebedarf zu decken. Zusammen mit unseren leistungsstarken Betriebsabläufen und unserer sich kontinuierlich weiterentwickelnden Technologie sind wir gut aufgestellt, um jetzt und in den kommenden Jahrzehnten starke, beständige Finanzergebnisse zu erzielen.



122
Mrd.
US-
Dollar



Gesamtvermögen



14
Länder mit
Niederlassungen
und Aktivitäten



Eines der weltweit führenden
Explorations- und
Förderunternehmen

Ausgewog
enes,
diversifizi
ertes
globales
Portfolio

2025

USA
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, D.C. 20549

ConocoPhillips
Formular 10-K

(Bitte
ankreuzen)

☒ JAHRESBERICHT GEMÄSS ABSCHNITT 13 ODER 15(d) DES WERTPAPIERGESETZES VON 1934

Für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr

ODER

☐ ÜBERGANGSBERICHT GEMÄSS ABSCHNITT 13 ODER 15(d) DES SECURITIES EXCHANGE ACT VON 1934

Für den Übergangszeitraum vom _____ bis _____

Aktenzeichen der Kommission: 001-32395

ConocoPhillips

(Genauer Name des Registranten gemäß seiner Satzung)

Delaware

01-0562944

(Bundesstaat oder andere Gerichtsbarkeit, in der das Unternehmen gegründet oder organisiert wurde)

(Arbeitgeberidentifikationsnummer des IRS)

925 N. Eldridge Parkway, Houston, TX 77079

(Adresse der Hauptgeschäftsstelle) (Postleitzahl)

Telefonnummer des Registranten, einschließlich Vorwahl: **281-293-1000**

Gemäß Abschnitt 12(b) des Gesetzes registrierte Wertpapiere:

Bezeichnung der einzelnen Gattungen	Handelssymbole	Name jeder Börse, an der sie notiert sind
Stammaktien, Nennwert 0,01 \$	COP	New York Stock Exchange
7 %-Schuldverschreibungen, fällig 2029	CUSIP—718507BK1	New York Stock Exchange

Gemäß Abschnitt 12(g) des Gesetzes registrierte Wertpapiere: Keine

Kreuzen Sie an, ob der Registrant ein „well-known seasoned issuer“ im Sinne von Regel 405 des Securities Act ist. ☒ Ja ☐ Nein Kreuzen Sie an, ob der Registrant nicht verpflichtet ist, Berichte gemäß Abschnitt 13 oder Abschnitt 15(d) des Gesetzes einzureichen. ☐ Ja ☒ Nein

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob der Registrant (1) alle Berichte eingereicht hat, zu deren Einreichung er gemäß Abschnitt 13 oder 15(d) des Securities Exchange Act von 1934 in den vorangegangenen 12 Monaten (oder für den kürzeren Zeitraum, in dem der Registrant zur Einreichung solcher Berichte verpflichtet war) verpflichtet war, und (2) in den letzten 90 Tagen diesen Einreichungspflichten unterlag. ☒ Ja ☐ Nein

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob der Registrant in den vorangegangenen 12 Monaten (oder während des kürzeren Zeitraums, in dem der Registrant zur Einreichung solcher Dateien verpflichtet war) jede gemäß Regel 405 der Verordnung S-T (§ 232.405 dieses Kapitels) einzureichende Interactive Data File elektronisch übermittelt hat. ☒ Ja ☐ Nein

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob der Registrant ein „Large Accelerated Filer“, ein „Accelerated Filer“, ein „Non-Accelerated Filer“, ein „Smaller Reporting Company“ oder ein „Emerging Growth Company“ ist. Siehe die Definitionen von „Large Accelerated Filer“, „Accelerated Filer“, „Smaller Reporting Company“ und „Emerging Growth Company“ in Regel 12b-2 des Börsengesetzes.

Großer beschleunigter Einreicher ☒ Beschleunigter Einreicher ☐ Nicht beschleunigter Berichtspflichtiger ☐ Aufstrebendes Wachstumsunternehmen ☐
Kleinere berichtspflichtige Unternehmen Unternehmen

Handelt es sich um ein aufstrebendes Wachstumsunternehmen, geben Sie bitte durch Ankreuzen an, ob der Registrant beschlossen hat, die verlängerte Übergangsfrist für die Einhaltung neuer oder überarbeiteter Rechnungslegungsstandards gemäß Abschnitt 13(a) des Börsengesetzes nicht in Anspruch zu nehmen. ☐

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob der Registrant einen Bericht und eine Bescheinigung über die Beurteilung der Wirksamkeit seiner internen Kontrollen zur Finanzberichterstattung durch die Geschäftsleitung gemäß Abschnitt 404(b) des Sarbanes-Oxley Act (15 U.S.C. 7262(b)) durch die registrierte Wirtschaftsprüfungsgesellschaft eingereicht hat, die seinen Prüfungsbericht erstellt oder herausgegeben hat. ☒

Wenn Wertpapiere gemäß Abschnitt 12(b) des Gesetzes registriert sind, geben Sie bitte durch Ankreuzen an, ob die in der Einreichung enthaltenen Jahresabschlüsse des Registranten die Korrektur eines Fehlers in zuvor veröffentlichten Jahresabschlüssen widerspiegeln. ☐

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob es sich bei einer dieser Fehlerkorrekturen um eine Neudarstellung handelt, die gemäß § 240.10D-1(b) eine Rückforderungsanalyse der leistungsbezogenen Vergütungen erforderte, die von einem der leitenden Angestellten des Registranten während des relevanten Rückforderungszeitraums erhalten wurden. ☐

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob es sich bei dem Registranten um eine Mantelgesellschaft (im Sinne von Regel 12b-2 des Gesetzes) handelt. ☐ Ja ☒ Nein

Der Gesamtmarktwert der Stammaktien, die am 30. Juni 2025, dem letzten Geschäftstag des zuletzt abgeschlossenen zweiten Geschäftsquartals des Registranten, von nicht verbundenen Unternehmen des Registranten gehalten wurden, belief sich auf der Grundlage des Schlusskurses an diesem Tag von 89,74 US-Dollar auf 112,0 Milliarden US-Dollar.

Der Registrant hatte zum 31. Januar 2026 1.222.339.152 Stammaktien im Umlauf.

Durch Verweis einbezogene Dokumente:

Auszüge aus der Vollmachtserklärung für die am 12. Mai 2026 stattfindende Jahreshauptversammlung (Teil III)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Häufig verwendete Abkürzungen	1
<u>Punkt</u>	
Teil I	
1 und 2. Unternehmen und Immobilien	2
Unternehmensstruktur	2
Informationen zu Segmenten und Regionen	2
Alaska	4
die 48 kontinentalen Bundesstaaten	6
Kanada	7
Europa, Naher Osten und Nordafrika	8
Asien-Pazifik	11
Sonstige	14
Lieferverpflichtungen	15
Wettbewerb	15
Personalmanagement	16
Allgemeines	17
1A. Risikofaktoren	18
1B. Ungeklärte Anmerkungen der Mitarbeiter	26
1C. Cybersicherheit	26
3. Gerichtsverfahren	27
4. Offenlegungen zur Sicherheit im Bergbau	28
Informationen zu unseren Führungskräften	28
Teil II	
5. Markt für Stammaktien des Registranten, damit zusammenhängende Aktionärsangelegenheiten und Rückkäufe von Eigenkapitalwertpapieren	29
6. [Reserviert]	
7. Erläuterungen und Analyse der Finanzlage und der Ertragslage durch die Geschäftsführung	31
7A. Quantitative und qualitative Angaben zum Marktrisiko	64
8. Jahresabschluss und ergänzende Angaben	66
9. Änderungen bei der Rechnungslegung und der Finanzberichterstattung sowie Meinungsverschiedenheiten mit den Wirtschaftsprüfern	151
9A. Kontrollen und Verfahren	151
9B. Sonstige Angaben	151
9C. Offenlegung bezüglich ausländischer Rechtsordnungen, die Inspektionen verhindern	151
Teil III	
10. Vorstandsmitglieder, Führungskräfte und Corporate Governance	152
11. Vergütung der Führungskräfte	152
12. Beteiligungsverhältnisse bestimmter wirtschaftlicher Eigentümer sowie der Geschäftsführung und verbundener Aktionäre	152
Angelegenheiten	152
13. Bestimmte Beziehungen und verbundene Transaktionen sowie Unabhängigkeit der Verwaltungsratsmitglieder	152
14. Wesentliche Honorare und Dienstleistungen im Bereich Rechnungslegung	152
Teil IV	
15. Anhänge, Anhangangaben zum Jahresabschluss	153
Unterschriften	158

Häufig verwendete Abkürzungen

Die folgenden branchenspezifischen, buchhalterischen und sonstigen Begriffe und Abkürzungen können in diesem Bericht häufig verwendet werden.

Währungen

\$ oder USD	US-Dollar
CAD	Kanadischer Dollar
EUR	Euro
GBP	Britisches Pfund
NOK	Norwegische Krone

Maßeinheiten

BBL	Barrel
BCF	Milliarden Kubikfuß
BOE	Barrel Öläquivalent
MBD	Tausend Barrel pro Tag
MCF	Tausend Kubikfuß
MM	Millionen
MMBOE	Millionen Barrel Öläquivalent
MBOED	Tausend Barrel Öläquivalent pro Tag
MMBOED	Millionen Barrel Öläquivalent pro Tag
MMBTU	Millionen britische Wärmeeinheiten
MMCFD	Millionen Kubikfuß pro Tag
MTPA	Millionen Tonnen pro Jahr

Industrie

BLM	Büro für Landverwaltung
CBM	Kohleflözgas
E&P	Exploration und Produktion
FEED	Front-End-Engineering und -Design
FID	endgültige Investitionsentscheidung
FPS	schwimmende Produktionsanlage
FPSO	Schwimmende Produktions-, Lager- und Entlade-
G&G	geologische und geophysikalische
JOA	Vereinbarung über die gemeinsame Betriebsführung
LNG	Flüssigerdgas
NGLs	Erdgasflüssigkeiten
OPEC	Organisation erdölproduzierender Länder
	Exportierende Länder
PSC	Produktionsbeteiligungsvertrag
PUDs	nachgewiesene, noch nicht erschlossene Reserven
SAGD	dampfunterstützte Schwerkraftentwässerung
WCS	Western Canadian Select
WTI	West Texas Intermediate

Rechnungswesen

ARO	Verpflichtung zur Stilllegung von Vermögenswerten
ASC	Kodifizierung der Rechnungslegungsstandards
ASU	Aktualisierung der Rechnungslegungsstandards
DD&A	Abschreibungen, Wertminderungen und Abschreibung
EPS	Gewinn pro Aktie
FASB	Financial Accounting Standards
	Vorstand
FIFO	First-in, First-out
G&A	Allgemeine und Verwaltungskosten
GAAP	allgemein anerkannte Rechnungslegungsgrundsätze
	Grundsätze
LIFO	Last-in, First-out
NPNS	Normaler Kauf, normaler Verkauf
Sachanlagen	Sachanlagen
VIE	Variable Interest Entity

Sonstiges

CERCLA	Federal Comprehensive
	Umweltschutzmaßnahmen
	Entschädigungs- und Haftungsgesetz
EPA	Umweltschutzbehörde
ESG	Umwelt, Soziales und Unternehmensführung
EU	Europäische Union
FERC	Federal Energy Regulatory
	Kommission
GHG	Treibhausgas
HSE	Gesundheit, Sicherheit und Umwelt
ICC	Internationale Handelskammer
ICSID	Internationales
	Zentrum für die Beilegung von Investitionsstreitigkeiten
IRS	Internal Revenue Service
OTC	außerbörslich
NYSE	New Yorker Börse
SEC	US-Börsenaufsichtsbehörde
	Kommission
TSR	Gesamtrendite für die Aktionäre
Großbritannien	Vereinigtes Königreich
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
VROC	Variable Cash-Rendite

Teil I

Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich die Begriffe „das Unternehmen“, „wir“, „unser“, „uns“ und „ConocoPhillips“ in diesem Bericht auf die Geschäftsaktivitäten von ConocoPhillips und seiner konsolidierten Tochtergesellschaften. Die Punkte 1 und 2 – Geschäftstätigkeit und Vermögenswerte – enthalten zukunftsgerichtete Aussagen, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Aussagen zu unseren Plänen, Strategien, Zielen, Erwartungen und Absichten, die gemäß den „Safe-Harbor“-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995 getroffen werden. Die Begriffe „Ambition“, „voraussehen“, „glauben“, „budgetieren“, „fortsetzen“, „könnte“, „Bemühung“, „schätzen“, „erwarten“, „prognostizieren“, „Ziel“, „Prognose“, „beabsichtigen“, „könnte“, „Zielsetzung“, „Ausblick“, „planen“, „potenziell“, „vorhersagen“, „Prognose“, „anstreben“, „sollten“, „Ziel“, „werden“, „würden“ und ähnliche Ausdrücke kennzeichnen zukunftsgerichtete Aussagen. Das Unternehmen verpflichtet sich nicht, zukunftsgerichtete Informationen zu aktualisieren, zu überarbeiten oder zu korrigieren, es sei denn, dies ist gemäß den Wertpapiergesetzen der Vereinigten Staaten erforderlich.

Die Leser werden darauf hingewiesen, dass solche zukunftsgerichteten Aussagen in Verbindung mit den Angaben des Unternehmens unter den Überschriften „Risikofaktoren“ ab Seite 18 und „HINWEIS IM SINNE DER ‚SAFE-HARBOR‘-BESTIMMUNGEN DES PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT VON 1995“ ab Seite 62 gelesen werden sollten.

Punkte 1 und 2. Geschäftstätigkeit und Vermögenswerte

Unternehmensstruktur

ConocoPhillips ist ein unabhängiges E&P-Unternehmen mit Hauptsitz in Houston, Texas, das in 14 Ländern tätig ist. Unser vielfältiges, kostengünstiges Versorgungsportfolio umfasst ressourcenreiche unkonventionelle Lagerstätten in Nordamerika, konventionelle Vermögenswerte in Nordamerika, Europa, Afrika und Asien, LNG-Projekte, Ölsandvorkommen in Kanada sowie eine Reihe globaler Explorationsprospekte. Am 31. Dezember 2025 beschäftigten wir weltweit rund 9.900 Mitarbeiter und verfügten über ein Gesamtvermögen von etwa 122 Milliarden US-Dollar. Die Gesamtproduktion des Unternehmens belief sich im Berichtsjahr auf 2.375 MBOED.

ConocoPhillips wurde 2001 im Bundesstaat Delaware im Zusammenhang mit und im Vorgriff auf die Fusion zwischen Conoco Inc. und der Phillips Petroleum Company gegründet. Die Fusion zwischen Conoco und Phillips wurde am 30. August 2002 vollzogen. Im April 2012 schloss ConocoPhillips die Ausgliederung des Downstream-Geschäfts in ein unabhängiges, börsennotiertes Energieunternehmen, Phillips 66, ab.

Informationen zu Segmenten und Regionen



Wir gliedern unsere Geschäftstätigkeit in fünf operative Segmente, die nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; die 48 kontinentalen US-Bundesstaaten; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; sowie Asien-Pazifik. Informationen zu den operativen Segmenten und zur geografischen Aufteilung finden Sie in Anmerkung 22.

Wir betreiben weltweit die Exploration, Förderung, den Transport und die Vermarktung von Rohöl, Bitumen, Erdgas, NGLs und LNG. Zum 31. Dezember 2025 führten wir Förderaktivitäten in den USA, Norwegen, Kanada, Australien, Malaysia, Libyen, China, Katar und Äquatorialguinea durch.

Die nachstehend aufgeführten Informationen sind in den Angaben unter „Ergänzende Daten – Öl- und Gasgeschäft“ im Anschluss an den Anhang zum Konzernabschluss enthalten und werden hiermit durch Verweis einbezogen:

- Nachgewiesene weltweite Reserven an Rohöl, NGLs, Erdgas und Bitumen.
- Nettoförderung von Rohöl, NGLs, Erdgas und Bitumen.
- Durchschnittliche Verkaufspreise für Rohöl, NGLs, Erdgas und Bitumen.
- Durchschnittliche Förderkosten pro BOE.
- Nettoszahl der fertiggestellten Bohrlöcher, der in Arbeit befindlichen Bohrlöcher und der produktiven Bohrlöcher.
- Erschließte und noch nicht erschlossene Flächen.

Die folgende Tabelle enthält eine Zusammenfassung der Angaben zu den nachgewiesenen Reserven, die in den „Ergänzenden Angaben – Öl- und Gasgeschäft“ im Anschluss an den Anhang zum Konzernabschluss enthalten sind. Etwa 84 Prozent unserer nachgewiesenen Reserven befinden sich in Ländern, die der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) angehören. Erdgasreserven werden auf der Grundlage eines Verhältnisses von 6:1 in BOE umgerechnet: Sechs MCF Erdgas entsprechen einem BOE. Eine Erläuterung der Faktoren, die zum besseren Verständnis der folgenden zusammenfassenden Reserventabelle beitragen, finden Sie im Bericht der Geschäftsführung über die Finanzlage und die Ertragslage.

Netto-nachgewiesene Reserven zum 31. Dezember	Millionen Barrel Öläquivalent		
	2025	2024	2023
Rohöl			
Konsolidierte Geschäftstätigkeit	3.321	3.406	3.032
Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	103	108	89
Rohöl insgesamt	3.424	3.514	3.121
Erdgasflüssigkeiten Konsolidierte			
Geschäftstätigkeit	1.166	1.147	892
Assoziierte Unternehmen	59	62	48
Erdgasflüssigkeiten insgesamt	1.225	1.209	940
Erdgas			
Konsolidierte Geschäftstätigkeit	1.617	1.629	1.408
Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	969	977	879
Erdgas insgesamt	2.586	2.606	2.287
Bitumen			
Konsolidierte Geschäftstätigkeit	402	483	410
Bitumen insgesamt	402	483	410
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	6.506	6.665	5.742
Gesamtbetrag der assoziierten Unternehmen	1.131	1.147	1.016
Gesamtunternehmen	7.637	7.812	6.758

Alaska



Das Segment Alaska befasst sich in erster Linie mit der Exploration, Förderung, dem Transport und der Vermarktung von Rohöl, Erdgas und NGLs. Wir sind der größte Rohölproduzent in Alaska und halten bedeutende Beteiligungen an den Fördergebieten Prudhoe Bay, Kuparuk und Western North Slope. Darüber hinaus gehören wir zu den größten Inhabern von staatlichen, bundesstaatlichen und gebührenpflichtigen Explorationskonzessionen in Alaska und verfügten zum Jahresende 2025 über rund eine Million Netto-Acres an unerschlossenen Flächen. Die Aktivitäten in Alaska trugen 12 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und ein Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

	Beteiligung	Betreiber	2025			
			Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Gesamt MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Großraum Prudhoe	36,5 %	Hilcorp	63	15	40	85
Großraum Kuparuk	94,2–99,8	ConocoPhillips	75	—	—	75
Westlicher North Slope	100,0	ConocoPhillips	39	—	1	39
Gesamt Alaska			177	15	41	199

Willow-Projekt

Die Bear-Tooth-Einheit im westlichen North Slope umfasst das Willow-Projekt (Willow). Im Dezember 2023 gaben wir die endgültige Investitionsentscheidung (FID) für Willow bekannt. Das Projekt wird aus drei Bohrstandorten, einem Betriebszentrum mit Lager sowie einer Aufbereitungsanlage bestehen. Im Jahr 2025 wurde die Hauptbausaison des Projekts abgeschlossen, die den Bau von Schotterwegen und Pipelines sowie den Anschluss und die Installation des Betriebszentrums umfasste. Es wird erwartet, dass in dieser Wintersaison ein Fertigstellungsgrad von nahezu 50 Prozent erreicht wird.

Zudem verläuft die Fertigung der Aufbereitungsanlage planmäßig, sodass der Transport zum North Slope im Jahr 2027 erfolgen kann. Die erste Ölförderung wird für Anfang 2029 erwartet.

Großraum Prudhoe

Das Großgebiet Prudhoe umfasst die Prudhoe-Bay-Einheit, die aus dem Prudhoe-Bay-Feld und fünf Satellitenfeldern besteht, sowie die Felder des Großraums Point McIntyre. Prudhoe Bay, das größte konventionelle Ölfeld Nordamerikas, ist Standort einer groß angelegten Wasserflutungs- und Ölförderoptimierungsmaßnahme, die durch eine umfangreiche Gas- und Wasseraufbereitungsanlage unterstützt wird. Zu den Feldanlagen gehören sieben Förderanlagen, zwei Gasaufbereitungsanlagen, zwei Meerwasseranlagen und ein zentrales Kraftwerk. Im Jahr 2025 waren im Durchschnitt drei Bohranlagen das ganze Jahr über im Einsatz.

Großraum Kuparuk

Das Großgebiet Kuparuk umfasst die Kuparuk-River-Einheit, die aus dem Kuparuk-Feld und sechs Satellitenfeldern besteht. Zu den Feldanlagen gehören drei zentrale Förderanlagen, in denen Öl, Erdgas und Wasser getrennt werden, sowie eine Meerwasseraufbereitungsanlage. Im Jahr 2025 betrieben wir im Durchschnitt zwei Bohranlagen und eine Workover-Anlage. Das Nuna-Projekt, das auf das Moraine-Reservoir abzielt, wurde 2023 genehmigt und erzielte im vierten Quartal 2024 die erste Ölförderung. Wir haben im Jahr 2025 weitere Bohrlöcher gebohrt und planen, die Bohrtätigkeit bis einschließlich 2027 fortzusetzen. Das im Jahr 2021 entdeckte Coyote-Reservoir wurde 2023 in die Erschließungsphase überführt; 2024 und 2025 wurden weitere Bohrlöcher gebohrt, und für 2026 ist ein Projekt zur Erweiterung der Bohrplattform geplant.

Westlicher North Slope

Der westliche North Slope umfasst die Bear-Tooth-Einheit (wie oben hervorgehoben), die Colville-River-Einheit und die Greater-Mooses-Tooth-Einheit. Auch diese Einheiten nutzen die gemeinsame regionale Infrastruktur, die den Basisbetrieb unterstützt und die weitere Erschließung im gesamten westlichen North Slope erleichtert. Im Jahr 2025 betrieben wir eine Teilzeit-Bohranlage in der Colville-River-Einheit.

Die Colville-River-Einheit umfasst das Alpine-Feld und vier Satellitenfelder. Zu den Feldanlagen gehört eine zentrale Förderanlage, in der Öl, Erdgas und Wasser getrennt werden.

Die Greater Mooses Tooth Unit ist die erste Einheit, die vollständig innerhalb der National Petroleum Reserve Alaska (NPR-A) eingerichtet wurde. Die Einheit wurde in zwei Phasen errichtet: Greater Mooses Tooth #1 (GMT1) und Greater Mooses Tooth #2 (GMT2).

Exploration

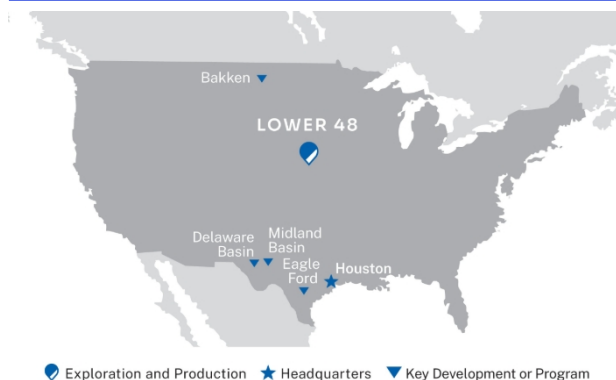
Wir setzen unsere Explorationsaktivitäten in der NPR-A mit einem für die Wintersaison 2026 geplanten Bohrprogramm mit vier Bohrlöchern fort.

Transport

Wir transportieren die am North Slope geförderten Erdölprodukte über eine 800 Meilen lange Pipeline, die Teil des Trans-Alaska-Pipeline-Systems (TAPS) ist. Wir halten eine Beteiligung von 29,5 Prozent an TAPS und sind zudem an den Pipelines Alpine, Kuparuk und Oliktok am North Slope beteiligt sowie deren Betreiber.

Den Seetransport unserer Produktion vom North Slope wickeln wir mit fünf firmeneigenen Doppelhüllen-Tankern ab und chartern bei Bedarf Schiffe von Drittanbietern. Die Tanker liefern Öl von Valdez, Alaska, vorwiegend an Raffinerien an der Westküste der USA.

Lower 48



Das Segment „Lower 48“ umfasst Aktivitäten in den 48 zusammenhängenden US-Bundesstaaten, wobei das Portfolio hauptsächlich aus unkonventionellen Lagerstätten mit niedrigen Förderkosten, kurzen Zykluszeiten und reichhaltigen Ressourcen sowie kommerziellen Betrieben besteht. Der Großteil unserer Flächen ist unkonventionell. Auf Basis der Fördermengen für 2025 ist „Lower 48“ unser größtes Segment und trug 67 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsförderung sowie 74 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasförderung bei.

Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion

	2025			
	Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Gesamt MBOED
Delaware-Becken	321	171	1.011	661
Eagle Ford	202	102	516	390
Bakken	114	50	241	204
Midland-Becken	103	48	251	192
Sonstiges	9	11	100	37
Gesamt (48 kontinentale Bundesstaaten)	749	382	2.119	1.484

Delaware-Becken

Wir verfügen über rund 782.000 Netto-Acres im Delaware-Becken, das sich von West-Texas bis in den Südosten von New Mexico erstreckt. Die aktuellen Erschließungsaktivitäten konzentrieren sich auf Prospekte in den Formationen Avalon, Bone Springs, Wolfcamp und Woodford, wobei wir gleichzeitig die Verpflichtungen aus den Pachtverträgen und die Genehmigungsbedingungen berücksichtigen. Im Jahr 2025 betrieben wir durchschnittlich zehn Bohranlagen und drei Fracking-Teams, was zu 176 gebohrten und 161 in Betrieb genommenen Bohrlöchern führte.

Eagle Ford

Wir verfügen über rund 489.000 Netto-Acres im Eagle Ford, das sich in Südtexas befindet. Der aktuelle Schwerpunkt liegt auf der Erschließung des gesamten Feldes unter Verwendung maßgeschneiderter Bohrlochabstände und Stapelmuster, die auf der Grundlage von Lagerstättenanalysen angepasst wurden. Im Jahr 2025 betrieben wir durchschnittlich sieben Bohranlagen und drei Fracking-Teams, was zu 251 gebohrten und 264 in Betrieb genommenen Bohrlöchern führte.

Bakken

Wir verfügen über rund 799.000 Netto-Acres im Williston-Becken, das sich in North Dakota und im Osten von Montana befindet. Die primären Förderzonen sind die Middle-Bakken- und die Three-Forks-Formation. Im Jahr 2025 betrieben wir durchschnittlich drei Bohranlagen und eine Fracking-Crew, was zu 72 gebohrten und 98 in Betrieb genommenen Bohrlöchern führte.

Midland-Becken

Wir verfügen über rund 416.000 Netto-Acres im Midland-Becken, das sich im Westen von Texas befindet. Die aktuelle Erschließungsstrategie konzentriert sich auf die vollständige Felderschließung unter Nutzung von Multi-Well-Pad-Projekten, die auf die Lagerstätten Barnett, Spraberry und Wolfcamp abzielen. Im Jahr 2025 betrieben wir durchschnittlich drei Bohranlagen und ein Fracking-Team, was zu 86 gebohrten und 94 in Betrieb genommenen Bohrlöchern führte.

Von Partnern betriebene Bohrlöcher

Wir beteiligen uns an von Partnern betriebenen Bohrlöchern, sofern diese unseren Investitionskriterien und Erschließungsstrategien entsprechen. Im Jahr 2025 beteiligten wir uns an von Partnern betriebenen Bohrlöchern mit unterschiedlichen Arbeitsanteilen in unserem gesamten Portfolio in den Lower 48.

Anlagen

Wir betreiben und besitzen – mit unterschiedlichen Beteiligungsanteilen – zentralisierte Aufbereitungsanlagen in Texas und New Mexico zur Unterstützung unserer Anlagen in den Regionen Delaware, Eagle Ford und Midland.

Kanada



Unsere kanadischen Aktivitäten umfassen die Ölsandförderung in Surmont (Alberta), das flüssigkeitsreiche unkonventionelle Montney-Feld in British Columbia sowie kommerzielle Betriebe. Im Jahr 2025 trugen die Aktivitäten in Kanada neun Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und fünf Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

			2025				
			Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Bitumen MBD	Gesamt MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoflokation	Anteil	Betreiber					
Surmont	100,0 %	ConocoPhillips	—	—	—	133	133
Montney	100,0	ConocoPhillips	17	6	125	—	44
Gesamt Kanada			17	6	125	133	177

Surmont

Die Surmont-Ölsand-Pachtgebiete befinden sich südlich von Fort McMurray in Alberta. Surmont ist ein Projekt mit einer 100-prozentigen Beteiligung, das eine nachhaltige, langlebige Produktion bietet. Unser Fokus liegt darauf, die Anlagen voll auszulasten, die Kosten strukturell zu senken, die Treibhausgasintensität zu reduzieren und die Leistung der Anlage zu optimieren. Im dritten Quartal 2025 haben wir mit den Bohrarbeiten an Pad 104W-B begonnen und im vierten Quartal 2025 die erste Förderung aus Pad 104W-A erreicht.

Unsere Bitumenressourcen in Kanada werden mittels SAGD gefördert, einem Verfahren zur thermischen Ölgewinnung, bei dem Dampf in das Reservoir injiziert wird, wodurch das schwere Bitumen effektiv verflüssigt, gewonnen und zur weiteren Verarbeitung an die Oberfläche gepumpt wird. Zu den Betriebsanlagen gehören zwei zentrale Aufbereitungsanlagen für die Behandlung und das Mischen von Bitumen sowie eine Anlage zur Rückgewinnung von Verdünnungsmitteln. Diese Anlagen haben es der Anlage ermöglicht, das Mischungsverhältnis und die Kosten für die Verdünnungsmittelversorgung zu senken, während gleichzeitig Schutz vor Unterbrechungen der Verdünnungsmittelversorgung und ein verbesserter Marktzugang für unser Produkt gewährleistet wurden. Zum 31. Dezember 2025 hielten wir rund 684.000 Netto-Acres Land in der Athabasca-Region im Nordosten von Alberta.

Montney

Montney ist ein flüssigkeitsreiches unkonventionelles Fördergebiet im Nordosten von British Columbia. Zum 31. Dezember 2025 hielten wir in Montney rund 297.000 unkonventionelle Netto-Acres Land. Im Jahr 2025 betrieben wir zwei Bohranlagen und ein Fracking-Team, wodurch 31 Bohrlöcher gebohrt und 23 betriebene Bohrlöcher in Betrieb genommen wurden.

Europa, Naher Osten und Nordafrika



Das Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika umfasst Aktivitäten, die sich hauptsächlich auf den norwegischen Sektor der Nordsee, die Norwegische See, Katar, Libyen und Äquatorialguinea sowie auf Handels- und Terminalaktivitäten im Vereinigten Königreich beziehen. Im Jahr 2025 trugen die Aktivitäten in Europa, im Nahen Osten und in Nordafrika acht Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und 18 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Norwegen

	Anteil	Betreiber	2025			Gesamt MBOED
			Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	
Durchschnittliche tägliche Netto-Fördermenge						
Großraum Ekofisk	28,3 – 35,1 %	ConocoPhillips	38	2	83	54
Heidrun	24,0	Equinor	9	—	35	15
Troll	1,6	Equinor	1	—	66	12
Aasta Hansteen	10,0	Equinor	—	—	66	11
Alvheim	20,0	Equinor	7	—	16	9
Visund	9,1	Aker BP	1	1	44	9
Sonstiges	Verschiedenes	Equinor	7	—	20	11
Gesamt Norwegen			63	3	330	121

Großraum Ekofisk

Das Großgebiet Ekofisk liegt vor der Küste von Stavanger, Norwegen, in der Nordsee und umfasst fünf Förderfelder. Das Rohöl wird zu unserem von uns betriebenen Terminal in Teesside, Großbritannien, exportiert, das Erdgas nach Emden, Deutschland.

Von Partnern betriebene Felder

Wir sind an verschiedenen von Partnern betriebenen Feldern beteiligt, die sich entweder in der Norwegischen See oder im nördlichen Teil der Nordsee befinden. Rohöl und Erdgas werden gefördert und zu verschiedenen Verarbeitungsanlagen und Terminals transportiert, vor allem in Norwegen und im Vereinigten Königreich.

Exploration

Im Jahr 2025 bohrten wir die zweite Erkundungsbohrung im Rahmen der Slagugle-Entdeckung von 2020 auf PL891. Die Bohrung stieß auf Kohlenwasserstoffe, und ein umfangreiches Datenerfassungsprogramm wurde abgeschlossen. Die gesammelten Daten werden analysiert, um eine mögliche zukünftige Erschließung zu bewerten. Wir beteiligten uns außerdem an der Explorationsbohrung „Bounty Updip“ auf PL886 in der Norwegischen See. Die Bohrung wurde als Trockenbohrung abgeschrieben. Darüber hinaus beteiligten wir uns an der Explorationsbohrung „Othello South“ im Heidrun-Gebiet der Norwegischen See, bei der Kohlenwasserstoffe gefunden wurden. Im Jahr 2025 erhielten wir zwei neue Explorationslizenzen in der Nordsee, PL1248 und PL1259, sowie eine Gebietsergänzung, PL044D.

Transport

Wir halten eine Beteiligung von 35,1 Prozent am Norpipe-Ölpipelinesystem, einer 220 Meilen langen Pipeline, die Rohöl von Ekofisk zu einer Anlage zur Stabilisierung von Rohöl und zur Aufbereitung von NGLs in Teesside, Großbritannien, transportiert.

Anlagen

Wir betreiben eine Anlage zur Rohölstabilisierung und NGL-Aufbereitung in Teesside, Großbritannien, zur Unterstützung unserer Aktivitäten in Norwegen und halten daran eine Beteiligung von 40,25 Prozent.

Katar

	Anteil	Betreiber	2025			
			Rohöl	NGL	Erdgas	Gesa
			MBD	MBD	MMCFD	mt-MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
QatarEnergy LNG N(3)	30,0 %	QatarEnergy LNG	12	8	373	82

QatarEnergy LNG N(3) (N3) ist ein integriertes Projekt, das sich im gemeinsamen Besitz von QatarEnergy (68,5 Prozent), ConocoPhillips (30 Prozent) und Mitsui & Co., Ltd. (1,5 Prozent) befindet. N3 umfasst Upstream-Erdgasförderanlagen, die über eine Laufzeit von 25 Jahren täglich rund 1,4 Brutto-BCF Erdgas aus dem North Field in Katar fördern, sowie eine LNG-Anlage mit einer Jahreskapazität von 7,8 Millionen Bruttotonnen. Das LNG wird in gemieteten LNG-Tankern zum weltweiten Verkauf verschifft, während Flüssiggas auf dem heimischen Markt verkauft oder über QatarEnergy Marketing international vermarktet wird.

N3 führte die Erschließung der Onshore- und Offshore-Anlagen als ein einziges integriertes Projekt gemeinsam mit QatarEnergy LNG N(4) (N4) durch, einem Joint Venture zwischen QatarEnergy und Shell plc. Dies umfasste die gemeinsame Erschließung von Offshore-Anlagen in einem gemeinsamen Offshore-Block im North Field von Katar sowie den Bau von zwei identischen LNG-Verarbeitungssträngen und zugehörigen Gasaufbereitungsanlagen für die Joint Ventures N3 und N4. Die Produktion aus den LNG-Anlagen und den zugehörigen Einrichtungen wird zwischen den beiden Joint Ventures aufgeteilt.

Wir halten eine Beteiligung von 25 Prozent an den beiden Joint Ventures QatarEnergy LNG NFE (4) (NFE4) und QatarEnergy LNG NFS (3) (NFS3), die jeweils an den LNG-Projekten „North Field East“ (NFE) und „North Field South“ (NFS) beteiligt sind. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 4.*

Libyen

	Beteiligung	Betreiber	2025			
			Rohöl	NGL	Erdgas	Gesa
			MBD	MBD	MMCFD	mt-MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Waha-Konzession	20,4 %	Waha Oil Co.	60	—	32	65

Die Waha-Konzession besteht aus mehreren Konzessionen und umfasst etwa 13 Millionen Acres an Land im Sirte-Becken für Explorations- und Förderaktivitäten. Das Öl wird per Pipeline zum Es-Sider-Terminal transportiert und von dort aus exportiert.

Erdgas wird im Inland transportiert und verkauft. Die derzeitige Förderung stammt aus 13 bestehenden Feldern innerhalb der Waha-Konzession.

Im Januar 2026 unterzeichneten wir eine Vereinbarung mit dem libyschen Ministerium für Öl und Gas sowie der National Oil Corporation of Libya über die Verlängerung der Waha-Konzession bis zum 31. Dezember 2050 mit neuen finanziellen Bedingungen, vorbehaltlich der üblichen behördlichen Genehmigungen.

Äquatorialguinea

	Beteiligung	Betreiber	2025			
			Rohöl	NGL	Erdgas	Gesamt
			MBD	MBD	MMCFD	MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Alba-Anlage	64,2 %	ConocoPhillips	8	5	149	38

Wir betreiben in Äquatorialguinea Öl- und Gaserkundungs-, Erschließungs- und Förderaktivitäten in verschiedenen Phasen. Wir sind sowohl im Rahmen der PSCs für Alba als auch für Block D tätig, die zusammen die Alba-Einheit vor der Küste Äquatorialguineas bilden.

Gasaufbereitung

Die folgenden Anlagen auf der Insel Bioko ermöglichen es uns, die Erdgasproduktion aus der Alba-Einheit weiter zu verwerten. Sie werden nach der Equity-Methode bilanziert und sind in der Position „Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen“ unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Wir halten eine Beteiligung von 52,2 Prozent an der Alba Plant LLC, unserem Joint Venture mit der Chevron Corporation (27,8 Prozent) und der Sociedad Nacional de Gas de Guinea Ecuatorial (SONAGAS) (20 Prozent), die eine Onshore-Anlage zur Verarbeitung von Flüssiggas (LPG) betreibt. Die Alba Plant LLC verarbeitet Erdgas aus der Alba-Einheit im Rahmen eines langfristigen Festpreisvertrags. Die LPG-Verarbeitungsanlage gewinnt Kondensat und LPG aus dem Erdgasstrom und verkauft diese zu Marktpreisen, wobei unser Anteil an den Erlösen in der Position „Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen“ unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen wird. Das verarbeitete Erdgas wird zur Verflüssigung und Speicherung an die Equatorial Guinea LNG Holdings Limited (EG LNG) geliefert. Wir vermarkten unseren Anteil an LNG an Dritte, indexiert an den globalen LNG-Preisen.

Wir halten eine Beteiligung von 56 Prozent an EG LNG, unserem Joint Venture mit SONAGAS (37,9 Prozent) und Marubeni Gas Development UK Limited (6,1 Prozent), das eine LNG-Produktionsanlage mit einer Kapazität von 3,7 MTPA betreibt. Im Januar 2024 haben wir einen fünfjährigen LNG-Absatzvertrag für einen Teil unseres Eigenanteils am Gas aus der Alba-Anlage abgeschlossen, wodurch wir zusätzlich auf dem europäischen LNG-Markt präsent sind.

Wir halten eine Beteiligung von 45 Prozent an der Atlantic Methanol Production Company LLC (AMPCO), unserem Joint Venture mit der Chevron Corporation (45 Prozent) und SONAGAS (10 Prozent), das eine Methanolanlage betreibt. Die Anlage ist derzeit außer Betrieb.

Darüber hinaus verarbeiten Alba Plant LLC und EG LNG Gas von Drittanbietern aus dem Alen-Feld im Rahmen einer Kombination aus Verarbeitungsgebühren und Gewinnbeteiligungsvereinbarungen, die in der Position „Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen“ unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen sind.

Asien-Pazifik



Das Segment Asien-Pazifik verfügt über Explorations- und Förderaktivitäten in China, Malaysia und Australien sowie über kommerzielle Aktivitäten in China, Singapur und Japan. Im Jahr 2025 trugen die Aktivitäten im Segment Asien-Pazifik vier Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und zwei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Australien	2025					
	Anteil	Betreiber	Rohöl	NGL	Erdgas	
			MBD	MBD	MMCFD	
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion					Gesamt MBOED	
Australia Pacific LNG	47,5 %	ConocoPhillips/ Origin Energy	—	—	833	139

Australia Pacific LNG Pty Ltd. (APLNG), unser Joint Venture mit Origin Energy Limited (Origin) und der China Petrochemical Corporation (Sinopec), konzentriert sich auf die Förderung von Kohlebergbaugas (CBM) aus den Bowen- und Surat-Becken in Queensland, Australien, um den heimischen Gasmarkt zu versorgen und das CBM in Flüssigerdgas (LNG) für den Export umzuwandeln. Origin betreibt die vorgelagerte Förderung und das Pipelinesystem von APLNG, während wir die nachgelagerte LNG-Anlage auf Curtis Island in der Nähe von Gladstone, Queensland, sowie das LNG-Exportgeschäft betreiben.

Wir betreiben zwei vollständig ausgelastete LNG-Anlagen mit einer Kapazität von jeweils 4,5 MTPA. Es wird erwartet, dass letztlich rund 3.500 Nettobohrlöcher sowohl die LNG-Verkaufsverträge als auch den heimischen Gasmarkt versorgen werden. Die Bohrlöcher werden durch Sammelsysteme, zentrale Gasaufbereitungs- und Kompressionsstationen, Wasseraufbereitungsanlagen sowie eine Exportpipeline unterstützt, die die Gasfelder mit den LNG-Anlagen verbindet. Das LNG wird im Rahmen eines 20-jährigen Verkaufsvertrags über 7,6 MTPA LNG an Sinopec sowie im Rahmen eines 20-jährigen Verkaufsvertrags über etwa eine MTPA LNG an die in Japan ansässige Kansai Electric Power Co., Inc. verkauft.

Weitere Informationen finden Sie in Anmerkung 4 und Anmerkung 8.

Exploration

Wir halten eine 51-prozentige Beteiligung an den Explorationslizenzen (T/49P) und (VIC/P79) im Otway-Becken in Australien, nachdem wir im Jahr 2025 eine 29-prozentige Beteiligung an die Korea National Oil Corporation übertragen haben. Von November 2025 bis Anfang 2026 haben wir zwei Explorationsbohrungen in VIC/P79 durchgeführt. Die erste Bohrung, Essington-1, stieß auf Kohlenwasserstoffe und wird weiterhin ausgewertet. Die zweite Bohrung, Charlemont-1, ergab keine kommerziell nutzbaren Kohlenwasserstoffe und wurde im vierten Quartal 2025 als Trockenbohrung abgeschrieben.

China

	Anteil	Betreiber	2025			Gesamt MBOED
			Rohöl	NGL	Erdgas	
			MBD	MBD	MMCFD	
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Penglai	49,0 %	CNOOC	34	—	—	34

Penglai

Die Felder Penglai 19-3, 19-9 und 25-6 befinden sich im Block 11/05 der Bohai-Bucht und werden schrittweise von großen Offshore-Plattformen und einer FPSO aus erschlossen. Der Großteil des in diesem Block geförderten Rohöls wird auf dem chinesischen Binnenmarkt verkauft, der Rest wird auf internationale Märkte exportiert.

Phase 4B umfasst zwei Bohrlochkopfplattformen. Die erste Förderung erfolgte im vierten Quartal 2023. Dieses Projekt könnte bis zu 144 neue Bohrlöcher umfassen, von denen bis Dezember 2025 95 fertiggestellt und in Betrieb genommen wurden.

Phase 5 umfasst zwei neue Bohrlochkopfplattformen und vier Erweiterungen bestehender Bohrlochkopfplattformen. Die erste Förderung erfolgte im vierten Quartal 2024. Dieses Projekt könnte bis zu 91 neue Bohrlöcher umfassen, von denen bis Dezember 2025 25 fertiggestellt und in Betrieb genommen wurden.

Malaysia

	Beteiligung	Betreiber	2025			Gesamt MBOED
			Rohöl	NGL	Erdgas	
			MBD	MBD	MMCFD	
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Gumusut	29,5 %	Shell	14	—	—	14
Malikai	35,0	Shell	1	—	63	12
Kebabangan (KBB)	30,0	ConocoPhillips	9	—	—	9
Siakap Nord-Petai	21,0	PTTEP	1	—	—	1
Gesamt Malaysia			25	—	63	36

Wir betreiben in Malaysia Explorations-, Erschließungs- und Förderaktivitäten in unterschiedlichen Phasen und halten Arbeitsanteile an vier PSCs. Seit Januar 2025 sind wir alleiniger Betreiber des Kebabangan-Clusters (KBBC), unserer ersten selbst betriebenen Förderanlage in Malaysia. Diese PSCs befinden sich in den Gewässern vor der Ostküste des malaysischen Bundesstaates Sabah: Block G, Block J, KBBC und der Ubah-Cluster.

*Block J**Gumusut*

Wir halten eine Beteiligung von 29,5 Prozent am vereinheitlichten Gumusut-Feld. Die Erschließungsarbeiten im Rahmen von „Gumusut Phase 4“, einem Programm mit vier Bohrlöchern, das auf den bruneiischen Teil des vereinigten Gumusut-Feldes abzielt, das sich über malaysische und bruneiische Gewässer erstreckt, wurden 2024 abgeschlossen; die erste Förderung erfolgte Anfang 2025. Das vereinigte Gumusut-Feld wird im Rahmen eines FPS-Vertrags betrieben, wobei das Öl über eine Pipeline zum Sabah Oil and Gas Terminal (SOGT) transportiert und dort auf Tanker verladen wird.

KBBC

Wir halten eine 30-prozentige Beteiligung an den Gas- und Kondensatfeldern KBB, Kamunsu East und Kamunsu East Upthrown Canyon.

KBB

Das Gas wird von der KBB-Plattform über eine Pipeline zum Verkauf auf dem heimischen Gasmarkt transportiert. Seit 2019 ist KBB an ein nahegelegenes schwimmendes LNG-Schiff eines Drittanbieters angeschlossen, das zusätzliche Gasabnahmekapazitäten bereitstellt.

*Block G**Malikai*

Wir halten eine 35-prozentige Beteiligung an Malikai. Die erste Ölförderung im Rahmen der Malikai-Phase-2-Erschließung erfolgte im Februar 2021. Malikai wird von einer Tension-Leg-Plattform aus betrieben und leitet das Öl zur Verarbeitung an die KBB-Plattform weiter. Der Öltransport erfolgt über eine Pipeline zu SOGT, wo es auf Tanker verladen wird.

Siakap North-Petai

Wir halten eine 21-prozentige Beteiligung am vereinheitlichten Ölfeld Siakap North-Petai (SNP). Die erste Ölförderung aus der Phase 2 von SNP erfolgte im November 2021. Das Unterwassersystem im SNP-Ölfeld ist an eine von PTTEP betriebene FPSO angeschlossen.

Exploration

Wir betreiben einen Explorations-PSC mit einer Beteiligung von 35 Prozent am Ubah-Cluster. Der Ubah-Cluster liegt vor der Küste von Sabah, vor der Küste Malaysias und in der Nähe des KBBC und umfasst 11.000 Netto-Acres. Wir evaluieren den Block weiterhin und nutzen Informationen aus seismischen Untersuchungen, um zukünftige Pläne zu optimieren.

Anfang 2025 betreiben wir zwei weitere Explorations-PSCs vor der Küste von Sarawak, vor der Küste Malaysias: den Block SK304 mit einer Fläche von 1,8 Millionen Netto-Acres und den Block WL4-00 mit einer Fläche von 0,3 Millionen Netto-Acres. Wir haben beide Blöcke mit Wirkung zum ersten bzw. vierten Quartal 2025 aufgegeben.

Sonstiges

Vertriebsaktivitäten

Unsere Handelsorganisation verwaltet unser weltweites Rohstoffportfolio, das Erdgas, Rohöl, Bitumen, NGLs, LNG und Strom umfasst. Die Vermarktungsaktivitäten werden über Niederlassungen in den USA, Kanada, Europa und Asien abgewickelt. Bei der Vermarktung unserer Produktion sind wir bestrebt, Lieferunterbrechungen zu minimieren, die erzielten Preise zu maximieren und das Kreditrisiko zu steuern. Der Verkauf von Rohstoffen erfolgt in der Regel zu den zum Zeitpunkt des Verkaufs geltenden Marktpreisen. Darüber hinaus kaufen und verkaufen wir Rohstoffmengen von Dritten, um das Unternehmen besser in die Lage zu versetzen, die Kundennachfrage zu befriedigen und gleichzeitig die Transport- und Lagerkapazitäten voll auszuschöpfen.

Rohöl, Bitumen und NGLs

Unsere Umsätze mit Rohöl, Bitumen und NGL stammen aus der Produktion in den USA, Kanada, Asien, Afrika und Europa. Diese Rohstoffe werden hauptsächlich im Rahmen von Verträgen verkauft, deren Preise auf Marktindizes basieren und um Standort, Qualität und Transportkosten bereinigt sind.

Erdgas

Unsere Erdgasproduktion wird zusammen mit von Dritten bezogenem Gas vorwiegend in den USA, Kanada und Europa vermarktet. Unser Erdgas wird an ein breit gefächertes Kundenportfolio verkauft, zu dem lokale Verteilungsunternehmen, Gas- und Stromversorger, große Industrieunternehmen, unabhängige, integrierte oder staatliche Öl- und Gasunternehmen sowie Vermarktungsgesellschaften gehören. Um unser Marktrisiko und unser Kreditrisiko zu verringern, transportieren wir Erdgas zudem im Rahmen fester und unterbrechbarer Transportvereinbarungen zu wichtigen Marktknotenpunkten.

LNG



Wir halten Beteiligungen an LNG-Anlagen, die mit Gas aus eigener Produktion in Australien, Katar und Äquatorialguinea versorgt werden. Zudem halten wir eine direkte Beteiligung von 30 Prozent an Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (PALNG) für Phase 1 des Port-Arthur-LNG-Projekts, dessen Inbetriebnahme für 2027 geplant ist. Darüber hinaus verfügen wir im Rahmen unserer LNG-Strategie zum Aufbau eines dynamischen Portfolios und zur Ausweitung unserer Präsenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette über verschiedene kommerzielle LNG-Abnahmeverträge in Nordamerika mit einem Gesamtvolumen von 10,2 MTPA, deren Abnahme zwischen 2026 und 2031 beginnen soll. Zudem verfügen wir derzeit über eine Gesamtregasifizierungskapazität in Europa von etwa 6,7 MTPA. Wir treiben die Gespräche in allen wichtigen LNG-Produktions- und -Verbrauchsregionen sowie -Märkten weiter voran, um unser Portfolio um weitere hochwertige Positionen zu ergänzen. *Siehe Anmerkung 3.*

Partnerschaften im Katastrophenschutz

Partnerschaften im Bereich Notfallmaßnahmen sind für ein effektives Katastrophenmanagement von entscheidender Bedeutung. Durch die Zusammenarbeit von Behörden, gemeinnützigen Organisationen, privaten Unternehmen und lokalen Gruppen verbessern diese Partnerschaften die Vorsorge, die Reaktionsfähigkeit und die Wiederaufbaumaßnahmen. Als zentralen Bestandteil unseres Notfallvorsorgeprogramms sind wir Mitglied in mehreren globalen Partnerschaften für Notfallmaßnahmen und Eindämmung, die unsere internen Ressourcen ergänzen.

Organisationen zur Bekämpfung von Ölverschmutzungen (OSROs)

Wir sind Mitglied in mehreren OSROs, von denen viele gemeinnützige Genossenschaften sind, die sich im Besitz der Mitgliedsunternehmen befinden. Wir können uns aktiv an diesen Organisationen beteiligen, beispielsweise als Mitglieder des Vorstands, in Lenkungsausschüssen, Arbeitsgruppen oder in anderen unterstützenden Funktionen. In Nordamerika gehören zu unseren wichtigsten OSROs die Marine Spill Response Corporation für das US-Festland sowie Alaska Clean Seas und das Ship Escort/Response Vessel System für den Alaska North Slope bzw. den Prince William Sound. International sind wir Mitglied in verschiedenen OSROs, darunter Oil Spill Response Limited, die Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies, das Australian Marine Oil Spill Center und die Petroleum Industry of Malaysia Mutual Aid Group.

Technologie

Wir verfügen über mehrere Technologieprogramme, die unsere Fähigkeit verbessern, unkonventionelle Lagerstätten zu erschließen, die Fördermengen aus unseren Bestandsfeldern zu steigern, die Effizienz unseres Explorationsprogramms zu verbessern, Schweröl wirtschaftlich und emissionsarm zu fördern sowie Nachhaltigkeitsmaßnahmen umzusetzen.

Gemessen an der weltweit installierten Gesamtproduktionskapazität sind wir der zweitgrößte Anbieter von LNG-Verflüssigungstechnologie. Unsere Optimized Cascade®-LNG-Verflüssigungstechnologie wurde für den Einsatz in 28 LNG-Anlagen weltweit lizenziert, wobei derzeit FEED-Studien für weitere Anlagen durchgeführt werden.

Wir prüfen weiterhin Möglichkeiten zur Unterstützung unserer operativen Emissionsminderungsziele und evaluieren CO₂-arme Optionen für zukünftige wettbewerbsfähige Investitionen mit derselben Disziplin, die wir auch bei unseren traditionellen Geschäftsinvestitionen und im Kapitalallokationsprozess anwenden.

Lieferverpflichtungen

Wir verkaufen Rohöl und Erdgas aus unseren Förderbetrieben im Rahmen verschiedener vertraglicher Vereinbarungen, von denen einige die Lieferung einer festen und bestimmbar Menge vorsehen. Unsere Vertriebsorganisation schließt zudem Erdgasverkaufsverträge ab, bei denen die Quelle des zur Vertragserfüllung verwendeten Erdgases entweder der Spotmarkt oder eine Kombination aus unseren Reserven und dem Spotmarkt sein kann. Weltweit sind wir vertraglich verpflichtet, in Zukunft etwa 9 MTPA LNG, 820 Milliarden Kubikfuß Erdgas und 175 Millionen Barrel Rohöl zu liefern. Diese Verträge haben verschiedene Ablaufdaten bis zum Jahr 2042. Wir verfügen über eine Vielzahl von Optionen zur Erfüllung unserer Lieferverpflichtungen, darunter Zukäufe von Dritten, gestützt durch unsere Gasmanagement- und Stromlieferverträge, LNG-Verkaufsverträge, nachgewiesene erschlossene Reserven und PUDs. Informationen zur Erschließung der „nachgewiesenen, noch nicht erschlossenen Reserven“ (PUDs) finden Sie in den Angaben zu „Nachgewiesene, noch nicht erschlossene Reserven“ im Abschnitt „Ergänzende Angaben – Öl- und Gasgeschäft“ im Anschluss an den Anhang zum Konzernabschluss.

Wettbewerb

ConocoPhillips ist gemessen an Produktion und Reserven eines der weltweit führenden E&P-Unternehmen mit einem global diversifizierten Vermögensportfolio. Wir stehen in allen Bereichen des E&P-Geschäfts im Wettbewerb mit privaten, börsennotierten und staatlichen Unternehmen. Einige unserer Wettbewerber sind größer und verfügen über umfangreichere Ressourcen. Jedes unserer Segmente ist von starkem Wettbewerb geprägt, wobei kein einzelner Wettbewerber oder eine kleine Gruppe von Wettbewerbern eine beherrschende Stellung einnimmt.

Wir stehen im Wettbewerb mit zahlreichen anderen Unternehmen der Branche, darunter auch staatliche Unternehmen, um neue Versorgungsquellen zu erschließen und Öl, Bitumen, LNG, NGLs und Erdgas auf effiziente und kostengünstige Weise zu fördern. Wir liefern unsere Produktion an die weltweiten Rohstoffmärkte. Zu den wichtigsten Wettbewerbsfaktoren zählen geologische, geophysikalische und ingenieurtechnische Forschung und Technologie; Erfahrung und Fachwissen; Ausrüstung und Personal; wirtschaftliche Analysen im Zusammenhang mit dem Portfoliomanagement sowie der sichere Betrieb von Öl- und Gasförderanlagen.

Personalmanagement

Bei ConocoPhillips werden unsere Strategie, unsere Leistung, unsere Unternehmenskultur und unser Ruf von unseren Mitarbeitern getragen. Die Gewinnung, Bindung und Förderung von Mitarbeitern von Weltklasse ist in unserer komplexen Branche ein entscheidender Wettbewerbsfaktor. Unser Ansatz im Personalmanagement (HCM) basiert auf unseren zentralen SPIRIT-Werten – Sicherheit, Menschen, Integrität, Verantwortung, Innovation und Teamarbeit –, die den Rahmen für unseren Umgang mit allen Stakeholdern vorgeben. Wir sind davon überzeugt, dass ein sicheres Unternehmen ein erfolgreiches Unternehmen ist, und legen unternehmensweit größten Wert auf die Sicherheit von Mitarbeitern und Prozessen.

Unser Führungsteam (Executive Leadership Team, ELT) und der Vorstand tragen dazu bei, unsere HCM-Strategie festzulegen und die Verantwortlichkeit für substanzielle Fortschritte zu fördern. Unsere HCM-Programme werden von unserer Personalabteilung mit Unterstützung der Führungskräfte aus allen Unternehmensbereichen verwaltet und regelmäßig vom Vorstand überprüft. Unsere Bemühungen stützen sich auf drei Säulen: eine überzeugende Unternehmenskultur, die Gewinnung von Mitarbeitern von Weltklasse und die Wertschätzung unserer Mitarbeiter.

Zum Jahresende 2025 beschäftigten wir rund 9.900 Mitarbeiter in 14 Ländern. Nachfolgend finden Sie eine Tabelle mit den Mitarbeiterzahlen für 2025 nach Ländern:

Mitarbeiter 2025 nach Ländern	Anteil an der Gesamtzahl
USA	62 %
Norwegen	16
Kanada	8
Äquatorialguinea	4
Malaysia	3
Andere Standorte weltweit	7
Gesamt	100 %

Eine überzeugende Unternehmenskultur

Die Art und Weise, wie wir unsere Arbeit verrichten, zeichnet uns aus und treibt unsere Leistung voran. Angesichts der Weiterentwicklung unserer Branche benötigen wir Mitarbeiter, die für neue Chancen und Herausforderungen gerüstet sind. Unser Erfolg hängt von unseren Mitarbeitern ab. Die effektive Einbindung, Förderung und Belohnung unserer Mitarbeiter hat für uns oberste Priorität. Gemeinsam erzielen wir starke Leistungen und leben dabei unsere zentralen kulturellen Werte.

Gesundheit, Sicherheit und Umwelt

Unsere HSE-Organisation legt Erwartungen fest und stellt unseren Mitarbeitern Instrumente und Sicherheiten zur Verfügung, um HSE-Exzellenz zu fördern und zu erreichen. Wir verwalten und gewährleisten die HSE-Richtlinien, -Standards und -Praktiken von ConocoPhillips, um sicherzustellen, dass unsere Geschäftsaktivitäten weltweit stets sicher und gesundheitsverträglich sind und auf umwelt- und sozialverträgliche Weise durchgeführt werden. Jeder Geschäftsbereich steuert seine lokalen operativen Risiken unter besonderer Berücksichtigung der Prozesssicherheit, der Arbeitssicherheit sowie der Risiken in den Bereichen Umwelt und Notfallvorsorge. Ziele, Vorgaben und Fristen werden jährlich festgelegt und nachverfolgt, um eine starke HSE-Leistung voranzutreiben. Die Fortschritte werden verfolgt und an unser ELT sowie den Vorstand berichtet. Es werden unternehmensweite HSE-Audits in den Geschäftsbereichen und Mitarbeitergruppen durchgeführt, um die Einhaltung der HSE-Richtlinien, -Standards und -Praktiken von ConocoPhillips sicherzustellen. Werden Verbesserungsmaßnahmen identifiziert, werden diese bis zu ihrer vollständigen Umsetzung nachverfolgt.

Wir suchen kontinuierlich nach Möglichkeiten, sicherer, effizienter und verantwortungsbewusster zu arbeiten. Wir konzentrieren uns darauf, menschliches Versagen zu reduzieren, indem wir den Fokus auf das Zusammenspiel zwischen Menschen, Anlagen und Arbeitsprozessen legen. Wir sind davon überzeugt, dass unsere HSE-Richtlinien wie die „Life Saving Rules“, die „Process Safety Fundamentals“, Sicherheitsverfahren und unsere Richtlinie zur Arbeitsunterbrechung die Wahrscheinlichkeit und Schwere unerwarteter Vorfälle verringern können. Wir führen gründliche Untersuchungen aller schwerwiegenden Vorfälle durch, um die Grundursache zu ermitteln, und geben die gewonnenen Erkenntnisse weltweit weiter, um die Auslegung unserer Anlagen, unsere Verfahren sowie unsere Schulungs- und Wartungsprogramme zu verbessern. Es ist wichtig, dass wir eine HSE-Kultur des kontinuierlichen Lernens und der kontinuierlichen Verbesserung fördern, unsere bestehenden HSE-Prozesse und -Instrumente verfeinern und unser Engagement für einen sicheren, effizienten und verantwortungsvollen Betrieb verstärken.

Gewinnung von Mitarbeitern von Weltklasse

Unser anhaltender Erfolg erfordert qualifizierte Mitarbeiter weltweit. Unsere SPIRIT-Werte tragen dazu bei, ein inklusives Umfeld zu schaffen, in dem jeder einen Beitrag leisten kann, was Innovationen fördert und zu besseren Geschäftsergebnissen führt. Dies hilft uns, Mitarbeiter zu gewinnen, die in der Lage sind, neue Chancen und Herausforderungen anzugehen, denen wir in einer komplexen Branche gegenüberstehen. Wir stellen erfahrene Fachkräfte ein, um ein breites Spektrum an Fachwissen aufrechtzuerhalten, und arbeiten mit Universitäten und Organisationen zusammen, um einen Nachschub an Nachwuchstalenten zu sichern. Wir bemühen uns um faire und einheitliche Praktiken in unserem Einstellungsprozess und führen Talentbewertungen durch, um unseren geschäftlichen Anforderungen gerecht zu werden.

Wertschätzung unserer Mitarbeiter*Mitarbeiterengagement und -entwicklung*

Wir binden unsere Belegschaft ein und fördern ihre Entwicklung durch Lernen am Arbeitsplatz, formelle Schulungen, kontinuierliches Feedback, Coaching und Mentoring. Darüber hinaus setzen wir ein Leistungsmanagementprogramm ein, das auf Leistung, Objektivität, Glaubwürdigkeit und Transparenz ausgerichtet ist. Das Programm umfasst umfassendes Feedback von Stakeholdern, finanzielle und nicht-finanzielle Anerkennung in Echtzeit sowie eine formelle „How“-Bewertung zur Beurteilung des Verhaltens, um sicherzustellen, dass es mit unseren SPIRIT-Werten im Einklang steht.

Kompetenzbasierte Talentmanagement-Teams (TMTs) begleiten die Mitarbeiterentwicklung und den beruflichen Werdegang, helfen bei der Ermittlung des Personalbedarfs und bewerten die Verfügbarkeit kritischer Kompetenzprofile. Die Nachfolgeplanung hat für die Geschäftsführung und den Vorstand höchste Priorität, um die Bereitschaft und Verfügbarkeit von Talenten für Führungspositionen sicherzustellen.

Wir messen und bewerten die Zufriedenheit und das Engagement der Mitarbeiter durch regelmäßige Umfragen zum Mitarbeiterengagement. Unsere Führungskräfte werten das Feedback aus den Umfragen aus, um Prioritäten und Ziele festzulegen.

Vergütung, Sozialleistungen und Wohlbefinden

Wir bieten wettbewerbsfähige, leistungsorientierte Vergütungspakete und verfolgen weltweit gerechte Vergütungspraktiken. Unsere Vergütungsprogramme umfassen in der Regel ein Grundgehalt, das jährliche Variable Cash Incentive Program (VCIP) sowie – für berechnigte Mitarbeiter – das Restricted Stock Unit (RSU)-Programm. Unsere Altersvorsorge- und Sparpläne sichern die finanzielle Zukunft unserer Mitarbeiter und sind auf den lokalen Märkten wettbewerbsfähig.

Wir unterziehen unsere globalen Vergütungs- und Sozialleistungsprogramme regelmäßig einem Benchmarking, um sicherzustellen, dass sie wettbewerbsfähig sind und den Bedürfnissen unserer Mitarbeiter entsprechen. Wir bieten flexible Arbeitszeiten und wettbewerbsfähige Urlaubsregelungen, einschließlich Elternzeit an vielen Standorten. Darüber hinaus bieten wir Unterstützung bei Erwerbsunfähigkeit, Altenpflege und Kinderbetreuung, einschließlich betriebseigener Kinderbetreuung, wenn der Zugang vor Ort schwierig ist.

Allgemeines

Die Umweltinformationen, die im Bericht der Geschäftsführung über die Finanzlage und die Ertragslage ab Seite 53 unter der Überschrift „Umwelt“ und ab Seite 55 unter der Überschrift „Klimawandel“ enthalten sind, werden hiermit durch Verweis einbezogen. Sie umfassen Informationen zu den als Aufwand verbuchten und aktivierten Umweltkosten für das Jahr 2025 sowie zu den für die Jahre 2026 und 2027 erwarteten Kosten.

Zugang zu SEC-Berichten über die Website

Die Adresse unserer Website lautet www.conocophillips.com. Die auf unserer Website enthaltenen Informationen sind nicht Bestandteil dieses Berichts auf Formular 10-K.

Unsere Jahresberichte auf Formular 10-K, Quartalsberichte auf Formular 10-Q, Aktuelle Berichte auf Formular 8-K sowie etwaige Änderungen an diesen Berichten, die gemäß Abschnitt 13(a) oder 15(d) des Securities Exchange Act von 1934 eingereicht oder vorgelegt wurden, sind auf unserer Website kostenlos verfügbar, sobald dies nach der Einreichung oder Vorlage dieser Berichte bei der SEC zumutbar möglich ist. Alternativ können Sie diese Berichte auf der Website der SEC unter www.sec.gov einsehen.

Punkt 1A. Risikofaktoren

Sie sollten die folgenden Risikofaktoren zusätzlich zu den anderen in diesem Jahresbericht auf Formular 10-K enthaltenen Informationen sorgfältig berücksichtigen. Diese Risikofaktoren stellen nicht die einzigen Risiken dar, denen wir ausgesetzt sind. Unser Geschäft könnte auch durch zusätzliche Risiken und Ungewissheiten beeinträchtigt werden, die uns derzeit nicht bekannt sind oder die wir derzeit als unwesentlich erachten. Sollten eines dieser Risiken oder andere, noch unbekannte oder derzeit als unwesentlich erachtete Risiken eintreten, könnten unser Geschäft, unsere Betriebsergebnisse und unsere Finanzlage sowie der Wert einer Investition in unsere Stammaktien erheblich und nachteilig beeinflusst werden.

Risiken im Zusammenhang mit unserer Branche

Unsere Geschäftsergebnisse, unsere Fähigkeit zur Umsetzung unserer Strategie und der Buchwert unserer Vermögenswerte sind den Auswirkungen schwankender Rohstoffpreise oder anhaltender Phasen niedriger Rohstoffpreise ausgesetzt.

Zu den wichtigsten Faktoren, die sich auf unsere Umsätze, unser Betriebsergebnis und unsere künftige Wachstumsrate auswirken, zählen die Verkaufspreise für Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs. Diese Preise sind an Marktpreise gekoppelt, die aufgrund von Faktoren, die außerhalb unserer Kontrolle liegen, starken Schwankungen unterliegen können. So schwankten beispielsweise im Laufe des Jahres 2025 die WTI-Rohölpreise zwischen einem Höchststand von 80 US-Dollar pro Barrel im Januar und einem Tiefststand von 55 US-Dollar pro Barrel im Dezember. Angesichts der Volatilität der Faktoren, die die Rohstoffpreise und unsere damit verbundenen Erlöse beeinflussen, sowie des weltweiten politischen und wirtschaftlichen Umfelds – einschließlich möglicher Konjunkturabschwächungen oder Rezessionen, unerwarteter Schocks bei Angebot und Nachfrage oder erhöhter Unsicherheit aufgrund bewaffneter Konflikte, geopolitischer Spannungen und Eskalationen in verschiedenen Ölförderregionen weltweit – könnten die Preise für Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs weiterhin Schwankungen unterliegen.

Anhaltend niedrige Rohstoffpreise könnten sich erheblich nachteilig auf unsere Umsatzerlöse, unser Betriebsergebnis, unsere Cashflows und unsere Liquidität auswirken und könnten zudem die Höhe der Dividenden beeinflussen, die wir für unsere Stammaktien beschließen und ausschütten, sowie die Anzahl der Aktien, die wir im Rahmen unseres Aktienrückkaufprogramms erwerben, und den Zeitpunkt solcher Rückkäufe.

Niedrigere Preise könnten zudem die Menge der Reserven einschränken, die wir wirtschaftlich fördern können, was sich negativ auf unsere nachgewiesenen Reserven und unsere Reserverersatzquote auswirken und den Abbau unserer bestehenden nachgewiesenen Reserven beschleunigen würde, während wir die Förderung aus unseren Upstream-Feldern fortsetzen. Anhaltend niedrige Preise könnten strategische Entscheidungen im Zusammenhang mit unserem Betrieb beeinflussen, einschließlich Entscheidungen zur Reduzierung von Kapitalinvestitionen oder zur Drosselung der von uns betriebenen Förderung.

Erhebliche Rückgänge der Preise für Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs könnten uns zudem dazu zwingen, unsere Investitionsausgaben zu senken, den Buchwert unserer Vermögenswerte abzuschreiben oder die Einstufung bestimmter Vermögenswerte als nachgewiesene Reserven aufzuheben. Obwohl es zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht sinnvoll möglich ist, die Auswirkungen künftiger Wertminderungen oder geschätzter Änderungen unserer Förderraten pro Produktionseinheit zu quantifizieren, könnten unsere Geschäftsergebnisse dadurch negativ beeinflusst werden.

Sollten wir bei der Erschließung von Ressourcen keinen Erfolg haben, wird sich der Umfang unserer Geschäftstätigkeit verringern, was sich negativ auf unsere Finanzlage und unsere Geschäftsergebnisse auswirken könnte.

Da wir Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGLs aus unserem bestehenden Portfolio fördern, verringert sich die Menge unserer verbleibenden Reserven. Wenn es uns nicht gelingt, die von uns geförderten Ressourcen durch vielversprechende Projekte für die zukünftige organische Erschließung oder durch Akquisitionen zu ersetzen, wird unser Geschäft zurückgehen. Darüber hinaus hängt unsere Fähigkeit zur erfolgreichen Erschließung unserer Reserven von der Erreichung einer Reihe operativer und strategischer Ziele ab, von denen einige Aspekte außerhalb unserer Kontrolle liegen. Dazu gehören die Bewältigung politischer und regulatorischer Herausforderungen bei der Erlangung und Verlängerung von Rechten zur Erschließung und Förderung von Kohlenwasserstoffen, die Optimierung von Lagerstätten, die budget- und termingerechte Fertigstellung von Projekten mit langen Vorlaufzeiten und hohem Kapitalbedarf sowie der effiziente und rentable Betrieb ausgereifter Liegenschaften. Sollte es uns nicht gelingen, die Ressourcen in unserem Portfolio zu erschließen, könnte dies unsere Finanzlage und unsere Geschäftsergebnisse nachteilig beeinflussen.

Die Exploration und Förderung von Öl und Gas ist eine äußerst wettbewerbsintensive Branche.

Die Exploration und Förderung von Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGLs ist ein äußerst wettbewerbsintensives Geschäft. Wir stehen in allen Bereichen des Explorations- und Fördergeschäfts im Wettbewerb mit privaten, börsennotierten und staatlichen Unternehmen, einschließlich der Lokalisierung, des Erwerbs und der Erschließung neuer Versorgungsquellen sowie der effizienten und kostengünstigen Förderung von Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGLs. Darüber hinaus gehen wir davon aus, dass die Öl- und Gasindustrie zusätzliche Konkurrenz durch alternative Kraftstoffe erfahren wird. Wir müssen zudem um die Materialien, Ausrüstung, Dienstleistungen, Mitarbeiter und anderes Personal (einschließlich Geologen, Geophysiker, Ingenieure und andere Spezialisten) konkurrieren, die für die Ausübung unserer Geschäftstätigkeit erforderlich sind. Sollten wir in irgendeinem Bereich dieses Wettbewerbs nicht erfolgreich sein, könnte dies unsere Finanzlage und unsere Geschäftsergebnisse nachteilig beeinflussen.

Unsere Fähigkeit, unsere Pläne zur Verringerung der operativen Treibhausgasemissionsintensität erfolgreich umzusetzen, unterliegt einer Reihe von Risiken und Unsicherheiten, und solche Reduzierungen können kostspielig und schwer zu erreichen sein.

Unser Rahmenwerk für das Management klimabezogener Geschäftsrisiken ist in unserer Strategie zu klimabezogenen Risiken dargelegt, die unsere strategische Flexibilität, unseren Ansatz zur Senkung der Emissionsintensität der Bereiche 1 und 2, unsere Technologieauswahl sowie unsere Engagementmaßnahmen beschreibt. Unter anderem haben wir kurz- und mittelfristige Ziele zur Senkung der Treibhausgasintensität sowie Ziele in Bezug auf das Abfackeln und Methan festgelegt. Unsere Fähigkeit, die in der Strategie zu klimabezogenen Risiken festgelegten Ziele und Ambitionen zu erreichen, unterliegt einer Reihe von Risiken und Unsicherheiten, die außerhalb unserer Kontrolle liegen, darunter staatliche Politik und Märkte, die Akzeptanz von Technologien zur CO₂-Abscheidung, die Entwicklung der Märkte sowie potenzielle Änderungen bei Genehmigungen und Vorschriften, die alle unsere Fähigkeit beeinträchtigen könnten, aktuelle oder zukünftige Pläne umzusetzen. Darüber hinaus könnte das Tempo der Entwicklung wirksamer Technologien zur Emissionsmessung und -minderung sowie das tatsächliche Tempo ihrer Einführung unzureichend sein, oder die tatsächlich entwickelten Technologien könnten nicht ausreichen, um unsere festgelegten Ziele und Ambitionen zu erreichen.

Darüber hinaus könnte die Umsetzung unserer Strategie zu klimabezogenen Risiken kostspielig sein, wahrscheinlich auf unvorhergesehene Hindernisse stoßen, in unterschiedlichem Tempo voranschreiten und auf eine Weise erfolgen, die wir zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorhersagen können. Wir gehen davon aus, dass wir in Zukunft Emissionsgutschriften und/oder Ausgleichszertifikate erwerben müssen. Das Angebot an Ausgleichszertifikaten könnte unzureichend sein, und uns könnten zunehmend höhere Kosten im Zusammenhang mit dem Erwerb solcher Zertifikate entstehen. Selbst wenn es uns gelingt, eine ausreichende Menge solcher Zertifikate zu zufriedenstellenden Preisen zu erwerben, könnten Investoren, Aufsichtsbehörden oder andere Dritte diese Vorgehensweise möglicherweise nicht als akzeptables Mittel zur Erreichung unserer operativen Emissionsminderungsziele ansehen. Da fortschrittliche Technologien zur genauen Messung von Emissionen entwickelt werden, könnten wir gezwungen sein, unsere Emissionsschätzungen und Reduktionsziele zu überarbeiten oder anderweitig Aspekte unserer klimabezogenen Risikostrategie anzupassen. Wir könnten nachteilig betroffen sein und möglicherweise die wirtschaftliche Nutzungsdauer bestimmter Vermögenswerte verkürzen sowie den damit verbundenen Nettobuchwert abschreiben müssen, was auf die Emissionsintensität einiger unserer Vermögenswerte zurückzuführen ist. Selbst wenn wir unsere Ziele erreichen, könnten unsere Bemühungen als unzureichend eingestuft werden.

Wir prüfen weiterhin Möglichkeiten für kohlenstoffarme Investitionen zur Unterstützung unserer operativen Emissionsminderungsziele. Solche potenziellen Investitionen können uns zahlreichen finanziellen, rechtlichen, operativen, reputationsbezogenen und sonstigen Risiken aussetzen und tragen letztendlich möglicherweise nicht wesentlich zur Reduzierung der operativen Emissionen bei. Der Erfolg solcher Investitionen hängt unter anderem von der Zusammenarbeit mit staatlichen Stellen, der Unterstützung durch Interessengruppen, der Entwicklung relevanter Märkte für kohlenstoffarme Kraftstoffe, unserer Fähigkeit zur Erforschung und Prognose potenzieller Investitionen, der Kooperationsbereitschaft von Industriepartnern sowie unserer Fähigkeit ab, unsere bestehenden Stärken und unser Fachwissen auf neue Technologien, Projekte und Märkte anzuwenden.

Die Schätzungen der Rohöl-, Bitumen-, Erdgas- und NGL-Reserven sind ungenau und können Änderungen unterliegen; jede wesentliche Änderung der Faktoren und Annahmen, die unseren Schätzungen der Rohöl-, Bitumen-, Erdgas- und NGL-Reserven zugrunde liegen, könnte die Menge und den Wert dieser Reserven beeinträchtigen.

Die in diesem Jahresbericht enthaltenen Angaben zu unseren nachgewiesenen Reserven stellen die bestmöglichen Schätzungen der Unternehmensleitung dar, die auf Annahmen zu einem bestimmten Stichtag hinsichtlich der Mengen basieren, die aus unterirdischen Vorkommen von Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGL gefördert werden können. Diese Mengen lassen sich nicht direkt messen, und die von der Unternehmensleitung verwendeten Schätzungen und zugrunde liegenden Annahmen unterliegen erheblichen Risiken und Unsicherheiten. Jede wesentliche Änderung der Faktoren und Annahmen, die unseren Schätzungen dieser Posten zugrunde liegen, könnte zu einer wesentlichen negativen Auswirkung auf das ausgewiesene Reservenvolumen führen oder dazu führen, dass uns Wertminderungsaufwendungen für Vermögenswerte im Zusammenhang mit der Förderung dieser Reserven entstehen. Zukünftige Reservenrevisionen könnten sich unter anderem auch aus Änderungen der staatlichen Regulierung und der Rohstoffpreise ergeben. Weitere Informationen zu den verwendeten Schätzungen finden Sie im Abschnitt „Wesentliche Bilanzierungsschätzungen“ der Erläuterungen der Geschäftsführung zur Finanzlage und zu den Geschäftsergebnissen.

Unser Geschäft kann durch Preisregulierungen, staatlich auferlegte Beschränkungen der Förderung oder des Exports von Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs oder durch die Nichtverfügbarkeit angemessener Sammel-, Verarbeitungs-, Kompressions-, Transport- und Pipelineanlagen sowie Ausrüstung für unsere Förderung von Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGLs beeinträchtigt werden.

Wie hierin erläutert, unterliegen unsere Geschäftstätigkeiten umfangreichen staatlichen Vorschriften in zahlreichen Rechtsordnungen. Von Zeit zu Zeit haben Aufsichtsbehörden Preisregulierungen und Produktionsbeschränkungen verhängt, indem sie die Förderrate von Rohöl-, Bitumen-, Erdgas- und NGL-Bohrlochern unter die tatsächliche Produktionskapazität begrenzt haben. Ebenso könnten Regierungen als Reaktion auf gestiegene inländische Energiekosten, auf Umstände, die als im wirtschaftlichen oder sonstigen Interesse des Landes liegend erachtet werden, oder auf einen ausgerufenen nationalen Notstand den Export oder Import unserer Produkte einschränken, was sich nachteilig auf unser Geschäft auswirken würde. So kündigten die USA beispielsweise im Januar 2024 als Reaktion auf Bedenken von Umweltverbänden eine vorübergehende Aussetzung neuer Genehmigungen für bestimmte LNG-Exporte an. Die Aussetzung wurde anschließend im Januar 2025 aufgehoben. Diese Aussetzung und andere Schwierigkeiten bei den behördlichen Genehmigungsverfahren können langfristige negative Auswirkungen auf unser globales LNG-Geschäft haben. Da sich gesetzliche Anforderungen zudem häufig ändern und Auslegungssache sind, können wir nicht vorhersagen, ob künftig Beschränkungen für unser Geschäft erlassen werden oder für uns gelten könnten.

Unsere Fähigkeit, das von uns geförderte Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs zu verkaufen und zu liefern, hängt zudem von der Verfügbarkeit, der Nähe und der Kapazität von Sammel-, Verarbeitungs-, Kompressions-, Transport- und Pipelineanlagen sowie von der erforderlichen Ausrüstung ab, ebenso wie von den notwendigen Verdünnungsmitteln, um unser Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs für den Transport vorzubereiten. Die Anlagen, Ausrüstungen und Verdünnungsmittel, auf die wir angewiesen sind, stehen uns möglicherweise aufgrund von Marktbedingungen, extremen Wetterereignissen, Verzögerungen bei der Genehmigungserteilung und anderen regulatorischen Angelegenheiten, mechanischen Gründen oder anderen Faktoren oder Umständen vorübergehend nicht zur Verfügung, von denen viele außerhalb unserer Kontrolle liegen. Darüber hinaus reicht die Kapazität der erforderlichen Anlagen, Ausrüstungen und Verdünnungsmittel in bestimmten neueren Fördergebieten möglicherweise nicht aus, um die Produktion aus bestehenden und neuen Bohrlochern aufzunehmen, und Verzögerungen bei Bau und Genehmigungen, Genehmigungskosten sowie regulatorische oder sonstige Einschränkungen könnten den Bau, die Herstellung oder die anderweitige Beschaffung neuer Anlagen und Ausrüstungen einschränken oder verzögern. Sollten Anlagen, Ausrüstung oder Verdünnungsmittel oder eine der Transportmethoden und -wege, auf die wir angewiesen sind, für einen bestimmten Zeitraum nicht verfügbar sein, könnten uns erhöhte Kosten für den Transport unseres zum Verkauf bestimmten Rohöls, Bitumens, LNG, Erdgases und NGLs entstehen; Wir könnten gezwungen sein, unsere Produktion von Rohöl, Bitumen, Erdgas oder NGLs einzuschränken, oder wir könnten möglicherweise nicht alle Ziele unserer Strategie zu klimabezogenen Risiken erreichen, wie beispielsweise die Reduzierung des routinemäßigen Abfackelns.

Unsere Fähigkeit, Risiken zu steuern oder Ergebnisse in Joint Ventures zu beeinflussen, kann eingeschränkt sein.

Wir führen einen Großteil unserer Geschäftstätigkeiten über Joint Ventures durch, bei denen ein anderer Joint-Venture-Partner der Betreiber ist oder wir möglicherweise keine Mehrheitskontrolle haben. In diesen Fällen können die wirtschaftlichen, geschäftlichen oder rechtlichen Interessen oder Ziele des Betreibers oder der stimmrechtsstarken Mehrheit nicht mit unseren übereinstimmen, und wir sind möglicherweise nicht in der Lage, die Entscheidungsfindung oder die Ergebnisse so zu beeinflussen, dass sie mit unseren Interessen oder Zielen in Einklang stehen. Sollte ein Betreiber oder eine Stimmrechtsmehrheit, an der wir eine Beteiligung an einem Joint Venture halten, die mit den jeweiligen Aktivitäten verbundenen Risiken nicht angemessen steuern, könnte dies negative Auswirkungen auf die Finanzlage oder die Geschäftsergebnisse unserer Joint Ventures und damit auch auf unser Geschäft und unsere Geschäftstätigkeit haben.

Unsere Geschäftstätigkeit unterliegt Gefahren und Risiken, die eine umfassende und kontinuierliche Überwachung erfordern.

Unsere Geschäftstätigkeit ist einer Vielzahl von Gefahren und Risiken ausgesetzt, die eine umfassende und kontinuierliche Überwachung erfordern, wie beispielsweise die Überwachung, Prävention oder Eindämmung von bzw. der Schutz vor Explosionen, Bränden, Produktaustritten, Unwettern, geologischen Ereignissen, globalen Gesundheitskrisen wie Epidemien und Pandemien, Arbeitskonflikten, geopolitischen Spannungen und Eskalationen, bewaffneten Auseinandersetzungen, Terror- oder Piratenangriffen, Sabotage, zivilen Unruhen oder Cyberangriffen. Unsere Geschäftstätigkeit ist zusätzlichen Gefahren ausgesetzt, die mit der Exposition gegenüber Schadstoffen und toxischen Substanzen sowie deren potenzieller Freisetzung zusammenhängen, ebenso wie anderen Umweltgefahren und -risiken. So können beispielsweise Offshore-Aktivitäten aufgrund komplexer unterirdischer Gegebenheiten wie höherer Lagerstättendrücke, größerer Wassertiefen und meteorologisch-ozeanografischer Bedingungen zunehmend größere technologische Herausforderungen, Betriebsrisiken und das Potenzial für nachteilige Folgen durch Betriebsausfälle mit sich bringen. All diese Gefahren könnten zum Verlust von Menschenleben, erheblichen Sach- und Ausrüstungsschäden, Umweltverschmutzung, Betriebsbeeinträchtigungen, erheblichen Verlusten für uns und einer Schädigung unseres Rufs führen. Unser Geschäft und unser Betrieb könnten gestört werden, wenn wir nicht angemessen auf eine dieser Gefahren und Risiken oder eine andere größere Krise reagieren oder der Eindruck entsteht, dass wir nicht angemessen reagieren, oder wenn wir nicht in der Lage sind, betroffene Betriebskomponenten und Kapazitäten effizient wiederherzustellen oder zu ersetzen. Maßnahmen zur Bewältigung globaler Gesundheitskrisen, Epidemien oder Pandemien können zu einer geringeren Nachfrage nach unseren Produkten führen; zu Störungen unserer Lieferkette, der Weltwirtschaft oder der Finanz- bzw. Rohstoffmärkte; zu Störungen unserer vertraglichen Vereinbarungen mit unseren Dienstleistern, Lieferanten und anderen Vertragspartnern; dazu, dass unsere Lieferanten, Auftragsfertiger, Auftragnehmer, Joint-Venture-Partner und externen Geschäftspartner ihren Verpflichtungen uns gegenüber nicht nachkommen; zu einer verminderten Produktivität der Belegschaft; sowie zu freiwilligen oder unfreiwilligen Betriebsbeschränkungen. Darüber hinaus reicht unser Versicherungsschutz möglicherweise nicht aus, um uns für alle oben beschriebenen Verluste zu entschädigen, und die Kosten für den Abschluss eines angemessenen Versicherungsschutzes könnten für uns in Zukunft steigen oder ein solcher Schutz könnte nicht mehr verfügbar sein.

Zudem gestalten und betreiben wir unsere Geschäftsabläufe zwar so, dass sie den erwarteten klimatischen Bedingungen Rechnung tragen; sollten sich jedoch erhebliche Veränderungen des Erdklimas ergeben, wie beispielsweise schwerwiegendere oder häufigere Wetterereignisse in den Märkten, in denen wir tätig sind, oder in den Gebieten, in denen sich unsere Vermögenswerte befinden, könnten uns erhöhte Kosten entstehen, unser Betrieb und unsere Lieferkette könnten beeinträchtigt werden und die Nachfrage nach unseren Produkten könnte sinken.

Jeder dieser Faktoren oder andere Folgewirkungen solcher Faktoren könnten unsere Kosten erheblich erhöhen, sich negativ auf unsere Umsätze oder unsere Fähigkeit zur Umsetzung und Weiterentwicklung unserer Strategie zum Umgang mit klimabezogenen Risiken auswirken und unsere Finanzlage, unser Geschäftsergebnis, unsere Cashflows und unsere Liquiditätslage beeinträchtigen. Das volle Ausmaß und die Dauer solcher Auswirkungen lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorhersagen, da hinsichtlich ihrer Ursachen, Gründe und Folgen Unsicherheit besteht.

Rechtliche und regulatorische Risiken

Wir gehen davon aus, dass uns aufgrund der Einhaltung bestehender und künftiger Umweltgesetze und -vorschriften weiterhin erhebliche Investitionsausgaben und Betriebskosten entstehen werden.

Unsere Geschäftstätigkeit unterliegt zahlreichen Gesetzen und Vorschriften zum Umweltschutz, von denen erwartet wird, dass sie weiterhin einen zunehmenden Einfluss auf unseren Geschäftsbetrieb haben werden. Eine Beschreibung der wichtigsten dieser Umweltgesetze und -vorschriften finden Sie in den Abschnitten „Unvorhergesehene Ereignisse – Umwelt“, „Klimawandel“ und „Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken“ im Bericht der Geschäftsführung über die Finanzlage und die Ertragslage. Diese Gesetze und Vorschriften nehmen sowohl an Zahl als auch an Komplexität weiter zu und wirken sich unter anderem in folgenden Bereichen auf unseren Geschäftsbetrieb aus:

- Genehmigungen, die im Zusammenhang mit Exploration, Bohrungen, Förderung und anderen Aktivitäten erforderlich sind, einschließlich solcher, die von nationalen, regionalen und lokalen Behörden erteilt werden;
- Die Einleitung von Schadstoffen in die Umwelt;
- Emissionen in die Atmosphäre, wie Stickoxide, Schwefeldioxid, Quecksilber und Treibhausgasemissionen, einschließlich Methan und Kohlendioxid;
- Kohlenstoffsteuern;
- die Handhabung, Verwendung, Lagerung, den Transport, die Entsorgung und die Sanierung von Gefahrstoffen sowie von gefährlichen und nicht gefährlichen Abfällen;
- Der Rückbau, die Stilllegung und die Sanierung historischer Liegenschaften und Anlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer; sowie
- Explorations- und Förderaktivitäten in bestimmten Gebieten, wie z. B. in Offshore-Umgebungen, arktischen Feldern, Öisandlagerstätten und unkonventionellen Lagerstätten.

Aufgrund dieser Gesetze und Vorschriften sind uns erhebliche Investitions-, Betriebs-, Instandhaltungs- und Sanierungsausgaben entstanden und werden uns auch weiterhin entstehen. Sofern diese Ausgaben im Rahmen einer Veräußerung vom Käufer übernommen werden, kann dies zudem zu erheblichen Kosten für uns führen, falls der Käufer nicht in der Lage ist, diesen Verpflichtungen nachzukommen. Jedes tatsächliche oder vermeintliche Versäumnis unsererseits, bestehende oder künftige Gesetze, Vorschriften und sonstige Anforderungen einzuhalten, könnte zu verwaltungs- oder zivilrechtlichen Sanktionen, strafrechtlichen Geldbußen, sonstigen Durchsetzungsmaßnahmen oder Rechtsstreitigkeiten Dritter gegen uns führen. Soweit sich diese Aufwendungen – wie alle Kosten – letztlich nicht in den Preisen unserer Produkte widerspiegeln, könnten unser Geschäft, unsere Finanzlage, unsere Ertragslage und unsere Cashflows in zukünftigen Perioden sowie unsere Fähigkeit, unsere Strategie zum Umgang mit klimabezogenen Risiken umzusetzen und voranzutreiben, beeinträchtigt werden.

Bestehende und künftige Gesetze, Vorschriften und interne Initiativen im Zusammenhang mit dem globalen Klimawandel, wie beispielsweise Beschränkungen der Treibhausgasemissionen oder Bestimmungen zur Reduzierung solcher Emissionen, können unsere Geschäftspläne beeinflussen oder einschränken, zu erheblichen Ausgaben führen, alternative Energienutzungen fördern oder die Nachfrage nach unseren Produkten verringern.

Die anhaltende politische und gesellschaftliche Aufmerksamkeit für das Thema des globalen Klimawandels hat sowohl zu bestehenden als auch zu anstehenden internationalen Abkommen sowie zu nationalen, regionalen oder lokalen Gesetzen und regulatorischen Maßnahmen zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen geführt, wie beispielsweise Emissionshandelssysteme, spezifische Emissionsstandards, CO₂-Steuern, restriktive Genehmigungsverfahren, verschärfte Kraftstoffeffizienzstandards sowie Anreize oder Vorschriften für erneuerbare und alternative Energien. Obwohl wir die Absicht von gesetzlichen und regulatorischen Maßnahmen zur Bewältigung klimabezogener Risiken möglicherweise unterstützen, könnten die Einzelheiten hinsichtlich der Art und des Zeitpunkts ihrer Umsetzung in zukünftigen Perioden zu einer wesentlichen nachteiligen Auswirkung auf unser Geschäft, unsere Finanzlage, unsere Ertragslage und unseren Cashflow sowie auf unsere Fähigkeit führen, unsere Strategie zur Bewältigung klimabezogener Risiken umzusetzen und voranzutreiben.

So haben beispielsweise New York und Vermont im Jahr 2024 Gesetze verabschiedet, die darauf abzielen, bestimmte Energieunternehmen finanziell für staatliche Maßnahmen zur Eindämmung des Klimawandels und zur Anpassung an dessen Folgen haftbar zu machen, in Anlehnung an das „Verursacherprinzip“ bestehender Superfund-Gesetze. Diese Haftung kann die Einzahlung in einen Fonds für Infrastruktursanierungen und den Wiederaufbau nach extremen

Wetterereignissen, die andernfalls von der Regierung übernommen würden. Zwar haben bislang nur zwei US-Bundesstaaten solche Gesetze erlassen, doch haben andere Bundesstaaten ähnliche Maßnahmen eingeführt, und es ist wahrscheinlich, dass weitere Bundesstaaten einen ähnlichen Ansatz in Betracht ziehen werden. Die Einhaltung solcher Gesetze könnte uns erheblichen zusätzlichen Verbindlichkeiten aussetzen. Darüber hinaus wurden in bestimmten US-Bundesstaaten Gesetzesvorlagen eingebracht, die Generalstaatsanwälten, Versicherern und Einzelpersonen das Recht einräumen würden, von bestimmten Energieunternehmen Schadenersatz für angebliche Auswirkungen des Klimawandels zu fordern. Sollten solche Gesetzesvorlagen in Kraft treten, könnten wir zusätzlichen, erheblichen Haftungsrisiken ausgesetzt sein.

Darüber hinaus veröffentlichte die EPA im Dezember 2023 eine endgültige Verordnung, mit der unter anderem die Vorschriften für die Emission von Methan und flüchtigen organischen Verbindungen aus neuen Öl- und Gasförderanlagen sowie die Emissionsrichtlinien für die Bundesstaaten bei der Überarbeitung ihrer Umsetzungspläne zum „Clean Air Act“ zur Begrenzung der Methanemissionen aus bestehenden Öl- und Gasanlagen überarbeitet wurden. Im Jahr 2025 unternahm die EPA jedoch Schritte zur Aufhebung einiger klimabezogener Vorschriften (z. B. durch die Verschiebung von Einhaltungsfristen für Methanstandards und den Vorschlag, die meisten Verpflichtungen im Rahmen des „Greenhouse Gas Reporting Program“ aufzuheben). Diese politischen Kurswechsel schaffen zusätzliche Unsicherheit für Unternehmen, die ihre Geschäftstätigkeit über mehrere Regierungsperioden hinweg planen müssen. Diese regulatorischen Änderungen könnten zudem unseren Zugang zu Emissionsdaten aus nicht von uns betriebenen Anlagen oder Joint Ventures erschweren, die wir zur Vervollständigung unserer Emissionsbilanz benötigen.

Darüber hinaus prägen internationale Klimainitiativen, wie die Gipfeltreffen der Konferenz der Vertragsparteien der Vereinten Nationen (UNFCCC), weiterhin die globale Reaktion auf den Klimawandel. Diese Gipfeltreffen können dazu führen, dass sich zahlreiche Länder verpflichten, die Ziele von Abkommen wie dem Pariser Abkommen zu erreichen, indem sie auf nationaler Ebene Vorschriften zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen erlassen.

Die Umsetzung bestehender Abkommen und regulatorischer oder gerichtlicher Maßnahmen sowie etwaiger künftiger Abkommen oder Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen kann unsere Kapital- und Betriebskosten erhöhen, die Nachfrage nach unseren Produkten beeinträchtigen, Steuern auf unsere Produkte oder unseren Betrieb nach sich ziehen oder uns dazu verpflichten, Emissionszertifikate zu erwerben oder die Treibhausgasemissionen aus unserem Betrieb zu reduzieren. Infolgedessen können uns erhebliche Investitionsausgaben sowie Kosten für die Einhaltung von Vorschriften, Betriebs-, Wartungs- und Sanierungsmaßnahmen entstehen, die sich jeweils nachteilig auf unser Geschäft und unsere Geschäftsergebnisse auswirken können.

Weitere Informationen zu Gesetzen oder Vorläufern möglicher Vorschriften im Zusammenhang mit dem globalen Klimawandel, die unsere Geschäftstätigkeit beeinflussen oder beeinflussen könnten, sowie eine Beschreibung der Reaktion des Unternehmens finden Sie in den Abschnitten „Unwägbarkeiten – Klimawandel“ und „– Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken“ im Bericht der Geschäftsführung über die Finanzlage und die Ertragslage.

Die zunehmende Aufmerksamkeit von Investoren und der Gesellschaft für den globalen Klimawandel sowie die Bemühungen, diesem entgegenzuwirken, könnten einschränken, wer mit uns Geschäfte tätigen darf, oder unseren Zugang zu den Finanzmärkten beeinträchtigen und uns Rechtsstreitigkeiten aussetzen.

Die Aufmerksamkeit für den globalen Klimawandel hat zudem zu Druck von und auf Aktionäre, Finanzinstitute und andere Finanzmarktteilnehmer geführt, Investitionen, Versicherungen und Finanzierungen für Öl- und Gasunternehmen möglicherweise einzuschränken oder einzustellen. So hat sich beispielsweise eine beträchtliche Anzahl von Finanzinstituten verpflichtet, das Ziel der Netto-Null bis 2050 zu erreichen und Zwischenziele für 2030 oder früher festzulegen. Zwar verbieten diese Ziele den Akteuren des Finanzsektors nicht, Geschäfte mit Öl- und Gasunternehmen zu tätigen, doch könnten sich die Akteure selbst Beschränkungen auferlegen. Umgekehrt sehen wir uns auch dem Druck einiger Vertreter der Investmentbranche und bestimmter öffentlicher Interessengruppen ausgesetzt, den Fokus auf ESG-Kriterien in unserer Entscheidungsfindung einzuschränken, mit der Begründung, dass ESG-Aspekte keinen Einfluss auf die finanziellen Ergebnisse hätten. Da der öffentliche Druck auf den Finanzsektor weiter zunimmt, könnten unsere Kapitalkosten steigen.

Darüber hinaus hat die zunehmende Aufmerksamkeit für den globalen Klimawandel dazu geführt, dass die Wahrscheinlichkeit staatlicher Ermittlungen und privater Rechtsstreitigkeiten gestiegen ist, was unsere Kosten erhöhen oder sich anderweitig nachteilig auf unser Geschäft auswirken könnte. Seit 2017 und bis einschließlich 2025 haben Städte, Landkreise, Regierungen und andere Einrichtungen in mehreren US-Bundesstaaten und Territorien Klagen gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter ConocoPhillips, eingereicht, um Schadenersatz und billigkeitsrechtliche Abhilfe zur Eindämmung angeblicher Auswirkungen des Klimawandels zu erwirken. Es wird erwartet, dass weitere Klagen mit ähnlichen Vorwürfen von staatlichen Stellen eingereicht werden. Im Jahr 2025 wurde eine mutmaßliche Sammelklage gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter ConocoPhillips, eingereicht, mit der Energieunternehmen für gestiegene Hausratversicherungsprämien haftbar gemacht werden sollen, die angeblich auf Verluste aufgrund des Klimawandels zurückzuführen sind. Die von den Klägern geltend gemachten Beträge sind nicht beziffert, und die rechtlichen und sachlichen Fragen, um die es in diesen Fällen geht, sind beispiellos. Wir sind der Ansicht, dass diese Klagen sachlich und rechtlich unbegründet sind und kein geeignetes Mittel darstellen, um die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen anzugehen, und wir werden uns gegen solche Klagen energisch verteidigen. Der endgültige Ausgang und die Auswirkungen auf uns lassen sich nicht mit Sicherheit vorhersagen, und wir rechnen damit, dass uns in Zukunft erhebliche Rechtskosten im Zusammenhang mit der Verteidigung gegen diese und ähnliche Klagen entstehen werden. Es könnten auch Klagen gegen uns erhoben werden, in denen uns ein Versagen oder mangelnde Sorgfalt bei der Erreichung unserer öffentlich erklärten ESG-Ziele vorgeworfen wird oder in denen uns Falschdarstellungen im Zusammenhang mit unseren ESG-Aktivitäten vorgeworfen werden.

Politische und wirtschaftliche Entwicklungen könnten unseren Geschäftsbetrieb beeinträchtigen und unsere Rentabilität sowie unseren Cashflow erheblich verringern.

Maßnahmen der US-Regierung, der Regierungen der Bundesstaaten, lokaler Behörden sowie ausländischer Regierungen in Form von Sanktionen, Steuern, Zöllen und anderen Gesetzen, Durchführungsverordnungen und Handelsbeschränkungen könnten unsere operative Rentabilität sowohl in den USA als auch im Ausland verringern. An bestimmten Standorten wurden von Regierungen oder bestimmten Interessengruppen Beschränkungen unserer Geschäftstätigkeit, Pachtbeschränkungen, Sondersteuern oder Steuerbescheide, Zölle sowie Vorschriften zur Zahlungsklarheit verhängt oder vorgeschlagen, die uns dazu verpflichten könnten, wettbewerbsrelevante Informationen offenzulegen, oder die dazu führen könnten, dass wir gegen Geheimhaltungsgesetze anderer Länder verstoßen. Darüber hinaus könnten wir in den USA mit regulatorischen Änderungen konfrontiert werden, darunter unter anderem die Verabschiedung von Steuergesetzänderungen, die sich nachteilig auf die fossile Brennstoffindustrie auswirken, neue Methanemissionsstandards, Auflagen zur Einschränkung oder zum Verbot des Abfackelns und der Entsorgung von Grundwasser, strengere Umweltverträglichkeitsprüfungen und -bewertungen sowie Maßnahmen, die den Export von LNG oder Rohöl behindern oder einschränken. Ähnliche regulatorische Veränderungen, einschließlich damit verbundener höherer Kosten und Beschränkungen des Marktzugangs, können auch in internationalen Rechtsordnungen auftreten, in denen wir derzeit tätig sind oder tätig werden wollen.

Hydraulic Fracturing, eine wesentliche Fördertechnik, die die Gewinnung von Öl und Erdgas ermöglicht, das andernfalls in Gesteinsformationen mit geringer Permeabilität eingeschlossen wäre, stand in der Vergangenheit im Fokus politischer und regulatorischer Aufmerksamkeit. Eine Reihe lokaler, bundesstaatlicher, föderaler und nationaler Gesetze und Vorschriften regeln, beschränken oder verbieten derzeit das Hydraulic Fracturing in einigen Rechtsordnungen. Neue oder strengere Genehmigungs-, Offenlegungs- oder sonstige regulatorische Anforderungen in Bezug auf das Hydraulic Fracturing oder andere Öl- und Erdgasfördermaßnahmen, einschließlich der Entsorgung von Grundwasser, könnten zu erhöhten Kosten, Betriebsbeschränkungen oder Verzögerungen im Betrieb führen oder die Möglichkeiten zur Erschließung von Öl- und Erdgasvorkommen einschränken.

Darüber hinaus haben bestimmte Interessengruppen Volksbegehren vorgeschlagen, Pachtvergaben angefochten und Projektgenehmigungen angefochten, um beispielsweise die Erdöl- und Erdgasförderung allgemein sowie bestimmte Projekte, darunter das Willow-Projekt in Alaska, einzuschränken. Für den Fall, dass Volksabstimmungen, lokale, bundesstaatliche oder nationale Beschränkungen oder Verbote verabschiedet werden und zu strengeren Einschränkungen bei der Förderung und Erschließung von Öl und Erdgas in den Gebieten führen, in denen wir tätig sind, könnten uns erhebliche Kosten zur Einhaltung solcher Anforderungen entstehen oder es könnte zu Verzögerungen oder Einschränkungen bei der Genehmigung oder Durchführung von Explorations-, Erschließungs- oder Förderaktivitäten kommen. Solche Compliance-Kosten sowie Verzögerungen, Einschränkungen, Beschränkungen oder Verbote könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf unser Geschäft, unsere Aussichten, unsere Geschäftsergebnisse, unsere Finanzlage, unsere Liquidität und unsere Fähigkeit zur Umsetzung und Weiterentwicklung der Strategie zu klimabezogenen Risiken haben.

Politische und wirtschaftliche Faktoren auf den internationalen Märkten könnten sich wesentlich nachteilig auf uns auswirken.

Im Jahr 2025 stammten etwa 29 Prozent unserer Kohlenwasserstoffproduktion aus der Förderung außerhalb der USA, und 31 Prozent unserer nachgewiesenen Reserven befanden sich zum 31. Dezember 2025 außerhalb der USA. Wir sind Risiken ausgesetzt, die mit unseren Aktivitäten in ausländischen Rechtsordnungen und auf internationalen Märkten verbunden sind, darunter Änderungen der Politik ausländischer Regierungen in Bezug auf die Preisgestaltung und Besteuerung von Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas oder NGLs; sonstige regulatorische oder wirtschaftliche Entwicklungen (einschließlich der makroökonomischen Auswirkungen der Handelspolitik und -streitigkeiten der USA und auf internationaler Ebene); destabilisierende geopolitische Bedingungen wie die jüngste Eskalation von Konflikten im Nahen Osten und in Osteuropa; sowie internationale Währungs- und Wechselkursschwankungen. Beschränkungen der Öl- und Gasförderung könnten zunehmen, sofern Regierungen solche Maßnahmen als einen gangbaren Weg zur Verfolgung nationaler und globaler Energieversorgungssicherheit sowie klimapolitischer Ziele betrachten. Darüber hinaus fehlt es in einigen Ländern, in denen wir tätig sind, an einem vollständig unabhängigen Justizsystem. Dies führt in Verbindung mit Änderungen im ausländischen Recht oder in der Politik zu Rechtsunsicherheit, die unsere Geschäftstätigkeit erhöhten Risiken aussetzt, darunter größere Schwierigkeiten bei der Durchsetzung unserer Vereinbarungen in diesen Rechtsordnungen sowie ein erhöhtes Risiko nachteiliger Maßnahmen durch lokale Regierungsbehörden, wie beispielsweise Enteignungen. Maßnahmen von Gastregierungen, wie beispielsweise die Enteignung unserer Ölvermögenswerte durch die venezolanische Regierung, haben unsere Geschäftstätigkeit in der Vergangenheit erheblich beeinträchtigt und könnten dies auch in Zukunft tun.

Darüber hinaus ist die US-Regierung befugt, uns daran zu hindern oder uns einzuschränken, in ausländischen Rechtsordnungen oder mit bestimmten Parteien Geschäfte zu tätigen. Diese Beschränkungen sowie ähnliche, von ausländischen Regierungen auferlegte Beschränkungen haben in der Vergangenheit unsere Fähigkeit eingeschränkt, in verschiedenen Rechtsordnungen tätig zu sein oder Zugang zu Geschäftsmöglichkeiten dort zu erhalten. Diplomatische Beziehungen oder politische Maßnahmen zwischen der US-Regierung und einer oder mehreren ausländischen Rechtsordnungen können unsere Kosten erhöhen oder unsere Fähigkeit beeinträchtigen, in Rechtsstreitigkeiten gegen solche ausländischen Rechtsordnungen zugesprochene Entschädigungen einzutreiben. Änderungen der nationalen und internationalen Politik und Vorschriften können ebenfalls unsere Fähigkeit einschränken, Lizenzen oder Genehmigungen zu erhalten oder aufrechtzuerhalten, die für die Geschäftstätigkeit in ausländischen Rechtsordnungen erforderlich sind, einschließlich derjenigen, die für die Bohrung und Erschließung von Bohrlöchern notwendig sind. Ebenso könnte die Ausrufung eines „Klimanotstands“ zu Maßnahmen zur Beschränkung des Exports unserer Produkte und zu anderen Einschränkungen führen.

Jede dieser Maßnahmen könnte sich nachteilig auf unser Geschäft oder unsere Betriebsergebnisse auswirken, einschließlich unserer Fähigkeit, die Strategie zum Umgang mit klimabezogenen Risiken umzusetzen und voranzutreiben.

Weitere Risikofaktoren für unser Geschäft oder unseren Betrieb

Möglicherweise benötigen wir in Zukunft zusätzliches Kapital, das jedoch möglicherweise nicht zu akzeptablen Konditionen oder gar nicht zur Verfügung steht.

In der Vergangenheit haben wir uns zur Finanzierung unseres Betriebs und unserer Strategie in erster Linie auf die aus unserem Geschäft generierten Barmittel gestützt; von Zeit zu Zeit waren wir jedoch auch auf den Zugang zu den Kapitalmärkten angewiesen. Es kann nicht garantiert werden, dass in Zukunft zusätzliche Finanzmittel zu akzeptablen Konditionen oder überhaupt zur Verfügung stehen werden. Darüber hinaus gehen wir zwar davon aus, dass wir unsere bestehenden Verbindlichkeiten bei Fälligkeit oder gemäß unseren dargelegten Plänen zurückzahlen können, es kann jedoch nicht garantiert werden, dass wir dazu in der Lage sein werden. Unsere Fähigkeit, zusätzliche Finanzmittel zu beschaffen oder unsere bestehenden Verbindlichkeiten bei Fälligkeit oder gemäß unseren Plänen zu refinanzieren, hängt von einer Reihe von Faktoren ab, darunter die Marktbedingungen, unsere operative Leistung, die Stimmung der Anleger, Risiken, die Finanzinstitute und die Kreditmärkte im weiteren Sinne betreffen, sowie die Richtlinien der Finanzinstitute in Bezug auf die Öl- und Gasindustrie. Sollten wir aus irgendeinem Grund nicht in der Lage sein, ausreichende Mittel aus dem operativen Geschäft zu generieren oder zusätzliches Kapital zu beschaffen, könnte unser Geschäft beeinträchtigt werden.

Darüber hinaus werden wir regelmäßig von den großen Ratingagenturen anhand einer Reihe von Faktoren bewertet, darunter unsere Finanzkraft und die Rahmenbedingungen, die die Öl- und Gasindustrie im Allgemeinen beeinflussen. Wir und andere Unternehmen der Branche haben in der Vergangenheit aufgrund negativer Rohstoffpreisaussichten Herabstufungen unserer Ratings erfahren. Diese großen Ratingagenturen berücksichtigen nun ESG-Kriterien bei der Bewertung von Kreditprofilen. Auch wenn diese Bewertungen derzeit nur begrenzte Auswirkungen haben, können sie im Laufe der Zeit Druck auf die Kreditratings ausüben. Jede Herabstufung unseres Kreditratings oder die Ankündigung, dass unser Kreditrating im Hinblick auf eine mögliche Herabstufung überprüft wird, könnte die Kosten für jede zusätzliche Verschuldung, die wir eingehen, erhöhen.

Unser Geschäft könnte durch eine Verschlechterung der Bonität von Dritten, mit denen wir Geschäfte tätigen, oder durch Zahlungsausfälle im Rahmen unserer Verträge mit diesen Dritten beeinträchtigt werden.

Der Betrieb unseres Unternehmens erfordert, dass wir Transaktionen mit zahlreichen Vertragspartnern aus verschiedenen Branchen durchführen, darunter auch andere Unternehmen der Öl- und Gasindustrie. Diese Vertragspartner könnten aufgrund von Betriebsstörungen oder Liquiditätsengpässen oder aus anderen Gründen, einschließlich einer Insolvenz, ihren Verpflichtungen uns gegenüber nicht nachkommen. Marktspekulationen über die Bonität dieser Vertragspartner oder ihre Fähigkeit, ihren bestehenden Verpflichtungen weiterhin nachzukommen, können zudem etwaige operative Schwierigkeiten oder Liquiditätsprobleme, mit denen sie konfrontiert sind, verschärfen. Ein Ausfall einer unserer Vertragspartner kann dazu führen, dass wir unseren Verpflichtungen aus Vereinbarungen mit Dritten nicht nachkommen können, oder sich anderweitig nachteilig auf unser Geschäft oder unsere Geschäftsergebnisse auswirken. Darüber hinaus reichen unsere Rechte gegenüber einem unserer Vertragspartner infolge eines Ausfalls möglicherweise nicht aus, um den entstandenen Schaden auszugleichen, oder sind unter bestimmten Umständen überhaupt nicht durchsetzbar. Möglicherweise sind wir zudem gezwungen, zusätzliche Kosten zu tragen, wenn wir versuchen, unsere Rechte gegenüber einer säumigen Gegenpartei durchzusetzen, was sich weiter negativ auf unser Geschäftsergebnis auswirken könnte.

Unsere Fähigkeit, unser Kapitalrückführungsprogramm umzusetzen, unterliegt bestimmten Überlegungen.

Ordentliche Dividenden werden von unserem Vorstand nach eigenem Ermessen genehmigt und festgelegt und hängen von einer Reihe von Faktoren ab, darunter:

- die zur Ausschüttung verfügbaren Barmittel;
- unserem Geschäftsergebnis und den erwarteten zukünftigen Geschäftsergebnissen;
- unsere Finanzlage, insbesondere im Hinblick auf den erwarteten künftigen Kapitalbedarf;
- die Höhe der von vergleichbaren Unternehmen gezahlten Ausschüttungen;
- unsere Betriebskosten; sowie
- Sonstige Faktoren, die unser Vorstand für relevant erachtet.

Wir haben unseren Aktionären in jedem Quartal des Jahres 2025 eine vierteljährliche ordentliche Dividende gezahlt. Unser Verwaltungsrat kann beschließen, in einem Quartal keine Dividende auszuschütten, oder die Festsetzung einer Dividende jederzeit einstellen.

Darüber hinaus verblieb zum 31. Dezember 2025 eine Befugnis zum Aktienrückkauf in Höhe von bis zu 25,7 Milliarden US-Dollar. Unser Aktienrückkaufprogramm verpflichtet uns nicht, während eines bestimmten Zeitraums eine bestimmte Anzahl von Aktien zu erwerben, und unsere Entscheidung, Rückkäufe in einem bestimmten Zeitraum zu beginnen, einzustellen oder wieder aufzunehmen, hängt unter anderem von denselben Faktoren ab, die unser Vorstand bei der Festsetzung von Dividenden berücksichtigt. In der Vergangenheit haben wir unser Aktienrückkaufprogramm als Reaktion auf Marktrückgänge ausgesetzt, unter anderem infolge des Anfang 2020 einsetzenden Einbruchs am Ölmarkt, und wir könnten dies in Zukunft erneut tun.

Jede Senkung der Höhe unserer ordentlichen Dividende oder des Volumens der Aktien, die wir im Rahmen unseres Aktienrückkaufprogramms erwerben, könnte sich nachteilig auf den Marktkurs unserer Stammaktien auswirken.

Mit allen Akquisitionen oder Veräußerungen, die wir bereits abgeschlossen haben oder die wir möglicherweise durchführen werden, sind erhebliche Risiken verbunden.

Wir überprüfen regelmäßig unser Portfolio, streben Wachstum durch Akquisitionen an und versuchen, nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche zu veräußern. Möglicherweise gelingt es uns nicht, diese Transaktionen zu günstigen Konditionen, rechtzeitig oder überhaupt abzuschließen. Selbst wenn wir solche Transaktionen abschließen, kann unser Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit beeinträchtigt werden oder die Transaktionen führen aufgrund verschiedener Risiken möglicherweise nicht zu den erwarteten Vorteilen; dazu gehören unter anderem (i) das Versäumnis der erworbenen Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche, die erwarteten Renditen zu erreichen oder zu übertreffen, einschließlich des Risikos einer Wertminderung; (ii) die Unfähigkeit, nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte und Geschäftsbereiche zu zufriedenstellenden Bedingungen zu veräußern; und (iii) die Aufdeckung unbekannter und unvorhergesehener Verbindlichkeiten oder anderer Probleme im Zusammenhang mit einer Akquisition, für die vertragliche Absicherungen unzureichend sind oder uns Versicherungen oder Freistellungen fehlen, einschließlich Umweltverbindlichkeiten, oder im Hinblick auf veräußerte Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche Ansprüche von Käufern, denen wir eine vertragliche Freistellung gewährt haben. Darüber hinaus könnten wir Schwierigkeiten bei der Integration der Betriebsabläufe, Technologien, Produkte und Mitarbeiter der erworbenen Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche haben.

Unsere Technologien, Systeme und Netzwerke sind Cybersicherheitsbedrohungen ausgesetzt.

Unser Unternehmen sieht sich wachsenden Cybersicherheitsbedrohungen ausgesetzt, da wir in allen Geschäftsbereichen zunehmend auf digitale Technologien angewiesen sind. Zu den Cybersicherheitsrisiken für unser Unternehmen, einschließlich unserer Lieferanten, externen Dienstleister, Auftragnehmer, Joint-Venture-Partner und externen Geschäftspartner, gehören unter anderem:

- Unbefugter Zugriff auf, die Kontrolle über oder die Offenlegung sensibler Informationen über unser Unternehmen und unsere Mitarbeiter;
- Beeinträchtigung unserer Daten oder Systeme, einschließlich Beschädigung, Sabotage, Verschlüsselung oder Handlungen, die unsere Daten oder Systeme (oder die von Dritten, mit denen wir geschäftlich zusammenarbeiten, einschließlich externer Cloud- und IT-Dienstleister) anderweitig unbrauchbar machen;
- Diebstahl oder Manipulation unserer geschützten Informationen;
- Erpressung;
- Erpressung;
- Bedrohungen für die Sicherheit unserer Einrichtungen und Infrastruktur; und
- Cyberterrorismus.

Darüber hinaus sind wir Cybersicherheitsrisiken ausgesetzt, wenn unsere Daten und geschützten Informationen von externen Cloud- und Dienstleistern erfasst, gehostet und/oder verarbeitet werden. Zudem sind viele unserer Lieferanten, darunter auch solche, die eng in unser Geschäft integriert sind, Opfer von Cybersicherheitsangriffen geworden, bei denen Unbefugte Zugriff auf ihre Systeme erlangt und Informationen entwendet haben. Unsere Risiken können sich durch eine Verzögerung oder das Versäumnis, einen Cybersicherheitsvorfall zu erkennen oder dessen volles Ausmaß zu erfassen, verschärfen – ungeachtet unserer Risikomanagementprozesse und -kontrollen. Wir sind Risiken ausgesetzt, die mit neuen und immer ausgefeilteren Phishing-Techniken sowie versteckter Malware verbunden sind, ebenso wie Risiken im Zusammenhang mit der zunehmenden Verbreitung elektronischer Daten und der Digitalisierung. Wir sind zudem einem erhöhten Risiko durch die zunehmende Raffinesse generativer KI-Fähigkeiten ausgesetzt, die die oben beschriebenen bestehenden Fähigkeiten von Cyberkriminellen auf eine Weise verbessern oder erweitern könnten, die wir derzeit nicht vorhersagen können.

Unsere zunehmende Abhängigkeit von IT in unseren Produktions-, Vertriebs- und Marketingsystemen könnte dazu führen, dass Cybersicherheitsbedrohungen unseren Öl- und Gasbetrieb sowohl im Inland als auch im Ausland stören.

Sollten unsere Daten, IT-Systeme und Betriebstechnologien (OT), einschließlich industrieller Steuerungs- und SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition), aufgrund eines Cybersicherheitsvorfalls oder eines Cyberangriffs (direkt, indirekt über Dritte oder über die IT-Netzwerke, Server, Software oder Infrastruktur, auf die sie angewiesen sind) kompromittiert, beschädigt oder gestört werden, könnten wir schwerwiegenden negativen Folgen ausgesetzt sein. Zu diesen Folgen könnten gehören: physische Schäden an Produktions-, Vertriebs- oder Lageranlagen; Verzögerungen oder die Verhinderung von Lieferungen an die Märkte; Störungen oder die Verhinderung einer genauen Erfassung der Produktion und der Abwicklung von Transaktionen; negative Auswirkungen auf die öffentliche Gesundheit, die Sicherheit, die Umwelt, die wirtschaftliche Sicherheit oder die nationale Sicherheit; finanzielle Auswirkungen; Betriebsunterbrechungen; Reputationsschäden; Verlust des Vertrauens von Mitarbeitern, Lieferanten, Auftragnehmern, Partnern und/oder der Öffentlichkeit; Erstattungs- oder sonstige Kosten; erhöhte Compliance-Kosten; behördliche Untersuchungen; das Risiko von Rechtsstreitigkeiten sowie rechtliche Haftung oder behördliche Bußgelder; Sanktionen oder andere externe Eingriffe.

Obwohl wir über Geschäftskontinuitätspläne verfügen, kann unser Geschäftsbetrieb durch erhebliche und weitreichende Störungen unserer Systeme und der Infrastruktur, die unser Geschäft unterstützen, beeinträchtigt werden. Sollten wir eine Versicherung gegen Cybersicherheitsrisiken abschließen wollen, könnte diese durch die Verfügbarkeit und die steigenden Kosten einer ausreichenden Deckung eingeschränkt sein.

Weitere Informationen zu unserem Risikomanagement, unserer Strategie und unserer Governance im Bereich Cybersicherheit *finden Sie unter Punkt 1C. Cybersicherheit*.

Punkt 1B. Ungeklärte Anmerkungen der Mitarbeiter

Keine.

Punkt 1C. Cybersicherheit

Risikomanagement und Strategie im Bereich Cybersicherheit

Bewertung und Management von Cybersicherheitsrisiken

Wir verfolgen einen mehrschichtigen Ansatz beim Risikomanagement und bei der Strategie im Bereich Cybersicherheit. Unser IT/OT-Sicherheitsprogramm integriert administrative, technische und physische Kontrollmaßnahmen gegen sich ständig weiterentwickelnde Cybersicherheitsbedrohungen und umfasst die unternehmensweite IT- und OT-Sicherheitsarchitektur, den Cybersicherheitsbetrieb, Datenschutz und Governance, Lieferkettensicherheit sowie Governance, Risiko und Compliance. Darüber hinaus ist es darauf ausgelegt, Cybersicherheitsrisiken zu identifizieren, zu bewerten und zu managen sowie die Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unserer Daten, IT und OT zu schützen.

Cybersicherheit ist ein Bestandteil unseres IT/OT-Sicherheitsprogramms, das wir regelmäßig überprüfen und anpassen, um auf neue und sich wandelnde Umstände, Cybersicherheitsbedrohungen und Vorschriften zu reagieren. Wir bewerten Sicherheits-, Datenschutz- und Ausfallsicherheitsrisiken, einschließlich derjenigen im Zusammenhang mit der Cybersicherheit, im Rahmen des jährlichen Risikobewertungsprozesses unseres übergreifenden Unternehmensrisikomanagementprogramms (ERM). Dieser jährliche Risikobewertungsprozess berücksichtigt umfassendere Risiken auf der Grundlage von Eintrittswahrscheinlichkeit, potenziellen Folgen und Abhilfemaßnahmen, wie beispielsweise betriebliche und wirtschaftliche Auswirkungen, Auswirkungen auf Gesundheit, Sicherheit und Umwelt sowie Auswirkungen auf den Ruf und die Finanzen. Diese Risikobewertung wird mindestens einmal jährlich mit Mitgliedern des ELT, des Prüfungs- und Finanzausschusses (AFC) des Verwaltungsrats sowie des Verwaltungsrats erörtert.

Wir stützen uns auf anerkannte Sicherheitsrahmenwerke wie das Cybersicherheits-Rahmenwerk des National Institute of Standards and Technology (NIST), um unser IT-/OT-Sicherheitsprogramm zu organisieren, zu verbessern und zu bewerten und so Cybersicherheitsrisiken zu steuern und zu reduzieren. Wir setzen verschiedene Technologien ein, konfigurieren und warten diese, um Sicherheitsrichtlinien durchzusetzen, Cybersicherheitsbedrohungen zu erkennen und abzuwehren sowie zum Schutz von IT- und OT-Ressourcen beizutragen. Wir betreiben ein Cybersecurity Operation Center (CSOC), um Bedrohungsinformationen zu erfassen, Cybersicherheitsbedrohungen zu überwachen, Ressourcen für die Reaktion auf Vorfälle zu koordinieren und Reaktionszeiten zu steuern.

Unser Global Computer Security Incident Response Plan (CSIRP) legt den Rahmen für unsere Reaktion auf Cybersicherheitsvorfälle fest. Im Rahmen des CSIRP werden Cybersicherheitsvorfälle auf der Grundlage einer definierten Vorfalkategorisierung an den Chief Information Security Officer (CISO) und die Führungsspitze eskaliert, darunter den Chief Digital & Information Officer (CD&IO), den General Counsel, den Chief Financial Officer sowie weitere Stakeholder des Cybersicherheitsprogramms wie das AFC und/oder den gesamten Vorstand. Zudem führen wir mindestens einmal jährlich Übungen zur Reaktion auf Vorfälle durch, die von internen Teammitgliedern geleitet werden und in einigen Fällen mit Unterstützung von externen Experten stattfinden.

Physische Sicherheitsmaßnahmen sind so konzipiert, dass sie in Verbindung mit digitalen und Cybersicherheitsmaßnahmen zum Schutz der IT- und OT-Ressourcen des Unternehmens vor physischen Bedrohungen beitragen. Unser Chief Security Officer ist für ein Programm zur physischen Sicherheit verantwortlich, das Lagepläne, Kameras, die Überwachung von Sicherheitssystemen sowie Zugangskontroll- und Ausweissysteme umfasst, um physische Sicherheitsrisiken zu bewältigen.

Unsere Richtlinien, Standards und Verfahren bilden einen strukturierten Ansatz für das Management von Cybersicherheitsrisiken. Die Anforderungen an die Informationssicherheit für Mitarbeiter, Auftragnehmer und Partner sind in der „ConocoPhillips Information Security & Protection Policy“ detailliert festgelegt. Unsere Belegschaft ist verpflichtet, jährlich eine Schulung zur Informationssicherheit zu absolvieren, und wir informieren unsere Mitarbeiter regelmäßig darüber, wie sie Cybersicherheitsbedrohungen erkennen und vermeiden können.

Einsatz von Dritten

Wir beauftragen externe Cybersicherheitsberater und -experten, um die Personalausstattung unseres CSOC zu ergänzen sowie um uns bei der Bewertung, Validierung und Verbesserung unserer Sicherheitspraktiken zu unterstützen, einschließlich der Durchführung von Cybersicherheits-Reifegradbewertungen, Schwachstellenanalysen und Penetrationstests.

Im Rahmen des oben beschriebenen Prozesses zur Reaktion auf Cybersicherheitsvorfälle ziehen wir bei Bedarf externe Experten zur Unterstützung der Vorfalldreaktion hinzu, beispielsweise externe Rechtsberater, Unternehmen für Cybersicherheitsforensik und andere Spezialisten.

Risikomanagement bei externen Dienstleistern

Unser Risikomanagementprozess für Drittanbieter dient dazu, Risiken im Zusammenhang mit externen Dienstleistern, einschließlich Cybersicherheitsrisiken, zu identifizieren, zu bewerten und zu mindern. Es wird eine Erstbewertung durchgeführt, um die mit einem Drittanbieter verbundenen Cybersicherheitsrisiken anhand verschiedener Kriterien zu beurteilen, beispielsweise ob der Drittanbieter Zugriff auf unser Netzwerk, unsere Daten und unsere Informationssysteme hat. Drittanbieter, bei denen die Erstbewertung ergibt, dass eine weitere Überprüfung erforderlich ist, werden einer zusätzlichen Risikobewertung unterzogen. Parallel dazu haben wir einen Vertragsabschlussprozess entwickelt, um Cybersicherheitsrisiken durch die Festlegung der Rechte und Pflichten der Vertragsparteien zu mindern.

Risiken durch wesentliche Cybersicherheitsbedrohungen

Obwohl wir fortwährenden Cybersicherheitsbedrohungen ausgesetzt sind, sind wir nicht der Ansicht, dass die Risiken aus früheren Bedrohungen das Unternehmen – einschließlich unserer Geschäftsstrategie, unserer Geschäftsergebnisse oder unserer Finanzlage – wesentlich beeinträchtigt haben oder mit hinreichender Wahrscheinlichkeit wesentlich beeinträchtigen werden. Dennoch sind wir uns bewusst, dass Cybersicherheitsbedrohungen fortbestehen und sich weiterentwickeln, und unser Programm ist darauf ausgelegt, diese Bedrohungen zu identifizieren und zu bewältigen. Weitere Informationen zu unseren Risiken im Zusammenhang mit unseren Technologien, Systemen und Netzwerken finden Sie unter *Punkt 1A. Risikofaktoren – Unsere Technologien, Systeme und Netzwerke sind Cybersicherheitsbedrohungen ausgesetzt*.

Cybersicherheits-Governance*Rolle der Geschäftsleitung*

Ein eigens dafür zuständiger CISO leitet das IT/OT-Sicherheitsteam und ist für unser Cybersicherheits-Risikomanagement und unsere Strategie verantwortlich. Der CISO verfügt über mehr als 20 Jahre Erfahrung im Sicherheitsbereich, davon 18 Jahre speziell im Bereich Cybersicherheit, und ist seit 2013 als CISO tätig, nachdem er 2022 als CISO zu ConocoPhillips gekommen war. Der CISO verfügt über einen Master-Abschluss und ist zertifizierter Informationssicherheitsexperte (Certified Information Security Professional). Der CISO berichtet an den CD&IO, der einen Master-Abschluss in Informationstechnologie besitzt und seit über 29 Jahren als Chief Information Officer/Chief Technology Officer sowie in verschiedenen Funktionen im Bereich der Informationstechnologie tätig ist. Der CD&IO berichtet an den Executive Vice President, Global Operations and Technical Functions. Dieses Managementteam bewertet und steuert die mit der Cybersicherheit verbundenen Risiken.

Aufsicht durch den Vorstand

Während unser Cybersicherheits-Managementteam für die tägliche Bewertung und das Management wesentlicher Risiken aus Cybersicherheitsbedrohungen verantwortlich ist, trägt der Vorstand von ConocoPhillips die Aufsichtspflicht für unser ERM-Programm und die einzelnen Risikomanagementprogramme, aus denen sich unser ERM-Programm zusammensetzt, einschließlich des Cybersicherheits-Risikomanagements. Um eine wirksame Aufsicht des Vorstands über das gesamte Unternehmen zu gewährleisten, delegiert der Vorstand bestimmte Elemente seiner Aufsichtsfunktion an einzelne Ausschüsse. Der AFC unterstützt den Vorstand bei der Wahrnehmung seiner Aufsichtspflichten über unser ERM-Programm und die Cybersicherheit.

Der Verwaltungsrat erhält jährlich einen Bericht zur Cybersicherheit, und der AFC erhält mehrmals im Jahr Berichte zur Cybersicherheit. Für Sitzungen, bei denen das Thema Cybersicherheit nicht auf der offiziellen Tagesordnung steht, erhält der AFC vorab Unterlagen, die aktuelle Informationen zur Cybersicherheit oder Diskussionsthemen enthalten. Im Rahmen dieser Überprüfungen erörtert die Geschäftsführung verschiedene Themen, darunter Informationen zur IT-/OT-Sicherheitsstrategie, zum Programmmanagement sowie zu Cybersicherheitsrisiken und -bedrohungen, und informiert über nennenswerte Cybersicherheitsangriffe, einschließlich solcher, die Drittanbieter betreffen, sofern diese bekannt sind. Zusätzlich zu dieser regelmäßigen Berichterstattung können erhebliche Cybersicherheitsrisiken oder -bedrohungen bei Bedarf auch an den AFC und den Verwaltungsrat eskaliert werden.

Punkt 3. Rechtsverfahren

Wir sind Beklagter in einer Reihe von gerichtlichen und behördlichen Verfahren, die sich im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit ergeben, darunter auch solche, an denen staatliche Behörden gemäß Bundes-, Landes- und Kommunalgesetzen zur Regulierung der Einleitung von Stoffen in die Umwelt beteiligt sind. Zwar ist es nicht möglich, den endgültigen Ausgang dieser anhängigen Verfahren genau vorherzusagen; sollten jedoch eines oder mehrere dieser Verfahren zu Ungunsten von ConocoPhillips entschieden werden, erwarten wir keine wesentlichen Auswirkungen auf unsere konsolidierte Finanzlage.

ConocoPhillips hat sich dafür entschieden, einen Schwellenwert von 1 Million US-Dollar für die Offenlegung bestimmter Verfahren anzuwenden, die sich aus Bundes-, Landes- oder lokalen Umweltgesetzen ergeben, wenn eine Behörde Partei ist. ConocoPhillips ist der Ansicht, dass Verfahren unterhalb dieses Schwellenwerts für die Geschäftstätigkeit und die Finanzlage von ConocoPhillips nicht wesentlich sind. Unter Anwendung dieses Schwellenwerts gibt es für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr keine solchen Verfahren, die offengelegt werden müssten. Informationen zu sonstigen gerichtlichen und behördlichen Verfahren finden Sie in *Anmerkung 9*.

Punkt 4. Angaben zur Sicherheit im Bergbau

Nicht zutreffend.

Informationen zu unseren Führungskräften

Name	Alter*	Aktuelle und frühere Positionen (bis zu fünf Jahre)
Kontessa S. Haynes-Welsh	51	Vizepräsidentin für Finanzen und Controlling (seit März 2025) Vizepräsidentin und Schatzmeisterin (November 2022 bis Februar 2025) Leiterin der Buchhaltung (März 2021 bis Oktober 2022) Stellvertretende Controllerin (Januar 2020 bis Februar 2021) Managerin für Strategie, Planung und Portfoliomanagement (Juni 2018 bis Januar 2020)
Heather G. Hrap	53	Senior Vice President, Personalwesen sowie Immobilien- und Facility-Management (seit März 2022) Vizepräsidentin, Personalwesen (Januar 2019 bis Februar 2022)
Kirk L. Johnson	50	Executive Vice President, Globale Betriebsabläufe und Technische Bereiche (seit Juni 2025) Senior Vice President, Global Operations (März 2024 bis Mai 2025) Senior Vice President, Anlagen und Betrieb in den „Lower 48“ (Mai 2022 bis Februar 2024) Vizepräsident, Unternehmensplanung und -entwicklung (Juni 2021 bis April 2022) Präsident Kanada (Juni 2018 bis Mai 2021)
Ryan M. Lance	63	Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer (seit Mai 2012)
Andrew D. Lundquist	65	Senior Vice President, Government Affairs (seit Februar 2013)
Andrew M. O'Brien	51	Finanzvorstand und Executive Vice President, Strategy & Commercial (seit Juni 2025) Senior Vice President, Strategie, Vertrieb, Nachhaltigkeit und Technologie (März 2024 bis Mai 2025) Senior Vice President, Global Operations (November 2022 bis Februar 2024) Vizepräsident und Finanzvorstand (Mai 2021 bis Oktober 2022) Vizepräsident für Unternehmensplanung und -entwicklung (August 2020 bis Mai 2021)
Nicholas G. Olds	56	Executive Vice President, Lower 48 und Global HSE (seit Januar 2026) Executive Vice President, Lower 48 (November 2022 bis Dezember 2025) Executive Vice President, Globale Betriebsabläufe (September 2021 bis Oktober 2022) Senior Vice President, Global Operations (August 2020 bis September 2021) Vizepräsidentin, Unternehmensplanung und -entwicklung (Juni 2018 bis August 2020)
Kelly B. Rose	59	Senior Vice President, Rechtsabteilung, General Counsel und Unternehmenssekretärin (seit September 2018)

*Am 17. Februar 2026.

Zwischen den oben genannten Führungskräften bestehen keine familiären Beziehungen. Jede Führungskraft des Unternehmens wird vom Verwaltungsrat in seiner ersten Sitzung nach der Jahreshauptversammlung und danach nach Bedarf gewählt. Jede Führungskraft des Unternehmens bleibt vom Tag ihrer Wahl bis zur ersten Sitzung des Verwaltungsrats nach der nächsten Jahreshauptversammlung oder bis zur Wahl eines Nachfolgers im Amt. Der Termin der nächsten Jahreshauptversammlung ist der 12. Mai 2026.

Teil II

Punkt 5. Markt für die Stammaktien des Registranten, damit zusammenhängende Aktionärsangelegenheiten und der Erwerb von Aktien durch den Emittenten

Die Stammaktien von ConocoPhillips werden an der NYSE unter dem Symbol „COP“ gehandelt.

Bar-Dividenden pro Aktie

	2025		2024	
	Stammaktien		Stammaktien	VROC
Erste	\$	0,78	0,58	0,20
Zweiter		0,78	0,58	0,20
Dritter		0,78	0,58	0,20
Vierter		0,84	0,78	—
Anzahl der eingetragenen Aktionäre zum 31. Januar 2026*				46.054

Die oben aufgeführten Dividenden beziehen sich auf das Quartal, in dem sie beschlossen wurden.

*Bei der Ermittlung der Anzahl der Aktionäre betrachten wir Clearingstellen und Wertpapierpositionen so, dass jede Clearingstelle als ein Aktionär gezählt wird.

Im vierten Quartal 2024 haben wir die zuvor geleistete VROC-Äquivalentzahlung in unsere ordentliche Dividende einbezogen. Die Festsetzung von ordentlichen Dividenden und VROC unterliegt dem Ermessen und der Zustimmung unseres Vorstands. Der Vorstand hat eine Richtlinie zur Dividendenfestsetzung verabschiedet, wonach die Festsetzung von Dividenden vierteljährlich erfolgt. Weitere Informationen zu den Faktoren, die bei der Festlegung der Höhe dieser Ausschüttungen berücksichtigt werden, finden Sie unter „Punkt 1A – Risikofaktoren – Unsere Fähigkeit zur Umsetzung unseres Kapitalrückführungsprogramms unterliegt bestimmten Überlegungen.“

Rückkauf von Eigenkapitaltiteln durch den Emittenten

Zeitraum	Gesamtzahl der erworbenen Aktien*	Durchschnittlich gezahlter Preis pro Aktie	Im Rahmen öffentlich bekannt gegebener Pläne oder Programme erworbene Aktien	Millionen Dollar	
				Ungefährer Dollarwert der Aktien, die möglicherweise noch im Rahmen der Pläne erworben werden könnten	Dollarwert der Aktien, die möglicherweise noch im Rahmen der Pläne erworben werden könnten
1. bis 31. Oktober 2025	5.084.464	\$ 90,02	5.084.464	\$	26.274
1.–30. November 2025	3.277.056	88,28	3.277.056		25.985
1. bis 31. Dezember 2025	2.963.034	92,81	2.963.034		25.710
	11.324.554		11.324.554		

*Im Rahmen der breit angelegten Mitarbeiterbeteiligungspläne des Unternehmens fanden keine Rückkäufe von Stammaktien von Mitarbeitern statt.

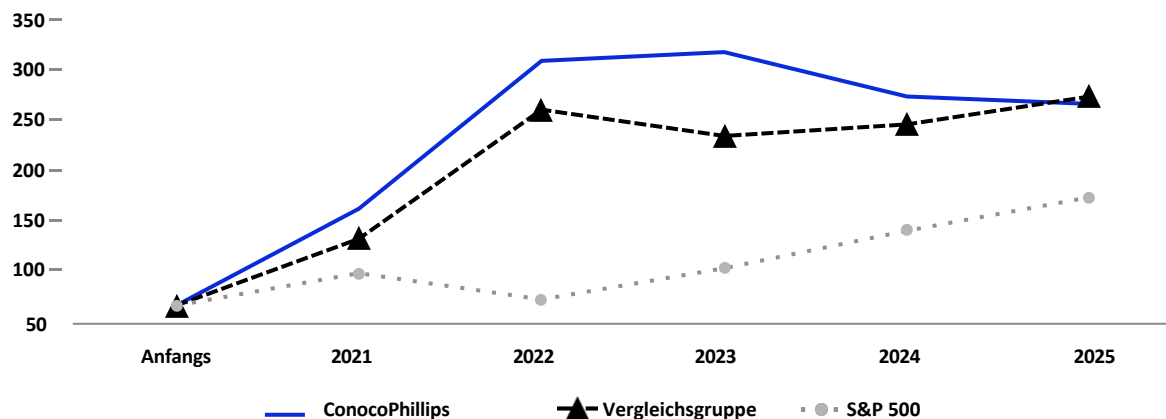
Ende 2016 haben wir unser aktuelles Aktienrückkaufprogramm aufgelegt. Im Oktober 2024 genehmigte unser Vorstand eine Erhöhung unserer bisherigen Ermächtigung in Höhe von 45 Milliarden US-Dollar um insgesamt 20 Milliarden US-Dollar oder die Anzahl der im Rahmen unserer Übernahme von Marathon Oil ausgegebenen Aktien, je nachdem, welcher Betrag geringer ist, sodass das Unternehmen bei den Rückkäufen insgesamt 65 Milliarden US-Dollar nicht überschreiten darf. Zum 31. Dezember 2025 hatten wir seit 2016 Aktien im Wert von 39,3 Milliarden US-Dollar zurückgekauft. Rückkäufe erfolgen nach Ermessen der Unternehmensleitung zu den jeweils geltenden Kursen, vorbehaltlich der Marktbedingungen und anderer Faktoren. Sofern nicht durch geltende gesetzliche Vorschriften eingeschränkt, können Rückkäufe jederzeit ohne vorherige Ankündigung erhöht, verringert oder eingestellt werden. Im Rahmen des Programms zurückgekauft Aktien werden als eigene Aktien gehalten. Weitere Informationen finden Sie unter „Punkt 1A – Risikofaktoren – Unsere Fähigkeit zur Umsetzung unseres Kapitalrückführungsprogramms unterliegt bestimmten Überlegungen.“

Aktienkursentwicklung

Die folgende Grafik zeigt die kumulierte TSR der Stammaktien von ConocoPhillips in jedem der fünf Jahre vom 31. Dezember 2020 bis zum 31. Dezember 2025. Die Grafik vergleicht zudem die kumulativen Gesamtrenditen für denselben Fünfjahreszeitraum mit dem S&P-500-Index und unserer Vergleichsgruppe, bestehend aus APA Corporation, Chevron, Devon Energy, Diamondback Energy, EOG Resources, ExxonMobil und Occidental Petroleum, gewichtet nach der jeweiligen Marktkapitalisierung der Unternehmen zu Beginn jedes Jahreszeitraums. Aufgrund der Übernahme der Hess Corporation durch Chevron im Jahr 2025 wurde die Hess Corporation aus unserer Vergleichsgruppe entfernt und in allen fünf Jahren der Vergleichsgruppenperformance nicht berücksichtigt.

Der Vergleich geht davon aus, dass am 31. Dezember 2020 100 US-Dollar in ConocoPhillips-Aktien, den S&P-500-Index und die Vergleichsgruppe von ConocoPhillips investiert wurden und dass alle Dividenden reinvestiert wurden. Die kumulierten Gesamtrenditen der Stammaktien der Vergleichsunternehmen enthalten nicht die kumulierte Gesamtrendite der Stammaktien von ConocoPhillips. Die in dieser Grafik dargestellte Kursentwicklung ist nicht unbedingt ein Indikator für die zukünftige Kursentwicklung.

Kumulierte Gesamtrendite für Aktionäre über fünf Jahre (USD)



Punkt 7. Erläuterungen und Analysen der Geschäftsführung zur Finanzlage und zu den Geschäftsergebnissen

Die Erläuterungen und Analysen der Geschäftsführung sind die Analyse des Unternehmens zu seiner finanziellen Leistung sowie zu wesentlichen Trends und Unsicherheiten, die die zukünftige Leistung beeinflussen könnten. Sie sollte in Verbindung mit dem Jahresabschluss und den Anhangangaben sowie den ergänzenden Angaben zum Öl- und Gasgeschäft gelesen werden, die an anderer Stelle in diesem Bericht enthalten sind. Sie enthält zukunftsgerichtete Aussagen, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Aussagen zu den Plänen, Strategien, Zielen, Erwartungen und Absichten des Unternehmens, die gemäß den „Safe-Harbor“-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995 getroffen werden. Die Begriffe „Ambition“, „voraussehen“, „glauben“, „budgetieren“, „fortsetzen“, „könnte“, „Bemühung“, „schätzen“, „erwarten“, „prognostizieren“, „Ziel“, „Prognose“, „beabsichtigen“, „könnte“, „Zielsetzung“, „Ausblick“, „Plan“, „potenziell“, „vorhersagen“, „Prognose“, „anstreben“, „sollte“, „Ziel“, „wird“, „würde“ und ähnliche Ausdrücke kennzeichnen zukunftsgerichtete Aussagen. Das Unternehmen verpflichtet sich nicht, zukunftsgerichtete Informationen zu aktualisieren, zu überarbeiten oder zu korrigieren, es sei denn, dies ist gemäß den Wertpapiergesetzen der Vereinigten Staaten erforderlich. Die Leser werden darauf hingewiesen, dass solche zukunftsgerichteten Aussagen in Verbindung mit den Angaben des Unternehmens unter der Überschrift „HINWEIS ZU DEN „SAFE-HARBOR“-BESTIMMUNGEN DES PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT VON 1995“ ab Seite 62 gelesen werden sollten.

Die Begriffe „Gewinn“ und „Verlust“, wie sie im Lagebericht verwendet werden, beziehen sich auf den Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag).

Geschäftsumfeld und Überblick der Geschäftsführung

ConocoPhillips ist gemessen an Produktion und Reserven eines der weltweit führenden E&P-Unternehmen und in 14 Ländern tätig. Unser vielfältiges, kostengünstiges Versorgungsportfolio umfasst ressourcenreiche unkonventionelle Lagerstätten in Nordamerika, konventionelle Vermögenswerte in Nordamerika, Europa, Afrika und Asien, globale LNG-Projekte, Ölsande in Kanada sowie eine Reihe globaler Explorationsprospekte. Mit Hauptsitz in Houston, Texas, beschäftigten wir zum 31. Dezember 2025 weltweit etwa 9.900 Mitarbeiter () und verfügten über eine Bilanzsumme von 122 Milliarden US-Dollar.

Überblick

Bei ConocoPhillips gehen wir davon aus, dass die Rohstoffpreise weiterhin zyklisch und volatil sein werden, und sind der Ansicht, dass eine erfolgreiche Geschäftsstrategie in der E&P-Branche in Umfeldern mit niedrigeren Preisen widerstandsfähig sein und gleichzeitig in Phasen höherer Preise das Aufwärtspotenzial bewahren muss. Daher sind wir nicht abgesichert, halten an unserem disziplinierten Investitionsrahmen fest und beobachten kontinuierlich die Marktgrundlagen, einschließlich der Auswirkungen geopolitischer Spannungen und Konflikte, der weltweiten Nachfrage nach unseren Produkten, der Öl- und Gasvorratsniveaus, staatlicher Maßnahmen, der Inflation und von Störungen in der Lieferkette.

Im Laufe des Jahres 2025 unterlag der Rohölpreis aufgrund zahlreicher makroökonomischer und geopolitischer Faktoren Schwankungen, die das Wachstum der weltweiten Ölnachfrage verlangsamten, während gleichzeitig die Ölproduktion der OPEC+ und anderer wichtiger Ölförderländer anstieg. Wir beobachten das makroökonomische Umfeld, einschließlich etwaiger Auswirkungen von Zöllen, sowie die anhaltende Marktvolatilität im Energiesektor und auf den globalen Märkten weiterhin genau, um die Auswirkungen auf unser Geschäft, unsere Geschäftsergebnisse und unsere Finanzlage zu erfassen.

Angesichts der kontinuierlichen Weiterentwicklung der globalen Energiebranche bleiben wir unserem Ziel verpflichtet, langfristigen Wert für unsere Aktionäre zu schaffen. Wir sind davon überzeugt, dass ConocoPhillips eine wesentliche Rolle dabei spielt, den weltweiten Energiebedarf verantwortungsvoll zu decken, gleichzeitig weiterhin wettbewerbsfähige Kapitalrenditen zu erzielen und auf die Erreichung unserer zuvor festgelegten Emissionsminderungsziele hinzuwirken. Unser Wertversprechen, unseren Aktionären über Konjunkturzyklen hinweg wettbewerbsfähige Renditen zu bieten, orientiert sich an unseren Grundprinzipien: der Aufrechterhaltung einer soliden Bilanzstruktur, der Ausschüttung branchenführender Dividenden, der Durchführung disziplinierter Investitionen sowie der Demonstration einer verantwortungsvollen und zuverlässigen ESG-Performance.

Die Gesamtproduktion des Unternehmens belief sich im Jahr 2025 auf 2.375 MBOED, was zu einem Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 19,8 Milliarden US-Dollar führte. Wir investierten 12,6 Milliarden US-Dollar in das Unternehmen in Form von Investitionsausgaben und Beteiligungen und schütteten den Aktionären über unsere ordentliche Dividende und Aktienrückkäufe Kapitalrückzahlungen in Höhe von 9,0 Milliarden US-Dollar aus. Im Jahr 2025 haben wir 4,0 Milliarden US-Dollar über die ordentliche Dividende an die Aktionäre zurückgeführt, einschließlich einer Erhöhung im Dezember um acht Prozent auf 84 Cent pro Aktie. Darüber hinaus haben wir den Aktionären 5,0 Milliarden US-Dollar durch Aktienrückkäufe zurückgeführt. Zum 31. Dezember 2025 haben wir im Rahmen unseres genehmigten Aktienrückkaufprogramms seit 2016 Aktien im Wert von 39,3 Milliarden US-Dollar zurückgekauft. Im Februar 2026 haben wir eine ordentliche Dividende für das erste Quartal in Höhe von 84 Cent pro Aktie beschlossen.

Im November 2024 haben wir die Übernahme von Marathon Oil abgeschlossen. In der ersten Hälfte des Jahres 2025 haben wir die Integration der Vermögenswerte von Marathon Oil abgeschlossen und bis zum Jahresende 2025 Synergien in Höhe von mehr als 1 Milliarde US-Dollar auf Run-Rate-Basis sowie einmalige Vorteile in Höhe von etwa 1 Milliarde US-Dollar erzielt. Diese einmaligen Vorteile umfassen 0,5 Milliarden US-Dollar, die bereits bei Abschluss der Transaktion im Zusammenhang mit der Nutzung ausländischer Steuergutschriften erfasst wurden, während der Rest auf steuerliche Vorteile aus operativen Nettoverlusten zurückzuführen ist, von denen der größte Teil im Jahr 2025 erfasst wurde. *Siehe Anmerkung 3.*

Unabhängig davon haben wir in der zweiten Jahreshälfte 2025 zusätzliche Kostensenkungen und Margensteigerungen in Höhe von mehr als 1 Milliarde US-Dollar angekündigt, die bis zum Jahresende 2026 auf Run-Rate-Basis erwartet werden. Ende 2025 haben wir eine Umstrukturierung eingeleitet, in deren Rahmen wir unsere Gesamtbelegschaft reduziert haben; dies dürfte zusätzlich zu Verbesserungen bei den Pachtbetriebskosten und Chancen in den Bereichen Transport und Verarbeitung zu Kostensenkungen in Höhe von etwa 0,8 Milliarden US-Dollar beitragen. Wir gehen davon aus, dass die verbleibenden rund 0,2 Milliarden US-Dollar durch Margenausweitung erzielt werden.

Im August 2025 haben wir ein Gesamtveräußerungsziel von 5 Milliarden US-Dollar bis zum Jahresende 2026 angekündigt. Wir haben im Jahr 2025 Vermögenswerte im Wert von 3,2 Milliarden US-Dollar veräußert und gehen davon aus, unser Veräußerungsziel von 5 Milliarden US-Dollar bis zum Jahresende 2026 zu erreichen. Zu den bisher abgeschlossenen Veräußerungen zählen die Felder Ursa und Europa sowie die Ursa Oil Pipeline Company LLC mit einem Nettoerlös von 0,7 Milliarden US-Dollar, das Anadarko-Becken mit einem Nettoerlös von 1,2 Milliarden US-Dollar und weitere nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte in den „Lower 48“ sowie Konzernvermögenswerte im Wert von rund 1,3 Milliarden US-Dollar. *Siehe Anmerkung 3.*

Im Rahmen unserer LNG-Strategie zum Aufbau eines dynamischen Portfolios und zur Ausweitung unserer Präsenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette verfügen wir über verschiedene kommerzielle LNG-Abnahmeverträge in Nordamerika mit einem Gesamtvolumen von 10,2 MTPA, deren Abnahme zwischen 2026 und 2031 beginnt. Darüber hinaus verfügen wir derzeit über eine Gesamtregasifizierungskapazität in Europa von rund 6,7 MTPA. Wir treiben die Gespräche in allen wichtigen LNG-Förder- und -Verbrauchsregionen sowie -Märkten weiter voran, um unser Portfolio um weitere hochwertige Positionen zu ergänzen.

Operativ konzentrieren wir uns weiterhin auf die sichere Durchführung unserer Geschäftstätigkeit und treiben gleichzeitig wichtige strategische Initiativen voran. In Willow haben wir bedeutende Fortschritte erzielt und entscheidende Meilensteine erreicht, wobei wir unsere bisher größte Wintersaison erfolgreich abgeschlossen haben. In den „Lower 48“ haben wir die Vermögenswerte von Marathon Oil in unser Portfolio integriert und uns dabei auf Betriebs- und Kapitaleffizienz konzentriert.

Auf internationaler Ebene wurden wir im Januar 2025 zum alleinigen Betreiber des PSC „Kebabangan Cluster“ (KBBC) in Malaysia, verlängerten den PSC bis 2050 und machten KBBC zu unserem ersten selbst betriebenen Förderstandort in Malaysia. In Kanada erreichten wir im Dezember 2025 die erste Ölförderung bei Surmont Pad 104W-A. Darüber hinaus schritten unsere LNG-Beteiligungsprojekte bei NFE und NFS in Katar sowie bei PALNG an der US-Golfküste weiter voran.

Die relevanten Bestimmungen des am 4. Juli 2025 in Kraft getretenen „One Big Beautiful Bill Act“ (OBBBA) wurden im dritten Quartal 2025 umgesetzt. Während der OBBBA keine wesentlichen Auswirkungen auf unseren effektiven Steuersatz für das Quartal hatte, wirkten sich die durch das Gesetz eingeführten Änderungen auf unsere Berechnungen der laufenden und latenten Steuern aus, wobei im Jahr 2025 ein steuerlicher Cashflow-Vorteil in Höhe von etwa 0,4 Milliarden US-Dollar erfasst wurde.

Die Produktion belief sich im Jahr 2025 auf 2.375 MBOED, was einem Anstieg von 388 MBOED bzw. 20 Prozent gegenüber 2024 entspricht. Bereinigt um abgeschlossene Akquisitionen und Veräußerungen stieg die Produktion um 57 MBOED bzw. 2,5 Prozent.

Geschäftsumfeld

Die Energiebranche war in der Vergangenheit stets Schwankungen der Rohstoffpreise ausgesetzt, die mit dem globalen Angebot und der Nachfrage nach Energie schwanken. Unsere Rentabilität, unsere Reservenbasis, die Reinvestition von Cashflows und die Ausschüttungen an die Aktionäre werden von diesen Schwankungen beeinflusst. Unsere Grundprinzipien leiten unser differenziertes Wertversprechen, unseren Aktionären über Preiszyklen hinweg wettbewerbsfähige Kapitalrenditen zu bieten. Zu unseren Grundprinzipien gehören die Aufrechterhaltung einer soliden Bilanzstruktur, die Ausschüttung branchenführender Dividenden, disziplinierte Investitionen sowie eine verantwortungsvolle und zuverlässige ESG-Performance – all dies unterstützt starke finanzielle Renditen und mindert die mit volatilen Rohstoffpreisen verbundenen Unsicherheiten.

Bilanzstärke. Eine starke Bilanz ist ein strategischer Vorteil, der Flexibilität über Preiszyklen hinweg bietet. Wir sind bestrebt, unser „A“-Rating beizubehalten, wie wir es auch im gesamten Jahr 2025 getan haben. Im Jahr 2025 hat das Unternehmen Schulden in Höhe von 0,7 Milliarden US-Dollar bei Fälligkeit getilgt. Wir schlossen das Jahr mit liquiden Mitteln und gebundenen Barmitteln in Höhe von 6,9 Milliarden US-Dollar, kurzfristigen Anlagen von 0,5 Milliarden US-Dollar und langfristigen Anlagen in Schuldverschreibungen von 1,1 Milliarden US-Dollar ab und bewahrten damit unsere Bilanzstärke.

Branchenführende Ausschüttungen. Wir sind davon überzeugt, unseren Aktionären über unser Rahmenkonzept zur Kapitalrückführung – bestehend aus einer wachsenden, nachhaltigen ordentlichen Dividende und Aktienrückkäufen – Wert zu schaffen. Mit diesem Rahmenkonzept planen wir, mehr als 30 Prozent unseres Netto-Cashflows aus der laufenden Geschäftstätigkeit an die Aktionäre zurückzuführen. Im Jahr 2025 haben wir 4,0 Milliarden US-Dollar über unsere ordentliche Dividende und 5,0 Milliarden US-Dollar über Aktienrückkäufe an die Aktionäre zurückgeführt. Unsere Dividenden und Aktienrückkäufe in Höhe von insgesamt 9,0 Milliarden US-Dollar machten 46 Prozent unseres Netto-Cashflows aus der laufenden Geschäftstätigkeit aus.

Disziplinierte Investitionen. Unser Ziel ist es, den freien Cashflow zu optimieren, indem wir Kapitaldisziplin walten lassen, unsere Kosten kontrollieren und die Produktion sicher und zuverlässig aufrechterhalten. Wir gehen davon aus, dass wir Kapitalinvestitionen in einer Höhe tätigen werden, die zumindest ausreicht, um die Produktion über die gesamten Preiszyklen hinweg aufrechtzuerhalten. Der freie Cashflow ist definiert als Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit abzüglich Kapitalausgaben und Investitionen und stellt Mittel bereit, die zur Ausschüttung an die Aktionäre, zur Stärkung der Bilanz oder zur Reinvestition in das Unternehmen zur Steigerung des zukünftigen Cashflows verwendet werden können.

- **Kapitaldisziplin üben.** Unser globales Portfolio ist umfangreich, vielfältig und beständig. Bei der Prüfung unserer Investitionsmöglichkeiten wenden wir einen strengen Rahmen an, der unserer Ansicht nach die Bereitstellung eines wettbewerbsfähigen freien Cashflows für Ausschüttungen an die Aktionäre ermöglicht. Wir sind davon überzeugt, dass eine Kapitalallokation auf der Grundlage einer Ressourcenbasis mit niedrigen Beschaffungskosten zu höheren Renditen führt und die Widerstandsfähigkeit in Zeiten niedriger Preise stärkt. Zudem sorgen wir für ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Investitionen in Projekte mit kurzen und solchen mit längeren Laufzeiten. So haben wir beispielsweise im Jahr 2025 weiterhin in Projekte mit kurzen Laufzeiten im Segment „Lower 48“ investiert, ebenso wie in Projekte mit längeren Laufzeiten wie Willow in Alaska. Dieser Rahmen für die Kapitalallokation zielt darauf ab, den freien Cashflow über Preiszyklen hinweg zu maximieren. Die Versorgungskosten sind der WTI-Äquivalentpreis, der auf einer Point-Forward-Basis und unter Berücksichtigung aller Kosten eine Rendite von 10 Prozent nach Steuern erzielt. Die „Fully Burdened“-Basis umfasst Kapitalinfrastruktur, Wechselkurse, CO₂-Kosten, preisbedingte Inflation sowie allgemeine und Verwaltungsaufwendungen.
- **Kostenkontrolle.** Die Kontrolle unserer Kosten, ohne dabei Abstriche bei der Sicherheit oder dem Umweltschutz zu machen, hat hohe Priorität. Mithilfe verschiedener Methoden überwachen wir die Kosten monatlich, sowohl auf absoluter Dollar-Basis als auch pro Einheit, und berichten dem Management darüber. Das Kostenmanagement ist entscheidend für die Aufrechterhaltung einer wettbewerbsfähigen Position in unserer zyklischen Branche und wirkt sich positiv auf unsere Fähigkeit aus, einen starken operativen Cashflow zu erzielen.

In der zweiten Jahreshälfte 2025 kündigten wir zusätzliche Kostensenkungen und Margensteigerungen von mehr als 1 Milliarde US-Dollar, die auf Run-Rate-Basis bis zum Jahresende 2026 erwartet werden. Ende 2025 haben wir eine Umstrukturierung eingeleitet, in deren Rahmen wir unsere Gesamtbelegschaft reduziert haben. Zusammen mit Verbesserungen bei den Leasing-Betriebskosten sowie Einsparpotenzialen in den Bereichen Transport und Verarbeitung wird dies voraussichtlich zu Kosteneinsparungen in Höhe von etwa 0,8 Milliarden US-Dollar beitragen. Wir gehen davon aus, dass die verbleibenden etwa 0,2 Milliarden US-Dollar durch Margenausweitung erzielt werden.

- **Optimierung unseres Portfolios.** Wir bewerten unsere Vermögenswerte kontinuierlich, um festzustellen, ob sie innerhalb unseres Portfolios um Kapital konkurrieren, und nehmen bei Bedarf Optimierungen vor, indem wir Kapital in die wettbewerbsfähigsten Investitionen lenken und Vermögenswerte veräußern, die nicht wettbewerbsfähig sind.

Im Jahr 2025 haben wir Vermögenswerte in den „Lower 48“ veräußert, darunter die Felder Ursa und Europa sowie die Ursa Oil Pipeline Company LLC, Vermögenswerte im Anadarko-Becken und weitere Nicht-Kernvermögenswerte. *Siehe Anmerkung 3.*

- **Erweiterung unserer nachgewiesenen Reservenbasis.** Wir erweitern unsere nachgewiesene Reservenbasis in erster Linie auf drei Arten:
 - Erwerb von Anteilen an bestehenden oder neuen Feldern.
 - Anwendung neuer Technologien und Verfahren zur Verbesserung der Förderrate aus bestehenden Feldern.
 - Erfolgreiche Exploration, Erschließung und Ausbeutung neuer und bestehender Felder.

Die Reserverersetzung entspricht der Nettoveränderung der nachgewiesenen Reserven abzüglich der Förderung, geteilt durch unsere Förderung im laufenden Jahr. Unsere Reserverersetzung lag im Jahr 2025 bei 80 Prozent, was auf einen Netto-Rückgang aufgrund von Veräußerungen von Nicht-Kernvermögenswerten in den „Lower 48“ sowie auf niedrigere Preise zurückzuführen ist, der teilweise durch Erschließungsbohrungen sowie Erweiterungen und Entdeckungen ausgeglichen wurde. Unsere organische Reserverersetzung, in der ein Netto-Rückgang von 165 MMBOE aus Verkäufen und Käufen nicht berücksichtigt ist, betrug im Jahr 2025 99 Prozent.

In den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2025 betrug unser Reserverersatz 145 Prozent. Unser organischer Reserverersatz in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2025, der einen Nettozuwachs von 905 MMBOE im Zusammenhang mit Verkäufen und Käufen ausschließt, lag bei 106 Prozent.

Weitere Informationen finden Sie unter „*Ergänzende Daten – Öl- und Gasgeschäft*“.

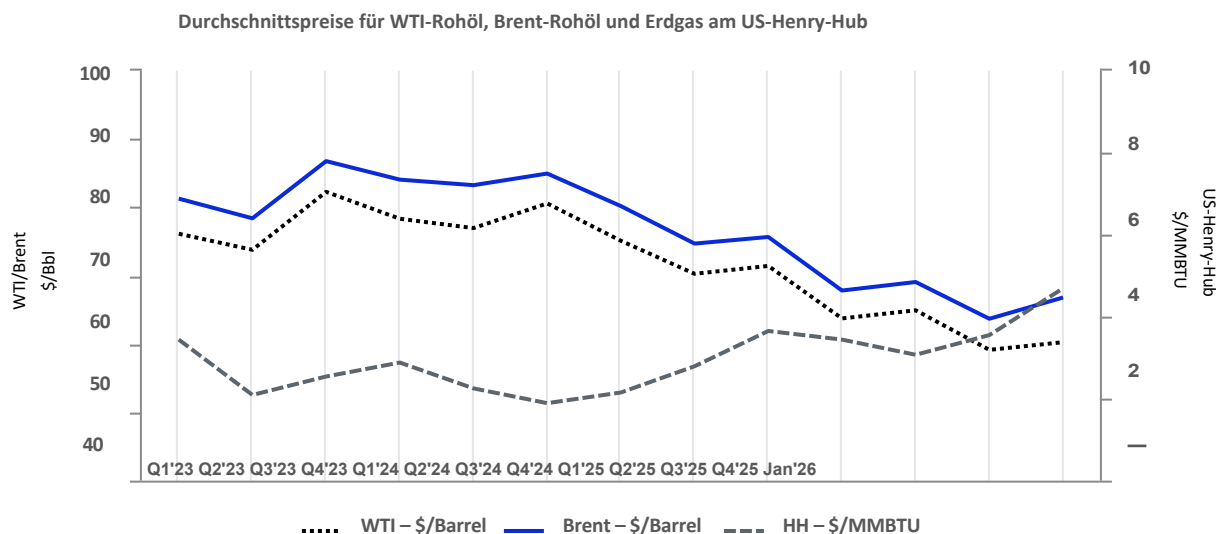
Leistung in den Bereichen Umwelt, Soziales und Unternehmensführung (ESG). Wir bekennen uns zu einer effizienten und effektiven Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas. Wir sind bestrebt, die Welt mit Energie zu versorgen – mithilfe eines integrierten Managementsystems, das im Rahmen unseres Entscheidungsprozesses nachhaltigkeitsbezogene Geschäftsrisiken und -chancen bewertet, und halten weiterhin an unseren Zielen fest. Da wir uns der Bedeutung der ESG-Leistung für unsere Stakeholder und den Erfolg unseres Unternehmens bewusst sind, verfügen wir über eine Führungsstruktur, die sich vom Vorstand über die Geschäftsleitung bis hin zu den Leitern der Geschäftsbereiche erstreckt.

Weitere Informationen zu unserem Engagement für eine verantwortungsvolle und zuverlässige ESG-Leistung *finden Sie* im Abschnitt „*Unvorhergesehene Ereignisse – Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken*“ im Bericht der Geschäftsführung über die Finanzlage und die Ertragslage.

Rohstoffpreise

Rohstoffpreise und die damit verbundenen Erlöse sind der wichtigste Faktor, der unsere Rentabilität und die damit verbundenen Kapitalrenditen für unsere Aktionäre beeinflusst. Zu den Dynamiken, die die weltweiten Energiemärkte und Rohstoffpreise beeinflussen könnten, gehören unter anderem die globale Wirtschaftslage, Störungen von Angebot und Nachfrage oder die Befürchtung solcher Störungen aufgrund von zivilen Unruhen, globalen Pandemien, militärischen Konflikten, Maßnahmen der OPEC+ und anderer wichtiger Ölförderländer, Umweltgesetzen, Zöllen, staatlichen Maßnahmen sowie wetterbedingten Störungen. Unsere Strategie besteht darin, über Preiszyklen hinweg Wert zu schaffen, indem wir die finanziellen, operativen und ESG-Prioritäten umsetzen, die unser Wertversprechen untermauern.

Unsere Erträge und operativen Cashflows korrelieren im Allgemeinen mit den Preisniveaus für Rohöl und Erdgas, die von unternehmensfremden Faktoren beeinflusst werden, auf die wir keinen Einfluss haben. Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Referenzpreise für WTI-Rohöl, Brent-Rohöl und US-Erdgas (Henry Hub) seit 2023.



Die folgende Tabelle zeigt die Durchschnittspreise für 2025 im Vergleich zu 2024:

Branchenpreise		2025	2024	Veränderung
Brent (USD pro Barrel)	\$	69,06	80,76	(14) %
WTI (USD pro Barrel)		64,81	75,72	(14) %
Henry Hub (USD pro MMBTU)		3,43	2,27	51 %
Durchschnittliche erzielbare Preise				
Realisierter Bitumenpreis (USD pro BBL)	\$	40,74	47,92	(15) %
Gesamtrealisierter Preis (USD pro Barrel)	\$	47,01	58,39	(19) %

Die Rohöl- und Bitumenpreise waren bis 2025 rückläufig, da das weltweite Ölangebot schneller stieg als die weltweite Ölnachfrage. Die Erdgaspreise stiegen aufgrund einer stärkeren Nachfrage und niedrigerer Lagerbestände im Vergleich zu 2024.

Unser weltweiter Rückgang des realisierten Jahresdurchschnittspreises war auf niedrigere Rohöl- und Bitumenpreise zurückzuführen.

Zusammenfassung der wichtigsten operativen und finanziellen Kennzahlen

Zu den wesentlichen Ereignissen im Jahr 2025 und den jüngsten Bekanntgaben gehörten:

- Ausgewiesener Gewinn je Aktie im vierten Quartal 2025 von 1,17 US-Dollar;
- Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 19,8 Milliarden US-Dollar;
- Ausschüttung von 9,0 Milliarden US-Dollar an die Aktionäre, davon 5,0 Milliarden US-Dollar durch Aktienrückkäufe und 4,0 Milliarden US-Dollar durch die ordentliche Dividende;
- Zum Jahresende beliefen sich die liquiden Mittel, die gebundenen Barmittel und die kurzfristigen Finanzanlagen auf 7,4 Mrd. US-Dollar sowie die langfristigen Finanzanlagen auf 1,1 Mrd. US-Dollar.
- Erzielte für das Gesamtjahr eine Gesamtproduktion des Unternehmens von 2.375 MBOED und eine Produktion in den „Lower 48“ von 1.484 MBOED;
- Die Integration von Marathon Oil wurde abgeschlossen und die Synergiegewinne auf Run-Rate-Basis im Jahr 2025 auf über 1 Milliarde US-Dollar verdoppelt; zusätzlich wurden einmalige Vorteile in Höhe von ca. 1 Milliarde US-Dollar erzielt;
- Auf dem besten Weg, bis Ende 2026 zusätzliche Kostensenkungen und Margensteigerungen von mehr als 1 Milliarde US-Dollar auf Run-Rate-Basis zu erreichen;
- Im Jahr 2025 wurden Veräußerungen im Wert von 3,2 Milliarden US-Dollar abgeschlossen, und das Gesamtziel von 5 Milliarden US-Dollar für Veräußerungen bis zum Jahresende 2026 wird planmäßig erreicht;
- Das Willow-Projekt in Alaska sowie die LNG-Beteiligungsprojekte bei NFE und NFS in Katar und PALNG an der US-Golfküste wurden weiter vorangetrieben; alle Projekte liegen weiterhin im Zeitplan, wobei die Inbetriebnahme von NFE für die zweite Hälfte des Jahres 2026 erwartet wird;
- Die Effizienz bei Bohr- und Fertigstellungsarbeiten in den „Lower 48“ wurde im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 15 % gesteigert;
- Die kommerzielle LNG-Strategie wurde durch die Platzierung einer ersten Abnahmevereinbarung über 5 MTPA für die Phase 1 von PALNG vorangetrieben; eine zusätzliche Abnahmevereinbarung über 5 MTPA wurde gesichert, wodurch sich das gesamte kommerzielle Abnahmeportfolio auf 10 MTPA erhöht;
- Unterzeichnung einer Vereinbarung zur Verlängerung der Waha-Konzession in Libyen bis 2050 mit neuen finanziellen Bedingungen, vorbehaltlich der üblichen behördlichen Genehmigungen; und
- Im vierten Quartal wurde bei Surmont Pad 104W-A vorzeitig die erste Ölförderung erreicht.

Ausblick

Kapital, Produktion und Abschreibungen

Die Prognose für 2026 umfasst Investitionsausgaben in Höhe von rund 12 Milliarden US-Dollar.

Die Produktionsprognose liegt bei 2,33 bis 2,36 MMBOED. Für das erste Quartal 2026 wird eine Produktion von 2,30 bis 2,34 MMBOED erwartet, einschließlich wetterbedingter Ausfallzeiten.

Die Abschreibungen (DD&A) werden voraussichtlich bei 11,7 bis 11,9 Milliarden US-Dollar liegen.

Geschäftssegmente

Wir gliedern unsere Geschäftstätigkeit in fünf operative Segmente, die in erster Linie nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; die 48 kontinentalen US-Bundesstaaten; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; sowie Asien-Pazifik. Mit Wirkung zum vierten Quartal 2025 haben wir festgestellt, dass unser ehemaliges operatives Segment „Sonstige internationale Aktivitäten“, das aus Aktivitäten im Zusammenhang mit früheren Betrieben in anderen Ländern bestand, kein operatives Segment mehr darstellt. Die verbleibenden Ergebnisse werden unter „Konzern und Sonstiges“ zusammengefasst. Unsere historische Berichterstattung nach operativen Segmenten wurde angepasst, um dieser Änderung Rechnung zu tragen.

Unser kombinierter Posten „Konzern und Sonstiges“ umfasst Erträge und Aufwendungen, die nicht direkt einem Geschäftssegment zugeordnet sind, wie beispielsweise den Großteil der Zinserträge und -aufwendungen; Auswirkungen bestimmter Fremdkapitaltransaktionen; Konzern-Gemeinkosten und bestimmte Technologieaktivitäten, einschließlich Lizenzerlöse; sowie nicht realisierte Gewinne oder Verluste aus dem Bestand an Aktienwerten. Alle Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie kurzfristige Finanzanlagen sind in „Konzern und Sonstiges“ enthalten.

Unsere Leistungskennzahlen, die in den statistischen Tabellen am Anfang der nachfolgenden Abschnitte zu den operativen Segmenten aufgeführt sind, spiegeln die Ergebnisse unserer Geschäftstätigkeit wider, einschließlich Rohstoffpreise und Produktion.

Ergebnis der Geschäftstätigkeit

In diesem Abschnitt des Formulars 10-K werden die Vorjahresvergleiche zwischen 2025 und 2024 erörtert. Eine Erörterung der Vorjahresvergleiche zwischen 2024 und 2023 finden Sie unter „Erläuterungen und Analysen der Finanzlage und der Geschäftsergebnisse durch die Geschäftsleitung“ in Teil II, Punkt 7 unseres 10-K-Berichts für 2024.

Konsolidierte Ergebnisse

Zusammenfassung der Betriebskennzahlen

	2025	2024	2023
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD) Konsolidierte			
Aktivitäten	1.133	969	923
Beteiligungsgesellschaften	12	13	13
Rohöl insgesamt	1.145	982	936
Erdgasflüssigkeiten (MBD)			
Konsolidierte Geschäftstätigkeit	411	304	279
Assoziierte Unternehmen	8	8	8
Erdgasflüssigkeiten insgesamt	419	312	287
Bitumen (MBD)	133	122	81
Erdgas (MMCFD) Konsolidierte			
Geschäftstätigkeit	2.859	2.200	1.916
Beteiligungsunternehmen	1.206	1.233	1.219
Erdgas insgesamt	4.065	3.433	3.135
Gesamtproduktion (MBOED)	2.375	1.987	1.826
Gesamtproduktion (MMBOE)	867	727	666

	Dollar pro Einheit		
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (pro BBL) Konsolidierte			
Geschäftstätigkeit	\$ 65,58	76,74	78,97
Beteiligungsgesellschaften	68,94	76,76	78,45
Rohöl insgesamt	65,62	76,74	78,96
Erdgasflüssigkeiten (pro BBL) Konsolidierte			
Geschäftstätigkeit	20,59	22,43	22,12
Beteiligungsunternehmen	46,20	51,53	47,09
Erdgasflüssigkeiten insgesamt	21,07	23,19	22,82
Bitumen (pro BBL)	40,74	47,92	42,15
Erdgas (pro MCF) Konsolidierte			
Geschäftstätigkeit	3,40	2,61	3,89
Beteiligungsunternehmen	6,83	8,22	8,46
Erdgas insgesamt	4,44	4,69	5,69

	Millionen Dollar		
Weltweite Explorationskosten			
Allgemeine und Verwaltungskosten; geologische und geophysikalische Kosten, Pachtzinsen und Sonstiges	\$	226	309
Wertminderung von Pachtverträgen		91	6
Trockene Bohrlöcher		90	40
Gesamte Explorationskosten	\$	407	355

Gesamtproduktion des Unternehmens

Wir erkunden, fördern, transportieren und vermarkten weltweit Rohöl, Bitumen, Erdgas, NGLs und LNG. Zum 31. Dezember 2025 waren wir in den USA, Norwegen, Kanada, Australien, China, Malaysia, Katar, Libyen und Äquatorialguinea tätig.

Die Gesamtproduktion von 2.375 MBOED stieg im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um 388 MBOED bzw. 20 Prozent. Zu den Produktionssteigerungen zählen:

- die Inbetriebnahme neuer Bohrlöcher in den Lower 48, Kanada, Australien, Norwegen, Alaska, Libyen, China und Malaysia.
- Unsere Übernahme von Marathon Oil im vierten Quartal 2024.

Der Produktionsanstieg im Jahr 2025 wurde teilweise durch den normalen Förderrückgang der Felder ausgeglichen.

Bereinigt um abgeschlossene Akquisitionen und Veräußerungen stieg die Produktion um 57 MBOED oder 2,5 Prozent.

Analyse der Gewinn- und Verlustrechnung

Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich alle Ergebnisse in der Gewinn- und Verlustrechnung auf den Betrag vor Steuern.

Nachstehend sind ausgewählte Finanzdaten auf konsolidierter Basis aufgeführt. Die vollständige Gewinn- und Verlustrechnung finden Sie unter *Punkt 8. Jahresabschluss und ergänzende Angaben*.

Geschäftsjahre zum 31. Dezember	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse	\$ 58.944	54.745	56.141
Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen	1.335	1.705	1.720
Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen	731	51	228
Eingekaufte Waren	22.325	20.012	21.975
Produktions- und Betriebskosten	10.331	8.751	7.693
Vertriebs-, allgemeine und Verwaltungskosten	893	1.158	705
Abschreibungen und Wertminderungen	11.500	9.599	8.270
Sonstige Aufwendungen	20	181	2
Ertragsteuerrückstellung (Ertrag)	4.668	4.427	5.331

Die Umsatzerlöse und sonstigen betrieblichen Erlöse stiegen im Jahr 2025 um 4.199 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf höhere Absatzmengen in Höhe von 6.197 Millionen US-Dollar – einschließlich der Absatzmengen aus unserer Übernahme von Marathon Oil – sowie auf höhere realisierte Gaspreise in Höhe von 824 Millionen US-Dollar und den Zeitpunkt der Verkäufe im Vergleich zu 2024 zurückzuführen ist. Diese Steigerungen wurden teilweise durch niedrigere realisierte Rohöl- und Bitumenpreise in Höhe von 4.615 Mio. US-Dollar bzw. 349 Mio. US-Dollar teilweise ausgeglichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Der Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen verringerte sich im Jahr 2025 um 370 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf geringere Gewinne aufgrund niedrigerer LNG- und Rohölpreise zurückzuführen ist.

Der Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen stieg im Jahr 2025 um 680 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf Gewinne im Zusammenhang mit der Veräußerung der Felder Ursa und Europa sowie der Ursa Oil Pipeline Company LLC und anderer nicht zum Kerngeschäft gehörender Vermögenswerte in unserem Segment „Lower 48“ zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3.*

Die eingekauften Rohstoffe stiegen im Jahr 2025 um 2.313 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf höhere Einkaufsmengen im Zusammenhang mit unserer Übernahme von Marathon Oil, höhere Erdgaspreise und höhere eingekaufte Rohölmengen zurückzuführen ist, was teilweise durch niedrigere Rohölpreise ausgeglichen wurde. *Siehe Anmerkung 3.*

Die Produktions- und Betriebskosten stiegen im Jahr 2025 um 1.580 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf die Auswirkungen unserer Übernahme von Marathon Oil im vierten Quartal 2024 sowie auf Abfindungskosten in Höhe von 216 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit einer Umstrukturierung zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 14.*

Die Vertriebs-, Verwaltungs- und allgemeinen Aufwendungen sanken im Jahr 2025 um 265 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf den Wegfall von Transaktionskosten in Höhe von 545 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit unserer Übernahme von Marathon Oil im Jahr 2024 zurückzuführen ist, was teilweise durch Abfindungskosten im Zusammenhang mit einer Umstrukturierung im Jahr 2025 ausgeglichen wurde. *Siehe Anmerkung 3 und siehe Anmerkung 14.*

Die Abschreibungen stiegen im Jahr 2025 um 1.901 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf die Auswirkungen unserer Übernahme von Marathon Oil im vierten Quartal 2024 sowie auf höhere Fördermengen zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3.*

Die sonstigen Aufwendungen sanken um 161 Millionen US-Dollar, was in erster Linie darauf zurückzuführen ist, dass im vierten Quartal 2024 kein Verlust in Höhe von 173 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit der Tilgung von Verbindlichkeiten anfiel. *Siehe Anmerkung 7.*

Informationen zu unserer Rückstellung für Ertragsteuern und zum effektiven Steuersatz finden Sie in *Anmerkung 15 – Ertragsteuern*.

Segmentergebnisse

Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich die Ausführungen zu den Segmentergebnissen auf die Zahlen nach Steuern.

Es folgt eine Übersicht über den Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) des Unternehmens nach Geschäftssegmenten:

Geschäftsjahre zum 31. Dezember	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Alaska	\$ 730	1.326	1.778
Die 48 kontinentalen Bundesstaaten	5.264	5.175	6.461
Kanada	741	712	402
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1.224	1.189	1.189
Asien-Pazifik	1.167	1.724	1.961
Segmente insgesamt	9.126	10.126	11.791
Konzern und Sonstiges	(1.138)	(881)	(834)
Nettoergebnis (Verlust)	\$ 7.988	9.245	10.957

Weitere Erläuterungen zu den Segmentergebnissen finden Sie auf den folgenden Seiten.

Alaska

	2025	2024	2023
Ausgewählte Finanzdaten nach Segmenten vor Steuern (in Mio. \$)			
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse (in Mio. \$)	\$ 5.638	6.553	7.098
Produktions- und Betriebskosten (in Mio. \$)	2.158	1.951	1.829
Abschreibungen und Wertminderungen (in Mio. \$)	1.399	1.299	1.061
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern (in Mio. \$)	438	470	497
Nettoergebnis (Verlust) (in Mio. \$)	\$ 730	1.326	1.778
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD)	177	173	173
Erdgasflüssigkeiten (MBD)	15	15	16
Erdgas (MMCFD)	41	39	38
Gesamtproduktion (MBOED)	199	194	195
Gesamtproduktion (MMBOE)	73	71	71
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (USD pro Barrel)	\$ 71,79	81,73	83,05
Erdgas (USD pro MCF)	3,81	3,90	4,47

Das Segment Alaska befasst sich in erster Linie mit der Exploration, Förderung, dem Transport und der Vermarktung von Rohöl, NGLs und Erdgas. Im Jahr 2025 trug Alaska 12 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und ein Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettoergebnis (Verlust)

Alaska verzeichnete im Jahr 2025 einen Gewinn von 730 Millionen US-Dollar, verglichen mit einem Gewinn von 1.326 Millionen US-Dollar im Jahr 2024.

Zu den Faktoren, die das Ergebnis belasteten, zählten geringere Umsätze aufgrund niedrigerer Rohstoffpreise in Höhe von 509 Millionen US-Dollar, die teilweise durch höhere Fördermengen in Höhe von 78 Millionen US-Dollar ausgeglichen wurden. Weitere Faktoren, die das Ergebnis belasteten, waren höhere Produktions- und Betriebskosten in Höhe von 151 Millionen US-Dollar, bedingt durch höhere Pacht- und Betriebskosten, Bohrarbeiten sowie Abfindungskosten im Zusammenhang mit einer Umstrukturierung, sowie höhere Abschreibungen und Wertminderungen (DD&A) in Höhe von 73 Millionen US-Dollar, die hauptsächlich auf höhere Abschreibungssätze zurückzuführen waren. *Siehe Anmerkung 14.*

Produktion

Die durchschnittliche Produktion stieg im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um fünf MBOED, was in erster Linie auf die Inbetriebnahme neuer Bohrlöcher und geringere Ausfallzeiten zurückzuführen war.

Der Produktionsanstieg wurde teilweise durch den normalen Förderrückgang der Felder ausgeglichen.

Lower 48

	2025	2024	2023
Ausgewählte Finanzdaten nach Segmenten vor Steuern (in Mio. \$)			
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse (in Mio. \$)	\$ 41.395	37.026	38.237
Produktions- und Betriebskosten (in Mio. \$)	5.856	4.751	4.199
Abschreibungen und Wertminderungen (in Mio. \$)	8.121	6.442	5.722
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern (in Mio. \$)	1.506	1.378	1.352
Nettoergebnis (Verlust) (in Mio. \$)	\$ 5.264	5.175	6.461
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD)	749	602	569
Erdgasflüssigkeiten (MBD)	382	279	256
Erdgas (MMCFD)	2.119	1.625	1.457
Gesamtproduktion (MBOED)	1.484	1.152	1.067
Gesamtproduktion (MMBOE)	542	422	389
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (USD pro Barrel)	\$ 63,18	74,17	76,19
Erdgasflüssigkeiten (USD pro Barrel)	20,64	22,02	21,73
Erdgas (USD pro MCF)	1,74	0,87	2,12

Das Segment „Lower 48“ umfasst die Aktivitäten in den aneinandergrenzenden US-Bundesstaaten sowie damit verbundene kommerzielle Aktivitäten. Im Jahr 2025 trug das Segment „Lower 48“ 67 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und 74 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettoergebnis (Verlust)

„Lower 48“ verzeichnete im Jahr 2025 einen Gewinn von 5.264 Millionen US-Dollar, verglichen mit einem Gewinn von 5.175 Millionen US-Dollar im Jahr 2024.

Zu den Ertragssteigerungen zählten höhere Umsätze aufgrund gestiegener Absatzmengen in Höhe von 3.890 Mio. US-Dollar, einschließlich der Mengen aus unserer Übernahme von Marathon Oil, die teilweise durch niedrigere Rohstoffpreise in Höhe von 1.999 Mio. US-Dollar, bedingt durch gesunkene Rohölpreise, ausgeglichen wurden. Weitere Steigerungen ergaben sich aus höheren Veräußerungsgewinnen in Höhe von 494 Mio. US-Dollar, die in erster Linie mit der Veräußerung der Felder Ursa und Europa sowie der Ursa Oil Pipeline Company LLC und anderer nicht zum Kerngeschäft gehörender Vermögenswerte zusammenhingen.

Zu den Faktoren, die das Ergebnis belasteten, gehörten höhere Abschreibungen (DD&A) in Höhe von 1.330 Millionen US-Dollar sowie höhere Produktions- und Betriebskosten in Höhe von 875 Millionen US-Dollar, die in erster Linie auf die Auswirkungen unserer Übernahme von Marathon Oil zurückzuführen waren. *Siehe Anmerkung 3.*

Produktion

Die durchschnittliche Gesamtproduktion stieg im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um 332 MBOED, was in erster Linie auf die Inbetriebnahme neuer Bohrlöcher im Rahmen unserer Erschließungsprogramme im Delaware-Becken, in Eagle Ford, im Bakken- und im Midland-Becken sowie auf die Auswirkungen unserer Übernahme von Marathon Oil zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3.*

Die Produktionssteigerungen wurden teilweise durch den normalen Förderrückgang ausgeglichen.

Veräußerungen

Im Jahr 2025 haben wir mehrere Veräußerungen abgeschlossen, darunter die Felder Ursa und Europa sowie die Ursa Oil Pipeline Company LLC für einen Nettoerlös von 699 Millionen US-Dollar, das Anadarko-Becken für einen Nettoerlös von 1,2 Milliarden US-Dollar und weitere nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte für 1,1 Milliarden US-Dollar. Die Produktion aus diesen Vermögenswerten belief sich im Jahr 2024 auf durchschnittlich etwa 33 MBOED. *Siehe Anmerkung 3.*

Kanada

	2025	2024	2023
Ausgewählte Finanzdaten nach Segmenten vor Steuern (in Mio. US-Dollar)			
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse (in Mio. \$)	\$ 3.625	3.514	3.006
Produktions- und Betriebskosten (in Mio. \$)	833	902	619
Abschreibungen und Wertminderungen (in Mio. \$)	556	639	420
Sonstige Steuern außer Einkommensteuern (in Mio. \$)	27	31	26
Nettoergebnis (Verlust) (in Mio. \$)	\$ 741	712	402
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD)	17	17	9
Erdgasflüssigkeiten (MBD)	6	6	3
Bitumen (MBD)	133	122	81
Erdgas (MMCFD)	125	115	65
Gesamtproduktion (MBOED)	177	164	104
Gesamtproduktion (MMBOE)	65	60	38
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (USD pro Barrel)	\$ 55,35	64,47	66,19
Erdgasflüssigkeiten (USD pro Barrel)	22,54	29,59	26,13
Bitumen (USD pro BBL)	40,74	47,92	42,15
Erdgas (USD pro MCF)*	1,02	0,54	1,80

*Die durchschnittlichen Verkaufspreise beinhalten nicht in Anspruch genommene Transportkosten.

Die Aktivitäten im Segment Kanada umfassen die Ölsandförderung in Surmont (Alberta), das unkonventionelle Montney-Feld in British Columbia sowie den kommerziellen Betrieb. Im Jahr 2025 trug Kanada neun Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und fünf Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettoergebnis (Verlust)

Kanada verzeichnete im Jahr 2025 einen Gewinn von 741 Millionen Dollar, verglichen mit einem Gewinn von 712 Millionen Dollar im Jahr 2024.

Zu den Gewinnsteigerungen zählten höhere Umsätze aufgrund größerer Mengen in Höhe von 142 Millionen Dollar sowie der Zeitpunkt der Verkäufe im Vergleich zu 2024, was teilweise durch niedrigere Rohstoffpreise in Höhe von 303 Millionen Dollar ausgeglichen wurde. Zu den Gewinnsteigerungen zählten geringere Abschreibungen und Amortisationen (DD&A) in Höhe von 63 Millionen Dollar, bedingt durch Aufwärtskorrekturen der Reserven zum Jahresende 2024, sowie höhere sonstige Erträge in Höhe von 62 Millionen Dollar, die in erster Linie auf eine Änderung der Bewertung zum beizulegenden Zeitwert im Zusammenhang mit der bedingten Gegenwertvereinbarung für Surmont zurückzuführen waren. Weitere Gewinnsteigerungen ergaben sich aus geringeren Produktions- und Betriebskosten in Höhe von 52 Millionen Dollar, bedingt durch das Ausbleiben der im Vorjahr geplanten Wartungsarbeiten in Surmont. *Siehe Anmerkung 11.*

Produktion

Die durchschnittliche Gesamtproduktion stieg im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um 13 MBOED. Die Produktionssteigerungen resultierten aus der Inbetriebnahme neuer Bohrlöcher in Montney und Surmont sowie aus dem Wegfall der im Vorjahr geplanten Wartungsarbeiten in Surmont.

Die Produktionssteigerungen wurden teilweise durch den normalen Förderrückgang der Felder ausgeglichen.

Europa, Naher Osten und Nordafrika

	2025	2024	2023
Ausgewählte Finanzdaten nach Segmenten vor Steuern (in Mio. \$)			
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse (in Mio. \$)	\$ 6.484	5.788	5.854
Produktions- und Betriebskosten (in Mio. \$)	962	671	593
Abschreibungen und Wertminderungen (in Mio. \$)	912	761	587
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern (in Mio. \$)	46	41	39
Nettoergebnis (Verlust) (in Mio. \$)	\$ 1.224	1.189	1.189
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>			
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD)	131	118	112
Erdgasflüssigkeiten (MBD)	8	4	4
Erdgas (MMCFD)	511	371	308
Gesamtproduktion (MBOED)	224	184	168
Gesamtproduktion (MMBOE)	82	67	61
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (USD pro Barrel)	\$ 68,95	80,92	83,96
Erdgasflüssigkeiten (USD pro Barrel)	16,53	40,29	41,13
Erdgas (USD pro MCF)	10,87	10,70	12,68

Das Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika umfasst Aktivitäten, die hauptsächlich im norwegischen Teil der Nordsee, in der Norwegischen See, in Katar, Libyen und Äquatorialguinea angesiedelt sind, sowie Handels- und Terminalaktivitäten im Großbritannien. Im Jahr 2025 trugen unsere Aktivitäten in Europa, dem Nahen Osten und Nordafrika acht Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und 18 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettoergebnis (Verlust)

Das Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika verzeichnete im Jahr 2025 einen Gewinn von 1.224 Millionen US-Dollar, verglichen mit einem Gewinn von 1.189 Millionen US-Dollar im Jahr 2024.

Der Gewinn im Jahr 2025 umfasste höhere Umsätze in Höhe von 296 Millionen US-Dollar aufgrund gestiegener Absatzmengen, einschließlich der Mengen aus unseren Anlagen in Äquatorialguinea, die aus der Übernahme von Marathon Oil stammten; diese wurden jedoch teilweise durch insgesamt niedrigere realisierte Rohstoffpreise in Höhe von 185 Millionen US-Dollar, bedingt durch niedrigere Rohölpreise, teilweise ausgeglichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Zu den Faktoren, die das Ergebnis belasteten, gehörten höhere Produktions- und Betriebskosten in Höhe von 88 Millionen US-Dollar, die in erster Linie auf unsere Übernahme von Marathon Oil zurückzuführen waren. *Siehe Anmerkung 3.*

Konsolidierte Produktion

Die durchschnittliche konsolidierte Produktion stieg im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um 40 MBOED. Der Anstieg der konsolidierten Produktion war in erster Linie auf die Auswirkungen der von Marathon Oil erworbenen Vermögenswerte sowie auf die Inbetriebnahme neuer Bohrlöcher in Norwegen und Libyen zurückzuführen. *Siehe Anmerkung 3.*

Der Produktionsanstieg wurde teilweise durch den normalen Förderrückgang der Felder ausgeglichen.

Asien-Pazifik

	2025	2024	2023
Ausgewählte Finanzdaten nach Segmenten vor Steuern (in Mio. \$)			
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse (in Mio. \$)	\$ 1.770	1.847	1.913
Produktions- und Betriebskosten (in Mio. \$)	367	384	391
Abschreibungen und Wertminderungen (in Mio. \$)	460	425	455
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern (in Mio. \$)	57	109	117
Nettoergebnis (Verlust) (in Mio. \$)	\$ 1.167	1.724	1.961
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>			
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD)	59	59	60
Erdgas (MMCFD)	63	50	48
Gesamtproduktion (MBOED)	70	67	68
Gesamtproduktion (MMBOE)	26	25	25
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (USD pro Barrel)	\$ 71,05	82,42	84,79
Erdgas (USD pro MCF)	3,59	3,74	3,95

Das Segment Asien-Pazifik umfasst die Aktivitäten in China, Malaysia und Australien sowie den kommerziellen Betrieb in China, Singapur und Japan. Im Jahr 2025 trug das Segment Asien-Pazifik vier Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigkeitsproduktion und zwei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettoergebnis (Verlust)

Der Geschäftsbereich Asien-Pazifik verzeichnete im Jahr 2025 einen Gewinn von 1.167 Millionen US-Dollar, verglichen mit 1.724 Millionen US-Dollar im Jahr 2024.

Zu den Faktoren, die das Ergebnis belasteten, zählten geringere Umsätze aufgrund niedrigerer Rohstoffpreise in Höhe von 206 Millionen US-Dollar. Weitere negative Einflussfaktoren waren geringere Erträge aus assoziierten Unternehmen in Höhe von 271 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf niedrigere LNG-Verkaufspreise zurückzuführen war, sowie höhere Explorationsaufwendungen in Höhe von 64 Millionen US-Dollar, die vor allem durch Kosten für erfolglose Bohrungen im Zusammenhang mit bestimmten Bohrlöchern in Malaysia und Australien verursacht wurden.

Konsolidierte Produktion

Die durchschnittliche konsolidierte Produktion stieg im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um drei MBOED. Die Produktionssteigerungen waren in erster Linie auf Erschließungsmaßnahmen in der Bohai-Bucht in China und in Gumusut in Malaysia zurückzuführen.

Die Produktionssteigerungen wurden teilweise durch den normalen Förderrückgang der Felder ausgeglichen.

Konzern und Sonstiges

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Nettoergebnis (Verlust)			
Nettozinsaufwand	\$ (494)	(379)	(360)
Allgemeine und Verwaltungsaufwendungen des Konzerns	(486)	(716)	(357)
Technologie	(144)	(137)	(34)
Sonstige Erträge (Aufwendungen)	(14)	352	(70)
	\$ (1.138)	(880)	(821)

Der Nettozinsaufwand setzt sich aus Zins- und Fremdkapitalaufwendungen zusammen, abzüglich Zinserträgen und aktivierten Zinsen. Der Nettozinsaufwand stieg im Jahr 2025 aufgrund höherer Zinsaufwendungen, die durch die im Rahmen unserer Übernahme von Marathon Oil übernommenen Schulden verursacht wurden. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 7.*

Die allgemeinen Verwaltungsaufwendungen des Konzerns umfassen Vergütungsprogramme und Personalkosten. Diese Aufwendungen sanken im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um 230 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf den Wegfall von Transaktionskosten in Höhe von 432 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit unserer Übernahme von Marathon Oil im Jahr 2024 zurückzuführen ist, teilweise ausgeglichen durch Abfindungskosten im Zusammenhang mit einer Umstrukturierung im Jahr 2025. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 14.*

Der Bereich „Technologie“ umfasst unsere Investitionen in kohlenstoffarme Technologien sowie in andere neue Technologien oder Geschäftsfelder und Lizenzerlöse. Andere neue Technologien oder Geschäftsfelder sowie LNG-Lizenzaktivitäten konzentrieren sich sowohl auf konventionelle als auch auf Tight-Oil-Lagerstätten, Schiefergas, Ölsande, Enhanced Oil Recovery sowie LNG.

Sonstige Erträge (Aufwendungen) oder „Sonstiges“ umfassen bestimmte Wechselkursgewinne und -verluste, Umweltkosten im Zusammenhang mit stillgelegten Standorten, sonstige Kosten, die nicht direkt einem operativen Segment zuzuordnen sind, Gewinne oder Verluste aus der vorzeitigen Tilgung von Verbindlichkeiten, Kursgewinne oder -verluste aus Aktienwerten sowie Aufwendungen für die Abwicklung von Pensionsverpflichtungen. Das Ergebnis unter „Sonstiges“ sank im Jahr 2025 im Vergleich zu 2024 um 366 Millionen US-Dollar. Dies war in erster Linie auf den Wegfall eines Steuervorteils in Höhe von 455 Millionen US-Dollar zurückzuführen, der aus der Übernahme von Marathon Oil im Jahr 2024 und der anschließenden Nutzung ausländischer Steuergutschriften resultierte. Der Ergebnismrückgang wurde teilweise durch einen Anstieg ausgeglichen, der darauf zurückzuführen war, dass im vierten Quartal 2024 kein Verlust in Höhe von 147 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit der Tilgung von Schulden anfiel. *Siehe Anmerkung 3, Anmerkung 7 und Anmerkung 15.*

Kapitalausstattung und Liquidität

Finanzkennzahlen

		In Millionen US-Dollar, sofern nicht anders angegeben		
		2025	2024	2023
Netto-Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	\$	19.796	20.124	19.965
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		6.497	5.607	5.635
Kurzfristige Finanzanlagen		484	507	971
Kurzfristige Verbindlichkeiten		1.020	1.035	1.074
Gesamtverschuldung		23.444	24.324	18.937
Eigenkapital insgesamt		64.487	64.796	49.279
Anteil der Gesamtverschuldung am Eigenkapital*		27 %	27	28
Anteil der variabel verzinslichen Verbindlichkeiten an den Gesamtverbindlichkeiten		1 %	1	2

Die bilanzbezogenen Posten sind zum 31. Dezember ausgewiesen.

*Das Kapital umfasst die Gesamtverschuldung und das Gesamt-Eigenkapital.

Um unseren kurz- und langfristigen Liquiditätsbedarf zu decken, greifen wir auf verschiedene Finanzierungsquellen zurück, darunter Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit, unsere Commercial-Paper- und Kreditlinienprogramme sowie unsere Möglichkeit, Wertpapiere im Rahmen unserer Rahmenregistrierungserklärung zu verkaufen. Im Jahr 2025 wurden unsere verfügbaren Barmittel hauptsächlich wie folgt verwendet: 12,6 Mrd. US-Dollar zur Unterstützung unseres laufenden Investitionsprogramms; 5,0 Mrd. US-Dollar zum Rückkauf von Stammaktien; 4,0 Mrd. US-Dollar zur Zahlung der ordentlichen Dividende; und 0,9 Mrd. US-Dollar zur Tilgung von Schulden, teilweise ausgeglichen durch Erlöse aus dem Verkauf von Vermögenswerten in Höhe von 3,2 Mrd. US-Dollar. Im Jahr 2025 stiegen die liquiden Mittel um 0,9 Mrd. US-Dollar auf 6,5 Mrd. US-Dollar. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 7.*

Zum 31. Dezember 2025 verfügten wir über Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente in Höhe von 6,5 Mrd. US-Dollar, kurzfristige Finanzanlagen in Höhe von 0,5 Mrd. US-Dollar sowie eine verfügbare Kreditlinie im Rahmen unserer Kreditfazilität in Höhe von 5,5 Mrd. US-Dollar, was einer Gesamtliquidität von rund 12,5 Mrd. US-Dollar entspricht. Darüber hinaus halten wir langfristige Finanzanlagen in Schuldtiteln in Höhe von 1,1 Mrd. US-Dollar. Wir sind der Ansicht, dass die aktuellen Kassenbestände und der aus dem operativen Geschäft generierte Cashflow zusammen mit dem Zugang zu externen Finanzierungsquellen, wie unten im Abschnitt „Wesentliche Veränderungen im Kapital“ beschrieben, ausreichen werden, um unseren kurz- und langfristigen Finanzierungsbedarf zu decken, einschließlich unseres Investitionsprogramms, unseres Kapitalrückführungsprogramms und der erforderlichen Schuldentilgungen.

Wesentliche Veränderungen im Kapital

Operative Tätigkeit

Der Mittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit belief sich im Jahr 2025 auf insgesamt 19,8 Milliarden US-Dollar, verglichen mit 20,1 Milliarden US-Dollar im Jahr 2024 und 20,0 Milliarden US-Dollar im Jahr 2023. Der Rückgang im Jahr 2025 gegenüber 2024 resultierte aus niedrigeren Rohstoffpreisen, die größtenteils durch die Geschäftstätigkeit aus der Übernahme von Marathon Oil im Jahr 2024 ausgeglichen wurden. *Siehe Anmerkung 3.*

Der Anstieg des Mittelzuflusses aus der betrieblichen Tätigkeit im Jahr 2024 im Vergleich zu 2023 ist auf eine höhere Produktion vor allem in Kanada und den Lower 48 zurückzuführen, einschließlich der im vierten Quartal 2023 erworbenen 50-prozentigen Beteiligung an Surmont und unserer Übernahme von Marathon Oil Ende 2024. Der Produktionsanstieg wurde teilweise durch niedrigere Rohstoffpreise und geringere Ausschüttungen von assoziierten Unternehmen ausgeglichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Unsere kurz- und langfristigen operativen Cashflows hängen in hohem Maße von den Preisen für Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs ab. Die Preise und Margen in unserer Branche waren in der Vergangenheit volatil und wurden von Marktbedingungen bestimmt, die außerhalb unserer Kontrolle liegen. Sofern keine anderen mildernden Faktoren vorliegen, würden wir bei Schwankungen dieser Preise und Margen eine entsprechende Veränderung unserer operativen Cashflows erwarten.

Die Höhe der absoluten Fördermengen sowie die Produkt- und Standortzusammensetzung sind weitere wesentliche Faktoren, die unsere Cashflows beeinflussen. Die Jahresproduktion belief sich im Jahr 2025 auf durchschnittlich 2.375 MBOED, was einem Anstieg von 388 MBOED oder 20 Prozent gegenüber 2024 entspricht. Für das erste Quartal 2026 wird eine Produktion von 2,30 MMBOED bis 2,34 MMBOED erwartet. Die zukünftige Produktion unterliegt zahlreichen Unsicherheiten, darunter unter anderem das volatile Preisumfeld für Rohöl und Erdgas, das Investitionsentscheidungen beeinflussen kann; die Auswirkungen von Preisänderungen auf Produktionsbeteiligungs- und variable Lizenzgebührenverträge; der Erwerb und die Veräußerung von Feldern; Förderrückgangsraten der Felder; neue Technologien; betriebliche Effizienz; der Zeitpunkt von Inbetriebnahmen und größeren Wartungsarbeiten; politische Instabilität; wetterbedingte Störungen; sowie die Hinzufügung nachgewiesener Reserven durch Explorationserfolge und deren zeitnahe und kosteneffiziente Erschließung. Obwohl wir diese Faktoren aktiv überwachen und steuern, können Veränderungen der Fördermengen zu Schwankungen der Cashflows führen, wobei wir im Allgemeinen geringere Schwankungen unserer Cashflows aufgrund von Veränderungen der Fördermengen verzeichnen als aufgrund von Veränderungen der Rohstoffpreise.

Investitionstätigkeit

Im Jahr 2025 investierten wir 12,6 Milliarden US-Dollar in Investitionsausgaben und Investitionen, wovon 0,5 Milliarden US-Dollar in erster Linie Zahlungen für unsere Beteiligungen an LNG-Projekten, darunter NFE4, NF53 und PALNG, darstellten, während der Rest zur Finanzierung unseres Betriebskapitalprogramms diente. Die Investitionsausgaben in den Jahren 2024 und 2023 beliefen sich auf 12,1 Milliarden US-Dollar bzw. 11,2 Milliarden US-Dollar. *Siehe Abschnitt „Investitionen und Kapitalausgaben“.*

Im August 2025 gaben wir ein Gesamtveräußerungsziel von 5 Mrd. US-Dollar bis zum Jahresende 2026 bekannt. Im Jahr 2025 veräußerten wir Vermögenswerte im Wert von 3,2 Mrd. US-Dollar, und wir gehen davon aus, unser Veräußerungsziel von 5 Mrd. US-Dollar bis zum Jahresende 2026 zu erreichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Die Erlöse aus dem Verkauf von Vermögenswerten beliefen sich im Jahr 2025 auf 3,2 Milliarden US-Dollar, verglichen mit 0,3 Milliarden US-Dollar im Jahr 2024 und 0,6 Milliarden US-Dollar im Jahr 2023. Im Jahr 2025 veräußerten wir Vermögenswerte in den „Lower 48“ im Anadarko-Becken für einen Nettoerlös von 1,2 Milliarden US-Dollar sowie unsere Anteile an den Feldern Ursa und Europa und an der Ursa Oil Pipeline Company LLC für einen Nettoerlös von 0,7 Milliarden US-Dollar. Darüber hinaus veräußerten wir weitere nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte in den „Lower 48“ sowie Unternehmensvermögenswerte für rund 1,3 Milliarden US-Dollar. *Siehe Anmerkung 3.*

Im vierten Quartal 2024 schlossen wir nach Ausübung unserer Vorkaufsrechte eine Akquisition ab, durch die sich unsere Arbeitsbeteiligung in der Kuparuk-River-Unit um etwa fünf Prozent und in der Prudhoe-Bay-Unit in Alaska um etwa 0,4 Prozent erhöhte; die Anteile wurden von Chevron U.S.A. Inc. und der Union Oil Company of California für 296 Millionen US-Dollar vor üblichen Anpassungen erworben. *Siehe Anmerkung 3.*

Im Oktober 2023 erwarben wir die verbleibenden 50 Prozent der Beteiligungsanteile an Surmont von TotalEnergies EP Canada Ltd. für rund 2,7 Milliarden US-Dollar in bar nach üblichen Anpassungen. Wir finanzierten diese Transaktion durch die Aufnahme neuer langfristiger Verbindlichkeiten. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 7.*

Im Rahmen unserer Strategie für die Anlage von liquiden Mitteln investieren wir in kurz- und langfristige Anlagen, deren vorrangiges Ziel der Schutz des Kapitals, die Aufrechterhaltung der Liquidität sowie die Erzielung von Renditen und Gesamtrenditen ist; zu diesen Anlagen zählen Festgeldanlagen, Commercial Paper sowie als zur Veräußerung verfügbar klassifizierte Schuldtitel. Die für kurzfristige Anlagen benötigten Mittel, die zur Unterstützung unseres Betriebsplans und zur Gewährleistung der Widerstandsfähigkeit bei kurzfristigen Preisschwankungen dienen, werden in hochliquide Instrumente mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr investiert. Mittel, die wir als verfügbar erachten, um bei längerfristigen Preiserückgängen widerstandsfähig zu bleiben und Chancen außerhalb eines bestimmten Geschäftsplans zu nutzen, werden in hochliquide Instrumente mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr investiert. *Siehe Anmerkung 10 und Anmerkung 17.*

Die Investitionstätigkeit im Jahr 2025 umfasste Nettokäufe von Kapitalanlagen in Höhe von 55 Millionen US-Dollar. Wir verzeichneten Nettoverkäufe von kurzfristigen Kapitalanlagen in Höhe von 502 Millionen US-Dollar und Nettokäufe von langfristigen Kapitalanlagen in Höhe von 557 Millionen US-Dollar. *Siehe Anmerkung 17.*

Finanzierungstätigkeit

Unsere Schulden beliefen sich zum 31. Dezember 2025 auf 23,4 Milliarden US-Dollar, verglichen mit 24,3 Milliarden US-Dollar zum 31. Dezember 2024. Der kurzfristige Anteil der Schulden, einschließlich Zahlungen für Finanzierungsleasingverträge, beträgt 1,0 Milliarden US-Dollar.

Im Jahr 2025 hat das Unternehmen Schulden in Höhe von 0,7 Milliarden US-Dollar bei Fälligkeit getilgt, bestehend aus 0,2 Milliarden US-Dollar unserer 3,35-Prozent-Schuldverschreibungen, 0,4 Milliarden US-Dollar unserer 2,4-Prozent-Schuldverschreibungen und 0,1 Milliarden US-Dollar unserer 8,2-Prozent-Schuldanleihen.

Im November 2024 haben wir Marathon Oil übernommen. Zum Zeitpunkt des Abschlusses wurde die Übernahme mit 16,5 Milliarden US-Dollar bewertet und den erworbenen Vermögenswerten sowie den übernommenen Verbindlichkeiten zugeordnet. Es wurden Stammaktien von ConocoPhillips ausgegeben und gegen ausstehende Aktien von Marathon Oil getauscht. Mit der Übernahme haben wir auch die Schulden von Marathon Oil in Höhe von etwa 4,6 Milliarden US-Dollar übernommen. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 7.*

Im Jahr 2024 hat das Unternehmen Schuldverschreibungen mit einem Nennwert von 726 Millionen US-Dollar bei Fälligkeit getilgt, bestehend aus 265 Millionen US-Dollar unserer 3,35-Prozent-Schuldverschreibungen und 461 Millionen US-Dollar unserer 2,125-Prozent-Schuldverschreibungen. Darüber hinaus haben wir begleitende Fremdkapitaltransaktionen abgeschlossen, bestehend aus der Emission neuer langfristiger Schuldtitel in Höhe von 5,2 Milliarden US-Dollar; einem Rückkauf bestimmter bestehender Schuldtitel von Marathon Oil und ConocoPhillips im Wert von 4,1 Milliarden US-Dollar (mit Vorrang für die übernommenen Schuldtitel von Marathon Oil); einem bargeldlosen Schuldneraustauschangebot zur Tilgung von Marathon-Oil-Schulden in Höhe von 0,9 Milliarden US-Dollar im Tausch gegen neue ConocoPhillips-Schuldtitel; sowie der Wiedervermarktung verfügbarer Kommunalanleihen im Wert von 0,4 Milliarden US-Dollar. Die Anleihetransaktionen vereinfachten unsere Kapitalstruktur, verlängerten die gewichtete durchschnittliche Laufzeit des Anleiheportfolios, senkten dessen gewichteten durchschnittlichen Kupon und reduzierten die kurzfristigen Fälligkeiten. *Siehe Anmerkung 7.*

Im Jahr 2023 haben wir neue Schuldtitel mit einem Nennwert von 2,7 Milliarden US-Dollar begeben, um den Erwerb der verbleibenden 50-prozentigen Beteiligung an Surmont zu finanzieren, und Refinanzierungstransaktionen abgeschlossen, die aus Rückkaufangeboten in Höhe von 1,1 Milliarden US-Dollar zum Rückkauf bestehender Schuldtitel gegen Barzahlung sowie einer Neuemission von Schuldtiteln in Höhe von 1,1 Milliarden US-Dollar zur Finanzierung der Rückkäufe bestanden. Dadurch verlängerten wir die gewichtete durchschnittliche Laufzeit unseres Portfolios von 15 auf 17 Jahre und reduzierten die kurzfristigen Fälligkeiten. *Siehe Anmerkung 7.*

Im Februar 2025 haben wir unsere revolvingierende Kreditfazilität refinanziert, wobei wir den Gesamtnennbetrag von 5,5 Milliarden US-Dollar beibehalten und die Laufzeit bis Februar 2030 verlängert haben. Unsere revolvingierende Kreditfazilität kann für direkte Bankkredite, die Ausstellung von Akkreditiven in Höhe von insgesamt bis zu 500 Millionen US-Dollar oder zur Unterstützung unseres Commercial-Paper-Programms genutzt werden. Die revolvingierende Kreditfazilität ist breit unter Finanzinstituten syndiziert und enthält keine Klauseln über wesentliche nachteilige Veränderungen sowie keine Auflagen, die die Einhaltung bestimmter Finanzkennzahlen oder Bonitätsratings vorschreiben. Der Kreditvertrag enthält eine Cross-Default-Klausel für den Fall, dass ConocoPhillips oder eine ihrer konsolidierten Tochtergesellschaften die Tilgung oder Zinszahlung für andere Verbindlichkeiten in Höhe von 200 Millionen US-Dollar oder mehr versäumt. Der Betrag der Fazilität unterliegt vor ihrem Ablaufdatum keiner Neubewertung.

Die Inanspruchnahme der Kreditfazilität kann mit einer Zinsmarge über dem Secured Overnight Financing Rate (SOFR) verzinst werden. Der Vertrag sieht Bereitstellungsgebühren für verfügbare, aber nicht in Anspruch genommene Beträge vor. Der Vertrag enthält zudem Rechte zur vorzeitigen Kündigung, falls unsere derzeitigen Vorstandsmitglieder oder deren genehmigte Nachfolger nicht mehr die Mehrheit im Vorstand stellen.

Die revolvingierende Kreditfazilität unterstützt die Fähigkeit der ConocoPhillips Company, Commercial Paper im Wert von bis zu 5,5 Milliarden US-Dollar zu begeben, das in erster Linie als Finanzierungsquelle für den kurzfristigen Betriebskapitalbedarf dient. Die Laufzeiten von Commercial Paper sind in der Regel auf 90 Tage begrenzt. Da keine Commercial Paper ausstehend waren und keine direkten Kreditaufnahmen oder Akkreditive bestanden, hatten wir zum

5,5 Milliarden US-Dollar an verfügbarer Kreditkapazität im Rahmen unserer revolvingierenden Kreditfazilität zum 31. Dezember 2025.

Im November 2025 bestätigte Fitch unser langfristiges Kreditrating. Die aktuellen Kreditratings für unsere langfristigen Verbindlichkeiten lauten:

- Fitch: „A“ mit „stabilem“ Ausblick
- S&P: „A-“ mit „stabilem“ Ausblick
- Moody's: „A2“ mit „stabilem“ Ausblick

Weitere Informationen zu den Verbindlichkeiten und der revolvingierenden Kreditfazilität finden Sie in *Anmerkung 7*.

Für keine unserer Unternehmensanleihen bestehen Rating-Trigger, die bei einer Herabstufung unserer Bonitätsratings zu einem automatischen Zahlungsausfall führen und damit unseren Zugang zu Liquidität beeinträchtigen würden. Sollten unsere Bonitätsratings gegenüber dem aktuellen Niveau herabgestuft werden, könnte dies die Kosten der uns zur Verfügung stehenden Unternehmensanleihen erhöhen und unseren Zugang zu den Commercial-Paper-Märkten einschränken. Sollte sich unser Kreditrating auf ein Niveau verschlechtern, das uns den Zugang zum Commercial-Paper-Markt verwehrt, wären wir dennoch in der Lage, im Rahmen unserer revolvingierenden Kreditfazilität Mittel in Anspruch zu nehmen.

Bestimmte unserer projektbezogenen Verträge, Handelsverträge und Derivate enthalten Bestimmungen, die uns zur Stellung von Sicherheiten verpflichten. Viele dieser Verträge und Instrumente gestatten es uns, entweder Barmittel oder Akkreditive als Sicherheiten zu hinterlegen. Zum 31. Dezember 2025 und 2024 verfügten wir über direkte Bankakkreditive in Höhe von 331 Millionen US-Dollar bzw. 278 Millionen US-Dollar, die Leistungsverpflichtungen im Zusammenhang mit verschiedenen Kaufverpflichtungen im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit absicherten. Im Falle einer Herabstufung unseres Kreditratings könnten wir verpflichtet sein, zusätzliche Akkreditive zu stellen.

Rahmenregistrierung

Wir haben bei der SEC eine universelle Rahmenregistrierungserklärung hinterlegt, auf deren Grundlage wir verschiedene Arten von Schuld- und Eigenkapitaltiteln in unbestimmter Höhe begeben und verkaufen können.

Kapitalbedarf

Informationen zu unseren Investitionsausgaben und Investitionen finden Sie im Abschnitt „Investitionsausgaben und Investitionen“. Informationen zu unseren Schuldenständen und den damit verbundenen Fremdfinanzierungstransaktionen finden Sie im Abschnitt „Wesentliche Veränderungen des Kapitals – Finanzierungstätigkeit“.

Wir sind davon überzeugt, unseren Aktionären durch unser Rahmenkonzept zur Kapitalrückführung einen Mehrwert zu bieten. Das Rahmenkonzept ist darauf ausgelegt, eine attraktive, steigende ordentliche Dividende sowie über Konjunkturzyklen hinweg erfolgende Aktienrückkäufe zu gewährleisten. Wir gehen davon aus, über Konjunkturzyklen hinweg mehr als 30 Prozent der Zahlungsmittel aus der laufenden Geschäftstätigkeit zurückzuführen. Unsere gesamte Kapitalrückführung belief sich im Jahr 2025 auf 9,0 Milliarden US-Dollar.

Im Einklang mit unserer Verpflichtung, Wert für die Aktionäre zu schaffen, haben wir für das Gesamtjahr 2025 eine ordentliche Dividende in Höhe von 3,18 US-Dollar pro Stammaktie. Im Jahr 2024 zahlten wir eine reguläre Dividende von 2,52 US-Dollar und VROC-Zahlungen in Höhe von 0,60 US-Dollar pro Stammaktie, und im Jahr 2023 zahlten wir eine reguläre Dividende von 2,11 US-Dollar und VROC-Zahlungen in Höhe von 2,50 US-Dollar pro Stammaktie. Im Februar 2026 haben wir eine ordentliche Dividende für das erste Quartal in Höhe von 0,84 \$ pro Stammaktie beschlossen, die am 2. März 2026 an die am 18. Februar 2026 im Aktienregister eingetragenen Aktionäre ausgezahlt wird.

Unser Vorstand kann beschließen, in einem Quartal keine Dividende auszuschütten, oder die Festsetzung einer Dividende jederzeit einstellen.

Ende 2016 haben wir unser aktuelles Aktienrückkaufprogramm aufgelegt. Im Oktober 2024 genehmigte unser Vorstand eine Erhöhung unserer bisherigen Ermächtigung in Höhe von 45 Milliarden US-Dollar um insgesamt 20 Milliarden US-Dollar oder die Anzahl der im Rahmen unserer Übernahme von Marathon Oil ausgegebenen Aktien, je nachdem, welcher Betrag geringer ist, sodass das Unternehmen bei den Rückkäufen insgesamt 65 Milliarden US-Dollar nicht überschreiten darf. Die Aktienrückkäufe beliefen sich in den Jahren 2025, 2024 und 2023 auf 5,0 Mrd. US-Dollar, 5,5 Mrd. US-Dollar bzw. 5,4 Mrd. US-Dollar. Zum 31. Dezember 2025 beliefen sich die Aktienrückkäufe seit Beginn unseres aktuellen Programms auf insgesamt 486,1 Millionen Aktien im Wert von 39,3 Milliarden US-Dollar seit 2016. Die Rückkäufe erfolgen nach Ermessen der Geschäftsführung zu den jeweils geltenden Kursen, vorbehaltlich der Marktbedingungen und anderer Faktoren.

Weitere Informationen zu den Faktoren, die bei der Festlegung der Höhe der Kapitalrückzahlungen berücksichtigt werden, finden Sie unter „Punkt 1A – Risikofaktoren – Unsere Fähigkeit zur Umsetzung unseres Kapitalrückzahlungsprogramms unterliegt bestimmten Überlegungen.“

Zum 31. Dezember 2025 bestehen uns zusätzlich zu den oben beschriebenen Prioritäten vertragliche Verpflichtungen zum Erwerb von Waren und Dienstleistungen in Höhe von rund 45,0 Milliarden US-Dollar. Wir gehen davon aus, dass wir 5,0 Milliarden US-Dollar dieser Verpflichtungen im Jahr 2026 erfüllen werden, den Rest über die nächsten 25 Jahre. Ein erheblicher Teil der LNG-Abnahmeverpflichtungen und anderer Produktkäufe wird voraussichtlich im selben oder in annähernd demselben Zeitraum durch Zahlungseingänge aus den entsprechenden Verkaufstransaktionen ausgeglichen. In diesen Zahlen sind Kaufverpflichtungen für gemeinsam gehaltene Felder und Anlagen, bei denen wir nicht der Betreiber sind, nicht enthalten.

Die folgende Tabelle fasst unsere gesamten zukünftigen vertraglichen Kaufverpflichtungen zum 31. Dezember 2025 zusammen:

	in Millionen Dollar	
	2025	
LNG-Abnahme, Regasifizierung und zugehörige Schiffe	\$	29.722
Sonstige Kapazitätsverpflichtungen		10.890
Sonstige Produktkäufe		3.094
Sonstige Verpflichtungen		1.271
Gesamt	\$	44.977

Investitionsausgaben und Investitionen

	Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Alaska	\$ 3.607	3.194	1.705
Die 48 kontinentalen Bundesstaaten	6.702	6.510	6.487
Kanada	593	551	456
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1.194	1.021	1.111
Asien-Pazifik	342	370	354
Segmente insgesamt	12.438	11.646	10.113
Konzern und Sonstiges	115	472	1.135
Investitionsprogramm*	\$ 12.553	\$ 12.118	\$ 11.248

* Ohne Kapital im Zusammenhang mit Unternehmensakquisitionen, abzüglich der erworbenen liquiden Mittel.

Unsere Investitionsausgaben und Investitionen beliefen sich für den am 31. Dezember 2025 endenden Dreijahreszeitraum auf insgesamt 35,9 Milliarden \$. Die Investitionsausgaben und Investitionen des Jahres 2025 dienten der Unterstützung wichtiger operativer Aktivitäten und Akquisitionen, vor allem:

- Erkundungs- und Erschließungsaktivitäten in Alaska im Zusammenhang mit dem westlichen North Slope, einschließlich Willow, sowie Erschließungsaktivitäten im Großraum Kuparuk.
- Erschließungsmaßnahmen in den „Lower 48“, vor allem im Delaware-Becken, in Eagle Ford, im Midland-Becken und in Bakken.
- Erkundungs- und Erschließungsmaßnahmen im Montney-Gebiet sowie die Erschließung und Optimierung von Surmont in Kanada.
- Erschließungs- und Erkundungsmaßnahmen an verschiedenen Standorten in Norwegen sowie Erschließungsmaßnahmen in Libyen.
- Fortgesetzte Erschließungsaktivitäten in China.
- Investitionen in NFE4, NFS3 und PALNG.

Investitionsbudget 2026

Im Februar 2026 gaben wir bekannt, dass sich das Investitionsbudget unseres Betriebsplans für 2026 voraussichtlich auf rund 12 Milliarden US-Dollar belaufen wird. Der Plan umfasst die Finanzierung laufender Erschließungsbohrprogramme, Großprojekte, Explorations- und Evaluierungsmaßnahmen sowie der grundlegenden Instandhaltung.

Zusammengefasste Finanzinformationen der Bürgen

Zwischen ConocoPhillips, der ConocoPhillips Company und Burlington Resources LLC bestehen verschiedene gegenseitige Bürgschaften in Bezug auf öffentlich gehandelte Schuldverschreibungen. ConocoPhillips Company befindet sich zu 100 Prozent im Besitz von ConocoPhillips. Burlington Resources LLC befindet sich zu 100 Prozent im Besitz von ConocoPhillips Company. ConocoPhillips und/oder ConocoPhillips Company haben die Zahlungsverpflichtungen von Burlington Resources LLC in Bezug auf deren öffentlich gehandelte Schuldverschreibungen vollständig und bedingungslos garantiert. Ebenso hat ConocoPhillips die Zahlungsverpflichtungen der ConocoPhillips Company in Bezug auf deren öffentlich gehandelte Schuldverschreibungen vollständig und bedingungslos garantiert. Darüber hinaus hat die ConocoPhillips Company die Zahlungsverpflichtungen von ConocoPhillips in Bezug auf dessen öffentlich gehandelte Schuldverschreibungen vollständig und bedingungslos garantiert. Alle Garantien sind gesamtschuldnerisch.

Die folgenden Tabellen enthalten zusammengefasste Finanzinformationen für die Schuldnergruppe im Sinne der nachstehenden Definition:

- Die Schuldnergruppe umfasst die Garantiegeber und Emittenten der garantierten Wertpapiere, bestehend aus ConocoPhillips, der ConocoPhillips Company und Burlington Resources LLC.
- Konsolidierungsanpassungen zur Eliminierung von Beteiligungen an und Transaktionen zwischen den gemeinsamen Garantiegebern und Emittenten garantierter Wertpapiere sind in den Salden der zusammengefassten Finanzinformationen berücksichtigt.
- Nicht verpflichtete Tochtergesellschaften sind aus dieser Darstellung ausgeschlossen.

Transaktionen und Salden, die die Aktivitäten zwischen den Schuldern und den nicht verpflichteten Tochtergesellschaften widerspiegeln, werden im Folgenden separat dargestellt:

Zusammengefasste Daten zur Gewinn- und Verlustrechnung

	in Millionen Dollar	
	2025	
Umsatzerlöse und sonstige Erträge	\$	38.564
Ergebnis vor Ertragsteuern*		7.316
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)		7.988

*Beinhaltet Aufwendungen für den Erwerb von Rohstoffen in Höhe von ca. 11,6 Mrd. US-Dollar aus Transaktionen mit nicht verbundenen Tochtergesellschaften.

Zusammengefasste Bilanzdaten

	in Millionen US-Dollar	
	31. Dezember 2025	
Umlaufvermögen	\$	8.206
Forderungen gegenüber nicht verbundenen Tochtergesellschaften, kurzfristig		855
Langfristige Vermögenswerte		130.320
Forderungen gegenüber nicht verpflichteten Tochterunternehmen, langfristig		11.231
Kurzfristige Verbindlichkeiten		4.947
Verbindlichkeiten gegenüber nicht verpflichteten Tochterunternehmen, kurzfristig		1.244
Langfristige Verbindlichkeiten		74.824
Verbindlichkeiten gegenüber nicht verpflichteten Tochterunternehmen, langfristig		52.813

Eventualverbindlichkeiten

Wir sind Rechtsstreitigkeiten, Ansprüchen und Verbindlichkeiten ausgesetzt, die im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit entstehen. Wir bilden Rückstellungen für Verluste im Zusammenhang mit Rechtsansprüchen, wenn diese Verluste als wahrscheinlich angesehen werden und die Beträge vernünftig geschätzt werden können. Informationen zu Eventualverbindlichkeiten finden Sie unter „Wesentliche Bilanzierungsschätzungen“ und in *Anhangangabe 9*.

Rechtliche und steuerliche Angelegenheiten

Wir sind Gegenstand verschiedener Rechtsstreitigkeiten und Ansprüche, unter anderem in Bezug auf Öl- und Gas-Lizenzgebühren und Fördersteuerzahlungen, Gasmess- und Bewertungsmethoden, Vertragsstreitigkeiten, Umweltschäden, Klimawandel, Personenschäden und Sachschäden. Unsere Hauptrisiken in diesen Bereichen beziehen sich auf angebliche Unterzahlungen von Lizenzgebühren und Steuern auf bestimmte Bundes-, Landes- und Privatgrundstücke, Ansprüche wegen angeblicher Umweltverschmutzung sowie Schäden aus früheren Betriebsaktivitäten und dem Klimawandel. Wir werden uns in diesen Angelegenheiten weiterhin energisch verteidigen.

Unsere Rechtsabteilung wendet ihr Wissen, ihre Erfahrung und ihr fachliches Urteilsvermögen auf die spezifischen Merkmale unserer Fälle an und nutzt dabei einen Prozessmanagement-Ansatz, um die gegen uns geführten Gerichtsverfahren zu steuern und zu überwachen. Unser Ansatz

ermöglicht die frühzeitige Bewertung und Quantifizierung potenzieller Risiken in einzelnen Fällen. Dieser Prozess ermöglicht es uns zudem, jene Fälle zu verfolgen, für die ein Gerichtstermin und/oder ein Mediationsverfahren angesetzt wurde. Auf der Grundlage von fachlichem Urteilsvermögen und Erfahrung im Umgang mit diesen Instrumenten zum Prozessmanagement sowie der verfügbaren Informationen über aktuelle Entwicklungen in allen unseren Fällen bewertet unsere Rechtsabteilung regelmäßig die Angemessenheit der aktuellen Rückstellungen und entscheidet, ob eine Anpassung bestehender Rückstellungen oder die Bildung neuer Rückstellungen erforderlich ist. *Siehe Anmerkung 15.*

Umwelt

Wir unterliegen denselben zahlreichen internationalen, bundesstaatlichen, staatlichen und lokalen Umweltgesetzen und -vorschriften wie andere Unternehmen unserer Branche. Zu den wichtigsten dieser Umweltgesetze und -vorschriften zählen unter anderem:

- US-Bundesgesetz zur Luftreinhaltung (Clean Air Act), das Luftemissionen regelt;
- US-Bundesgesetz zur Reinhaltung der Gewässer (Clean Water Act), das Einleitungen in Gewässer regelt;
- die EU-Verordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe;
- das US-Bundesgesetz über umfassende Umweltschutzmaßnahmen, Entschädigungen und Haftung (Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act, CERCLA oder Superfund), das Erzeuger, Transporteure und Vermittler gefährlicher Stoffe an Standorten haftbar macht, an denen Freisetzungen gefährlicher Stoffe stattgefunden haben oder drohen;
- das US-Bundesgesetz zur Ressourcenschonung und -rückgewinnung (Resource Conservation and Recovery Act, RCRA), das die Behandlung, Lagerung und Entsorgung fester Abfälle regelt;
- US-Bundesgesetz zur Bekämpfung von Ölverschmutzung von 1990 (Oil Pollution Act of 1990), nach dem Eigentümer und Betreiber von Onshore-Anlagen und -Pipelines, Pächter oder Genehmigungsinhaber eines Gebiets, in dem sich eine Offshore-Anlage befindet, sowie Eigentümer und Betreiber von Schiffen für Beseitigungskosten und Schäden haften, die durch eine Einleitung von Öl in schiffbare Gewässer der USA entstehen;
- US-Bundesgesetz über Notfallplanung und das Recht der Öffentlichkeit auf Information (Emergency Planning and Community Right-to-Know Act), das Anlagen verpflichtet, Bestände an giftigen Chemikalien den lokalen Notfallplanungsausschüssen und Einsatzkräften zu melden;
- das US-Bundesgesetz über sicheres Trinkwasser (Federal Safe Drinking Water Act), das die Entsorgung von Abwasser in unterirdischen Injektionsbohrlöchern regelt;
- Vorschriften des US-Innenministeriums, die sich auf Offshore-Öl- und Gasförderungen in US-Gewässern beziehen und eine Haftung für die Kosten der Beseitigung von durch den Betrieb verursachten Verschmutzungen sowie eine potenzielle Haftung für Umweltschäden vorsehen; und
- die EU-Emissionshandelsrichtlinie, die zum EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) geführt hat.

Diese Gesetze und ihre Durchführungsbestimmungen legen Emissionsgrenzwerte fest und legen im Falle von Einleitungen in Gewässer Grenzwerte für die Wasserqualität fest. Sie legen zudem Standards fest und erlegen Verpflichtungen zur Sanierung von Freisetzungen gefährlicher Stoffe und gefährlicher Abfälle auf. In den meisten Fällen erfordern diese Vorschriften Genehmigungen im Zusammenhang mit neuen oder geänderten Betriebsabläufen. Diese Genehmigungen können vom Antragsteller verlangen, im Rahmen des Antragsverfahrens umfangreiche Informationen zu sammeln, was kostspielig und zeitaufwendig sein kann. Zudem kann es zu Verzögerungen aufgrund von Bekanntmachungs- und Stellungnahmefristen sowie bei der Bearbeitung des Antrags durch die Behörde kommen. Viele der mit dem Genehmigungsverfahren verbundenen Verzögerungen liegen außerhalb der Kontrolle des Antragstellers.

Viele Bundesstaaten und Länder, in denen wir tätig sind, verfügen ebenfalls über ähnliche Umweltgesetze und -vorschriften, die diese Arten von Aktivitäten regeln, oder sind dabei, solche zu entwickeln. Auch wenn sie ähnlich sind, können diese Vorschriften in einigen Fällen zusätzliche oder strengere Anforderungen auferlegen, die die Kosten und den Aufwand für die Vermarktung oder den Transport von Produkten über staatliche und internationale Grenzen hinweg erhöhen können.

Die letztendlichen finanziellen Auswirkungen, die sich aus Umweltgesetzen und -vorschriften ergeben, sind weder eindeutig bekannt noch leicht zu bestimmen, da sich neue Standards, wie beispielsweise Luftemissions- und Wasserqualitätsstandards, ständig weiterentwickeln. Es ist jedoch zu erwarten, dass Umweltgesetze und -vorschriften, einschließlich solcher, die möglicherweise zur Bewältigung von Bedenken hinsichtlich des globalen Klimawandels erlassen werden, weiterhin einen zunehmenden Einfluss auf unsere Geschäftstätigkeit in den USA und in anderen Ländern haben werden, in denen wir tätig sind. Zu den Bereichen mit potenziell erheblichen Auswirkungen zählen insbesondere die Einhaltung von Luftemissionsvorschriften sowie Sanierungsverpflichtungen in den USA und Kanada.

Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz von Hydraulic Fracturing, einer unverzichtbaren Fördertechnik, die die Gewinnung von Erdöl und Erdgas ermöglicht, das andernfalls in Gesteinsformationen mit geringer Durchlässigkeit eingeschlossen bliebe. Derzeit regeln eine Reihe lokaler, bundesstaatlicher, föderaler oder nationaler Gesetze und Vorschriften den Einsatz des Hydraulic Fracturing, wobei dieses Verfahren in einigen Rechtsordnungen derzeit verboten ist. Obwohl Hydraulic Fracturing bereits seit vielen Jahrzehnten angewendet wird, könnten potenzielle neue Gesetze, Vorschriften und Genehmigungsaufgaben verschiedener staatlicher Umweltbehörden und anderer Stellen zu erhöhten Kosten, Betriebsbeschränkungen, Verzögerungen im Betrieb und/oder einer Einschränkung der Möglichkeiten zur Erschließung von Öl- und Erdgasvorkommen führen. Behördliche Beschränkungen des Hydraulic Fracturing könnten die Gesamtrentabilität oder die Wirtschaftlichkeit bestimmter unserer Öl- und Erdgasinvestitionen beeinträchtigen. Wir haben Betriebsgrundsätze eingeführt, die etablierte Branchenstandards berücksichtigen und darauf ausgelegt sind, behördliche Anforderungen zu erfüllen. Unsere Praktiken entwickeln sich kontinuierlich weiter, während sich die Technologie verbessert und die Vorschriften ändern.

Wir unterliegen zudem bestimmten Gesetzen und Vorschriften hinsichtlich Umweltsanierungsverpflichtungen im Zusammenhang mit aktuellen und früheren Betriebsaktivitäten. Zu diesen Gesetzen und Vorschriften gehören CERCLA und RCRA sowie deren Entsprechungen in den jeweiligen Rechtsordnungen. Längerfristige Ausgaben unterliegen erheblichen Unsicherheiten und können starken Schwankungen unterliegen.

Gelegentlich erhalten wir von der EPA und den Umweltbehörden der Bundesstaaten Auskunftersuchen oder Mitteilungen über eine mögliche Haftung, in denen uns vorgeworfen wird, eine potenziell verantwortliche Partei im Sinne des CERCLA oder eines entsprechenden Landesgesetzes zu sein. Gelegentlich wurden wir auch von diesen Behörden oder von privaten Parteien in Rechtsstreitigkeiten zur Kostenerstattung einbezogen. In diesen Mitteilungen und Klagen wird eine mögliche Haftung für Sanierungskosten an verschiedenen Standorten geltend gemacht, die in der Regel nicht in unserem Besitz sind, aber angeblich Abfälle enthalten, die auf unsere früheren Tätigkeiten zurückzuführen sind. Zum 31. Dezember 2025 gab es in den USA 20 Standorte, an denen wir als potenziell verantwortliche Partei gemäß CERCLA und vergleichbaren Landesgesetzen identifiziert wurden.

Bei den meisten Superfund-Standorten wird unsere potenzielle Haftung deutlich geringer sein als die gesamten Sanierungskosten des Standorts, da der Anteil der uns zuzurechnenden Abfälle im Vergleich zu dem aller anderen potenziell verantwortlichen Parteien relativ gering ist. Obwohl die Haftung der potenziell Verantwortlichen bei Bundesstandorten in der Regel gesamtschuldnerisch ist und dies häufig auch bei Standorten auf Landesebene der Fall ist, verfügten andere potenziell verantwortliche Parteien an Standorten, an denen wir beteiligt sind, in der Regel über die finanzielle Stärke, ihren Verpflichtungen nachzukommen; und in Fällen, in denen dies nicht der Fall war oder in denen potenziell verantwortliche Parteien nicht ausfindig gemacht werden konnten, hat sich unser Haftungsanteil nicht wesentlich erhöht. Viele der Standorte, an denen wir potenziell haftbar sind, werden noch von der EPA oder den zuständigen staatlichen Behörden untersucht. Vor der eigentlichen Sanierung bewerten die potenziell Verantwortlichen in der Regel den Zustand des Standorts, legen die Haftungsverteilung fest und bestimmen die geeigneten Sanierungsmaßnahmen. In einigen Fällen besteht für uns möglicherweise keine Haftung oder es kommt zu einem Haftungsvergleich. Die tatsächlichen Sanierungskosten fallen in der Regel erst an, nachdem die Parteien die Genehmigung der EPA oder einer gleichwertigen staatlichen Behörde erhalten haben. Es gibt relativ wenige Standorte, an denen wir maßgeblich beteiligt sind, und angesichts des Zeitpunkts und der Höhe der erwarteten Ausgaben ist nicht zu erwarten, dass weder die Sanierungskosten an diesen Standorten noch die Kosten an allen CERCLA-Standorten insgesamt wesentliche nachteilige Auswirkungen auf unsere Wettbewerbs- oder Finanzlage haben werden.

Die als Aufwand verbuchten Umweltkosten beliefen sich im Jahr 2025 auf 834 Millionen US-Dollar und werden für die Jahre 2026 und 2027 jeweils voraussichtlich bei etwa 1,0 Milliarden US-Dollar liegen. Die aktivierten Umweltkosten beliefen sich im Jahr 2025 auf 669 Millionen US-Dollar und werden für die Jahre 2026 und 2027 voraussichtlich bei etwa 750 Millionen US-Dollar bzw.

550 Millionen US-Dollar in den Jahren 2026 bzw. 2027 betragen.

Die Rückstellungen für Sanierungsmaßnahmen werden nicht um potenzielle Erstattungen von Versicherern oder anderen Dritten gekürzt und nicht abgezinst (mit Ausnahme derjenigen, die im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses durch Erwerb übernommen wurden; diese erfassen wir auf abgezinster Basis).

Viele dieser Verbindlichkeiten ergeben sich aus CERCLA, RCRA und ähnlichen staatlichen oder internationalen Gesetzen, die uns verpflichten, bestimmte Untersuchungs- und Sanierungsmaßnahmen an Standorten durchzuführen, an denen wir tätig sind oder früher tätig waren, oder an Standorten, an denen von ConocoPhillips erzeugte Abfälle entsorgt wurden. Die Rückstellung umfasst auch eine Reihe von Standorten, die wir identifiziert haben und die möglicherweise einer Umweltsanierung bedürfen, die jedoch derzeit nicht Gegenstand von Durchsetzungsmaßnahmen im Rahmen von CERCLA, RCRA oder anderer Behörden sind. Die Gesetze, die Umweltsanierungsmaßnahmen vorschreiben oder regeln, können rückwirkend gelten und unabhängig von Verschulden, der Rechtmäßigkeit der ursprünglichen Aktivitäten oder der aktuellen Eigentumsverhältnisse bzw. Kontrolle über die Standorte. Sofern zutreffend, bilden wir Rückstellungen für voraussichtliche Versicherungsleistungen oder sonstige Erstattungen durch Dritte. In Zukunft können uns sowohl im Rahmen von CERCLA als auch von RCRA erhebliche Kosten entstehen.

Sanierungsmaßnahmen variieren je nach Standort erheblich in Dauer und Kosten, abhängig von der Kombination einzigartiger Standortmerkmale, sich weiterentwickelnder Sanierungstechnologien, unterschiedlicher Aufsichtsbehörden und Durchsetzungsrichtlinien sowie dem Vorhandensein oder Fehlen potenziell haftbarer Dritter. Daher ist es schwierig, vernünftige Schätzungen der zukünftigen Sanierungs- und Entsorgungskosten zu erstellen.

Zum 31. Dezember 2025 wies unsere Bilanz insgesamt zurückgestellte Umweltkosten in Höhe von 220 Millionen US-Dollar aus, verglichen mit 206 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2024 für Sanierungsmaßnahmen in den USA und Kanada. Wir gehen davon aus, dass ein erheblicher Teil dieser Aufwendungen innerhalb der nächsten 30 Jahre anfallen wird.

Ungeachtet des Vorstehenden und wie bei anderen Unternehmen, die in ähnlichen Geschäftsbereichen tätig sind, stellen Umweltkosten und -verbindlichkeiten ein fester Bestandteil unserer Geschäftstätigkeit und unserer Produkte dar, und es kann nicht garantiert werden, dass keine wesentlichen Kosten und Verbindlichkeiten entstehen werden. Derzeit erwarten wir jedoch keine wesentlichen nachteiligen Auswirkungen auf unser Betriebsergebnis oder unsere Finanzlage infolge der Einhaltung geltender Umweltgesetze und -vorschriften.

Siehe Punkt 1A. Risikofaktoren – Wir gehen davon aus, dass uns aufgrund der Einhaltung bestehender und künftiger Umweltgesetze und -vorschriften weiterhin erhebliche Investitionsausgaben und Betriebskosten entstehen werden; Informationen zu Umweltstreitigkeiten finden Sie in Anmerkung 9.

Klimawandel

Die anhaltende politische und gesellschaftliche Aufmerksamkeit für das Thema des globalen Klimawandels hat zu einer Vielzahl von vorgeschlagenen oder erlassenen staatlichen, nationalen und internationalen Gesetzen geführt, deren Schwerpunkt auf der Reduzierung von Treibhausgasemissionen liegt. Diese Gesetze gelten oder könnten in Ländern gelten, in denen wir Interessen haben oder in Zukunft haben könnten. Zudem wurden einige Gesetze aufgehoben oder deren Inkrafttreten verzögert, was zu politischen Kurswechseln führt, die Unsicherheiten hinsichtlich der Einhaltung der Vorschriften zur Folge haben. Die Rechtslage in diesem Bereich entwickelt sich ständig weiter, und obwohl es nicht möglich ist, den Zeitplan für die Umsetzung oder unsere künftigen Kosten für die Einhaltung der Vorschriften genau abzuschätzen, könnten solche Gesetze, sofern sie in Kraft treten, wesentliche Auswirkungen auf unsere Betriebsergebnisse und unsere Finanzlage haben.

Beispiele für Rechtsvorschriften und Vorläufer möglicher Regelungen, die unsere Geschäftstätigkeit beeinflussen oder beeinflussen könnten, sind unter anderem:

Emissionshandelssysteme.

- Das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) ist das Programm, mit dem viele EU-Mitgliedstaaten eine Reduzierung der Emissionen anstreben. Unsere Kosten für die Einhaltung des EU-ETS beliefen sich im Jahr 2025 auf etwa 21 Millionen US-Dollar (Nettoanteil vor Steuern).
- Das britische Emissionshandelssystem (UK ETS) ist das Programm, mit dem das Vereinigte Königreich das EU-Emissionshandelssystem ersetzt hat. Unsere Kosten für die Einhaltung des UK ETS im Jahr 2025 beliefen sich auf etwa 2,2 Millionen US-Dollar (Nettoanteil vor Steuern).

Treibhausgasvorschriften zur Emissionsminderung.

- Die „Alberta Technology Innovation and Emissions Reduction“-Verordnung (TIER) schreibt vor, dass jede bestehende Anlage mit Emissionen von mindestens 100.000 metrischen Tonnen Kohlendioxid oder Äquivalent pro Jahr eine bestimmte Benchmark-Intensität einhalten muss. Im Jahr 2025 fielen keine Kosten für die Einhaltung dieser Verordnung an, da unsere Anlage in Surmont ihre angestrebte Benchmark-Intensität über den gesamten Berichtszeitraum hinweg übertraf.
- Seit April 2024 schreibt die Verordnung zum „British Columbia Output Based Pricing System“ (BC OBPS) vor, dass Anlagen oder lineare Betriebe (wie Öl- und Gas-Sammelsysteme) mit Emissionen von mindestens 10.000 metrischen Tonnen Kohlendioxid oder Äquivalenten pro Jahr Zahlungen für die Differenz zwischen den tatsächlichen Emissionen und den zulässigen Emissionen auf der Grundlage von Produkt- und Aktivitäts-Benchmarks leisten müssen. Die Benchmarks und Leitlinien für diese Emissionen müssen noch endgültig festgelegt werden, und die Zahlungen zur Einhaltung der Vorschriften für das Jahr 2025 sind erst im Laufe des Jahres 2026 fällig. Auf der Grundlage vorläufiger Benchmarks wird unsere BC-OBPS-Verpflichtung für Montney im Jahr 2025 voraussichtlich maximal 12,3 Millionen Dollar (Nettoanteil vor Steuern) betragen.
- Im Jahr 2024 verabschiedete die EU eine Verordnung zur Reduzierung von Methanemissionen im Energiesektor, die einen Methangrenzwert für Öl- und Gasimporte in die EU festlegt sowie die Überwachung, Berichterstattung, Überprüfung und Reduzierung von Methanemissionen vorschreibt.
- Unsere APLNG-Anlagen in Australien unterliegen dem Schutzmechanismus, der durch den „National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007“ eingeführt wurde. Im vorangegangenen australischen Geschäftsjahr vom 1. Juli 2024 bis zum 30. Juni 2025 lag die von uns betriebene APLNG-Anlage im Downstream-Bereich über ihren Basisemissionen, während die von Partnern betriebenen Anlagen im Upstream-Bereich unter ihren Basisemissionen blieben. Da im gesamten Joint Venture ein Überschuss an anrechenbaren Kohlenstoffeinheiten bestand, entstanden ConocoPhillips für das australische Geschäftsjahr 2025 keine Aufwendungen.
- Im Jahr 2024 veröffentlichte die US-Umweltschutzbehörde (EPA) die endgültigen Vorschriften für die Leistungsstandards für neue Quellen (OOOOb) und die Emissionsrichtlinien (OOOOC). Die Umsetzung dieser Vorschriften in unserem gesamten US-Portfolio wird zu zusätzlichen Kosten für die Einhaltung der Vorschriften führen.

Kohlenstoffsteuern in bestimmten Rechtsräumen.

- Mit Wirkung zum 1. April 2025 hat die kanadische Bundesregierung den CO₂-Preis für Verbraucher auf null festgesetzt und verlangt künftig keine CO₂-Steuer für Verbraucher mehr. Dies gilt unabhängig von den verbindlichen industriellen CO₂-Bepreisungssystemen „Alberta TIER“ und „BC OBPS“, die weiterhin in Kraft bleiben. Unsere Aktivitäten außerhalb der industriellen CO₂-Bepreisungssysteme waren im ersten Quartal 2025 in Surmont minimal, und in Montney fielen im Jahr 2025 keine Bundeskraftstoffabgaben an.
- Unsere Kosten für die Einhaltung der norwegischen CO₂-Gesetzgebung beliefen sich im Jahr 2025 auf etwa 42 Millionen Dollar (Nettoanteil vor Steuern).

Sonstige Umweltvorschriften.

- Der Rat für Umweltqualität des Weißen Hauses (CEQ) erließ im Jahr 2024 die endgültigen Durchführungsbestimmungen zum National Environmental Policy Act (NEPA Phase 2). Seitdem hat das Berufungsgericht des District of Columbia angedeutet, dass dem CEQ die Befugnis fehlt, verbindliche Vorschriften zu erlassen, was zu potenzieller Unsicherheit im Regulierungsprozess führt.
- „Climate Superfund“-Gesetze. Im Jahr 2024 verabschiedeten New York und Vermont Gesetze, die darauf abzielen, bestimmte Energieunternehmen finanziell für staatliche Maßnahmen zur Eindämmung des Klimawandels und zur Anpassung an dessen Folgen haftbar zu machen, in Anlehnung an das „Verursacherprinzip“ bestehender Superfund-Gesetze. Diese Verantwortung kann die Einzahlung in einen Fonds für Infrastrukturanierungen und die Beseitigung der Folgen extremer Wetterereignisse umfassen, die andernfalls von der Regierung übernommen würden. Zwar haben bislang nur zwei US-Bundesstaaten solche Gesetze erlassen, doch ist es wahrscheinlich, dass weitere Bundesstaaten einen ähnlichen Ansatz in Betracht ziehen werden. Die Einhaltung solcher Gesetze könnte uns erheblichen zusätzlichen Haftungsrisiken aussetzen.

- Gesetze zu privaten Klimaklagen. Im Jahr 2025 legten Kalifornien, New Hampshire und Oregon Gesetzesentwürfe vor, die darauf abzielen, ein privates Klagerecht für Einzelpersonen zu schaffen, um Ansprüche aus verschuldensunabhängiger Haftung für angebliche Schäden im Zusammenhang mit den Auswirkungen des Klimawandels (einschließlich nicht-wirtschaftlicher, tatsächlicher und Strafschadensersatzansprüche) geltend zu machen. Diese Gesetzesentwürfe ermächtigen Versicherungsgesellschaften zudem, Regressansprüche geltend zu machen, um Schadensersatz für Beträge zurückzufordern, die sie an Versicherte aufgrund von Auswirkungen des Klimawandels gezahlt haben.

Nicht-regulatorische Initiativen oder Vereinbarungen.

- Die „Global Methane Pledge“ (GMP) wurde auf der COP26 von der EU und den USA ins Leben gerufen; dabei handelt es sich um eine globale Initiative zur Reduzierung der weltweiten Methanemissionen um mindestens 30 Prozent gegenüber dem Niveau von 2020 bis zum Jahr 2030.
- Das im Dezember 2015 in Paris auf der 21. Konferenz der Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen geschlossene Abkommen legte einen Prozess zur Erreichung globaler Emissionsreduktionen fest. Dementsprechend haben die Vertragsparteien des Pariser Abkommens Ziele zur Emissionsreduktion bis 2030 festgelegt. Während die derzeitige Regierung die USA offiziell aus dem Pariser Abkommen zurückgezogen hat, haben einige US-Bundesstaaten signalisiert, dass sie sich weiterhin an die Ziele des Abkommens halten wollen.

Regulierte Nachhaltigkeitsangaben.

Regierungen und Finanzaufsichtsbehörden entwickeln derzeit neue Berichtsvorschriften, die eine umfassendere Offenlegung zu einer Reihe von Nachhaltigkeitsthemen vorschreiben. Das sich abzeichnende Flickwerk aus Berichtsstandards könnte einen erheblichen Anstieg der Offenlegungspflichten erfordern, deren Umsetzung mit hohen Kosten verbunden sein könnte. Im Juni 2023 veröffentlichte das International Sustainability Standards Board erste Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung; im Oktober 2023 wurden in Kalifornien mehrere Gesetzesvorlagen unterzeichnet, die klimabezogene Offenlegungen für Unternehmen vorschreiben, die in diesem Bundesstaat geschäftlich tätig sind; im September 2024 verabschiedete die australische Regierung ein Gesetz, das einen neuen Standard für klimabezogene Offenlegungen vorschreibt; und in der EU wird die Richtlinie zur Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen voraussichtlich im Jahr 2026 endgültig verabschiedet.

Die Einhaltung von Änderungen bei Gesetzen und Vorschriften, die eine Treibhausgassteuer, ein Emissionshandelssystem oder Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen vorsehen, könnte unsere Kosten erheblich erhöhen, die Nachfrage nach Produkten aus fossilen Energieträgern verringern, die Kosten und Verfügbarkeit von Kapital beeinflussen und unser Risiko, in Rechtsstreitigkeiten verwickelt zu werden, erhöhen. Solche Gesetze und Vorschriften könnten auch die Nachfrage nach weniger kohlenstoffintensiven Energiequellen, einschließlich Erdgas, steigern. Die letztendlichen Auswirkungen auf unsere finanzielle Leistung – ob positiv oder negativ – hängen von einer Reihe von Faktoren ab, darunter unter anderem:

- Ob und in welchem Umfang Gesetze oder Vorschriften erlassen werden;
- dem Zeitpunkt der Einführung solcher Gesetze oder Vorschriften;
- die Art der Gesetze (z. B. ein Emissionshandelssystem oder eine Emissionssteuer) oder Vorschriften;
- dem Preis, der für Treibhausgasemissionen festgelegt wird (entweder durch den Markt oder durch eine Steuer);
- Die geforderten Reduzierungen der Treibhausgasemissionen;
- Der Preis und die Verfügbarkeit von Ausgleichsmaßnahmen;
- Die Menge und Zuteilung von Emissionszertifikaten;
- Technologische und wissenschaftliche Entwicklungen, die zu neuen Produkten oder Dienstleistungen führen;
- etwaige erhebliche physikalische Auswirkungen des Klimawandels (wie z. B. vermehrte extreme Wetterereignisse, Veränderungen des Meeresspiegels und Temperaturveränderungen); und
- Ob und in welchem Umfang sich erhöhte Compliance-Kosten letztendlich in den Preisen unserer Produkte und Dienstleistungen niederschlagen.

Siehe Punkt 1A. Risikofaktoren – Bestehende und künftige Gesetze, Vorschriften und interne Initiativen im Zusammenhang mit globalen Klimaveränderungen, wie z. B. Beschränkungen der Treibhausgasemissionen, können unsere Geschäftspläne beeinflussen oder einschränken, zu erheblichen Ausgaben führen, alternative Energienutzungen fördern oder die Nachfrage nach unseren Produkten verringern; siehe außerdem Anmerkung 9 für Informationen zu Rechtsstreitigkeiten im Zusammenhang mit dem Klimawandel.

Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken

Das Ziel unserer Strategie zu klimabezogenen Risiken besteht darin, klimabezogene Risiken zu steuern, Chancen zu optimieren und das Unternehmen so aufzustellen, dass es auf Veränderungen bei wesentlichen Unsicherheiten reagieren kann, darunter staatliche Maßnahmen weltweit, Technologien zur Emissionsminderung, alternative Energietechnologien und Veränderungen bei Verbrauchertrends. Die Strategie leitet unsere Entscheidungen hinsichtlich der Portfoliozusammensetzung, der Emissionsminderung, der Ziele, der Anreize, der Entwicklung emissionsbezogener Technologien sowie unseres Engagements im Bereich klimabezogener Politik und im Finanzsektor.

Unsere Strategie zum Umgang mit klimabedingten Risiken soll es uns ermöglichen, den weltweiten Energiebedarf verantwortungsvoll zu decken, wettbewerbsfähige Kapitalrenditen zu erzielen und unsere operativen Emissionsminderungsziele zu erreichen. Erstens erfordert die Deckung des weltweiten Energiebedarfs, dass wir uns darauf konzentrieren, eine Produktion sicherzustellen, die in jedem Energiebedarfszenario wettbewerbsfähig ist. Diese Produktion wird aus Ressourcen mit wettbewerbsfähigen Versorgungskosten und geringer operativer Treibhausgasintensität sowie einer Diversifizierung des Portfolios nach Märkten und Anlageklassen bereitgestellt. Zweitens liegt unser Fokus darauf, über Konjunkturzyklen hinweg überdurchschnittliche Renditen zu erzielen – basierend auf unseren Grundprinzipien der Bilanzstärke, branchenführender Ausschüttungen und disziplinierter Investitionen. Schließlich

um die Verantwortung für die Emissionen zu übernehmen, die in unserem Einflussbereich liegen, arbeiten wir auf unsere Emissionsintensitätsziele für Scope 1 und Scope 2 hin.

Zu den Schlüsselementen der Strategie für klimabezogene Risiken gehören:

- Strategische Flexibilität und Portfoliozusammensetzung
 - Aufbau eines widerstandsfähigen Anlageportfolios mit Schwerpunkt auf niedrigen Versorgungskosten und geringer betrieblicher Treibhausgasintensität, um den globalen Energiebedarf zu decken.
 - Verpflichtung zu Kapitaldisziplin durch die Verwendung der voll kalkulierten Beschaffungskosten – einschließlich der CO₂-Kosten – als Grundlage für die Kapitalallokation.
 - Überprüfung unseres Portfolios anhand zukünftiger Energiebedarfsszenarien durch einen umfassenden Szenarioplanungsprozess, der uns dabei hilft, die Widerstandsfähigkeit unserer Unternehmensstrategie gegenüber Klimarisiken zu bewerten.
- Ziele und Reduktionen für Treibhausgasemissionen der Scope-1- und Scope-2-Kategorien
 - Festlegung von Zielen für Emissionen, über die wir Eigentum und Kontrolle haben.
 - Reduzierung der Emissionen mithilfe des Verfahrens der Grenzkostenkurve für Emissionsminderungen.
- LNG und Technologie
 - Aufbau eines attraktiven LNG-Portfolios als wichtiger Bestandteil einer verantwortungsvollen Deckung des globalen Energiebedarfs, da LNG die Möglichkeit bietet, emissionsintensivere Brennstoffe wie Kohle bei der Stromerzeugung zu ersetzen.
 - Bewertung potenzieller Investitionen in aufstrebende alternative Energiequellen und kohlenstoffarme Technologien.
- Externes Engagement
 - Unterstützung eines gut konzipierten, gesamtwirtschaftlichen CO₂-Preises sowie der Entwicklung weiterer politischer Maßnahmen und gesetzlicher Regelungen zur Bekämpfung von Endverbrauchsemissionen.
 - Zusammenarbeit mit unseren Lieferanten und Geschäftspartnern, um unsere Emissionen entlang der Wertschöpfungskette zu erfassen.

Unsere Strategie zu klimabezogenen Risiken enthält kein Emissionsziel für Scope 3. Wir sind uns bewusst, dass die Endverbrauchsemissionen reduziert werden müssen, um die globalen Klimaziele zu erreichen. Wir sind jedoch der Ansicht, dass angebotsseitige Einschränkungen durch Scope-3-Ziele für nordamerikanische und europäische Upstream-Öl- und Gasproduzenten den Klimazielen abträglich wären. Ohne politische Maßnahmen, die die globale Nachfrage angehen, würden Scope-3-Ziele die Produktion auf andere globale Akteure verlagern, was möglicherweise die Energiesicherheit untergraben und die Emissionen erhöhen würde. Aus diesem Grund haben wir uns konsequent für einen gut konzipierten, gesamtwirtschaftlichen CO₂-Preis sowie für die Entwicklung weiterer politischer Maßnahmen oder Gesetze eingesetzt, die Emissionen im Endverbrauch angehen könnten. Darüber hinaus haben wir politische Anliegen über die CO₂-Bepreisung hinaus unterstützt, darunter Energieeffizienz, Maßnahmen zur Reduzierung von Endverbrauchsemissionen sowie regulatorische Maßnahmen wie die Unterstützung einer direkten Bundesregulierung von Methan.

Im Hinblick auf die Reduzierung unserer Scope-1- und Scope-2-Emissionen haben wir in jüngster Zeit in mehreren Schlüsselbereichen Fortschritte erzielt.

- Wir haben unsere Projekte zur Reduzierung der Scope-1- und Scope-2-Emissionen bis 2025 im Rahmen des zugewiesenen Kapital- und Kostenbudgets abgeschlossen. Diese Projekte werden unser Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionsintensität um 50–60 Prozent bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2016 sowohl für die Bruttoemissionen aus dem Betrieb als auch für die Netto-Eigenkapitalemissionen unterstützen.
- Wir haben zum zweiten Mal in Folge die „Gold Standard Reporting“-Anforderungen für die Emissionsberichterstattung im Rahmen der „Oil and Gas Methane Partnership 2.0“-Initiative erfüllt.
- Wir haben unser Ziel erreicht, das routinemäßige Abfackeln bei den Altanlagen von ConocoPhillips bis Ende 2025 vollständig einzustellen, indem wir alle wirtschaftlich tragbaren Maßnahmen ergriffen haben, um das routinemäßige Abfackeln im Einklang mit der „Zero Routine Flaring Initiative“ der Weltbank zu beseitigen.
- Wir haben eine neue Verpflichtung eingeführt, die Abfackelungsintensität bei den von uns betriebenen Anlagen auf unter 0,75 Prozent des geförderten Gases zu halten; diese soll 2026 umgesetzt werden.

Siehe Punkt 1A. Risikofaktoren – Unsere Fähigkeit, unsere Pläne zur Reduzierung der operativen Treibhausgasemissionsintensität erfolgreich umzusetzen, unterliegt einer Reihe von Risiken und Ungewissheiten, und solche Reduzierungen können kostspielig und schwer zu erreichen sein.

Neue Rechnungslegungsstandards

Eine Erläuterung der neuen Rechnungslegungsstandards finden Sie in Anhangangabe 23.

Wesentliche Bilanzierungsschätzungen

Die Erstellung von Jahresabschlüssen in Übereinstimmung mit den US-GAAP erfordert, dass die Geschäftsführung angemessene Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden auswählt und Schätzungen und Annahmen trifft, die sich auf die ausgewiesenen Beträge von Vermögenswerten, Verbindlichkeiten, Umsatzerlösen und Aufwendungen auswirken. Eine Beschreibung unserer wesentlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden finden Sie in *Anmerkung 1*. Bestimmte dieser Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden beinhalten Ermessensentscheidungen und Unsicherheiten in einem solchen Ausmaß, dass eine begründete Wahrscheinlichkeit besteht, dass unter anderen Bedingungen oder bei Verwendung anderer Annahmen wesentlich abweichende Beträge ausgewiesen worden wären. Diese kritischen Bilanzierungsschätzungen werden mindestens einmal jährlich mit dem Prüfungs- und Finanzausschuss des Verwaltungsrats erörtert. Wir sind der Ansicht, dass die folgenden Erörterungen zu kritischen Bilanzierungsschätzungen alle wichtigen Bilanzierungsbereiche abdecken, in denen die Art der Bilanzierungsschätzungen oder Annahmen aufgrund des Maßes an Subjektivität und Ermessensspielraum, das für die Bilanzierung hochgradig unsicherer Sachverhalte erforderlich ist, oder aufgrund der Anfälligkeit solcher Sachverhalte für Änderungen wesentlich ist.

Bilanzierung im Öl- und Gassektor

Die Bilanzierung von Öl- und Gasaktivitäten unterliegt besonderen Rechnungslegungsvorschriften, die für die Öl- und Gasindustrie spezifisch sind. Die Beschaffung von seismischen G&G-Daten vor der Entdeckung nachgewiesener Reserven wird ähnlich wie bei der Bilanzierung von Forschungs- und Entwicklungskosten bei Anfall als Aufwand erfasst. Die Kosten für den Erwerb von Pachtgrundstücken und für Explorationsbohrungen werden jedoch in der Bilanz aktiviert, bis feststeht, ob nachgewiesene Öl- und Gasreserven angesetzt wurden.

Anschaffungskosten für Grundstücke

Bei einzelnen wesentlichen Pachtgrundstücken führt die Geschäftsführung in regelmäßigen Abständen eine Werthaltigkeitsprüfung auf der Grundlage der bisherigen Explorations- und Bohrmaßnahmen durch. Bei unwesentlichen Anschaffungskosten für einzelne Pachtgrundstücke trifft die Geschäftsführung eine Ermessensentscheidung und ermittelt eine prozentuale Wahrscheinlichkeit dafür, dass das Projekt letztendlich keine nachgewiesenen Öl- und Gasreserven zutage fördern wird, wobei Schätzungen zu künftigen Ablaufterminen berücksichtigt werden; zudem werden diese Pachtgrundstücksdaten mit denen anderer Grundstücke in ähnlichen geografischen Gebieten zusammengefasst. Bei Prospekten in Gebieten, in denen bisher nur in begrenztem Umfang oder gar nicht explorativ gebohrt wurde, wird die prozentuale Wahrscheinlichkeit eines endgültigen Scheiterns in der Regel als recht hoch eingeschätzt. Dieser auf Ermessensgrundlagen festgelegte Prozentsatz wird mit den Anschaffungskosten der Pachtfläche multipliziert, und das Ergebnis wird durch die vertragliche Laufzeit der Pachtfläche dividiert, um eine periodische Wertminderungsaufwendung für die Pachtfläche zu ermitteln, die unter den Explorationsaufwendungen ausgewiesen wird. Dieser auf Ermessensgrundlagen festgelegte Wahrscheinlichkeitsprozentsatz wird während der gesamten vertraglichen Laufzeit der Pachtfläche auf der Grundlage günstiger oder ungünstiger Explorationsaktivitäten auf der Pachtfläche oder auf angrenzenden Pachtflächen neu bewertet und angepasst, und die Abschreibungsaufwendungen für die Wertminderung der Pachtfläche werden prospektiv angepasst.

Zum Jahresende 2025 wiesen wir aktivierte Nettokosten für nicht nachgewiesene Liegenschaften in Höhe von 10,0 Milliarden US-Dollar aus. Diese aktivierten Kosten bestehen in erster Linie aus einzelnen wesentlichen und gepoolten Pachtgebieten, Mineralrechten, die auf unbegrenzte Zeit im Eigentum gehalten werden, derzeit gebohrten Explorationsbohrlöchern, ausgesetzten Explorationsbohrlöchern sowie aktivierten Zinsen. Von diesem Betrag konzentrieren sich etwa 8,7 Milliarden US-Dollar auf die „Lower 48“-Becken, vor allem auf die Delaware-, Eagle Ford- und Bakken-Becken, in denen wir ein laufendes, umfangreiches und aktives Erschließungsprogramm betreiben. Außerhalb der „Lower 48“-Becken konzentrieren sich die verbleibenden

1,3 Milliarden US-Dollar konzentrieren sich hauptsächlich auf Kanada. Die Unternehmensleitung überprüft unsere nicht nachgewiesenen Grundstücke regelmäßig auf Wertminderungen, basierend auf den Ergebnissen der Explorations- und Bohrmaßnahmen sowie den Aussichten auf eine kommerzielle Nutzung.

Explorationskosten

Bei Explorationsbohrungen werden die Bohrkosten vorübergehend in der Bilanz aktiviert oder „ausgesetzt“, bis feststeht, ob durch die Bohrarbeiten potenziell wirtschaftliche Öl- und Gasreserven entdeckt wurden, die eine Erschließung rechtfertigen. Wenn bei Explorationsbohrungen potenziell wirtschaftliche Mengen an Öl und Gas gefunden werden, bleiben die Bohrkosten in der Bilanz aktiviert, solange ausreichende Fortschritte bei der Bewertung der Reserven sowie der wirtschaftlichen und betrieblichen Tragfähigkeit des Projekts erzielt werden. Der buchhalterische Begriff „ausreichende Fortschritte“ ist ein Ermessensbereich, doch verbieten die Rechnungslegungsvorschriften die fortgesetzte Aktivierung ausgesetzter Bohrkosten in der Erwartung, dass sich die zukünftigen Marktbedingungen verbessern oder neue Technologien gefunden werden, die die Erschließung wirtschaftlich rentabel machen würden. Oft hängt die Möglichkeit, in die Erschließungsphase überzugehen und nachgewiesene Reserven zu erfassen, von der Erteilung von Genehmigungen und Zustimmungen durch Behörden oder Projektpartner ab, deren Zeitpunkt letztlich außerhalb unserer Kontrolle liegt. Die Kosten für Explorationsbohrungen bleiben so lange ausgesetzt, wie wir aktiv um solche Genehmigungen und Zulassungen bemüht sind und davon ausgehen, dass diese erteilt werden. Sobald alle erforderlichen Genehmigungen und Zulassungen vorliegen, werden die Projekte in die Erschließungsphase überführt, und die Öl- und Gasreserven werden als nachgewiesene Reserven ausgewiesen.

Zum Jahresende 2025 beliefen sich die gesamten ausgesetzten Bohrkosten auf 243 Millionen US-Dollar, verglichen mit 196 Millionen US-Dollar zum Jahresende 2024. Weitere Informationen zu ausgesetzten Bohrungen, einschließlich einer Altersanalyse, finden Sie in *Anmerkung 5*.

Nachgewiesene Reserven

Technische Schätzungen der Mengen an nachgewiesenen Reserven sind naturgemäß ungenau und stellen aufgrund der bei der Ermittlung dieser Informationen erforderlichen Ermessensentscheidungen nur ungefähre Werte dar. Reservenschätzungen basieren auf geologischen und technischen Bewertungen der vor Ort vorhandenen Kohlenwasserstoffmengen, dem Förderplan, historischen Faktoren zur Förderausbeute und Verarbeitungserträgen, der installierten Betriebskapazität der Anlagen sowie genehmigten Betriebsgrenzen. Die Zuverlässigkeit dieser Schätzungen zu einem beliebigen Zeitpunkt hängt sowohl von der Qualität und Quantität der technischen und wirtschaftlichen Daten als auch von der Effizienz der Gewinnung und Verarbeitung der Kohlenwasserstoffe ab.

Trotz der diesen technischen Schätzungen innewohnenden Ungenauigkeit verlangen Rechnungslegungsvorschriften die Offenlegung von Schätzungen „nachgewiesener“ Reserven, da diese Schätzungen für ein besseres Verständnis des wahrgenommenen Werts und der zukünftigen Cashflows der Geschäftstätigkeit eines Unternehmens von Bedeutung sind. Es gibt mehrere maßgebliche Richtlinien hinsichtlich der technischen Kriterien, die erfüllt sein müssen, bevor geschätzte Reserven als „nachgewiesen“ eingestuft werden können. Unsere Abteilung für Geowissenschaften und Lagerstätteningenieurwesen verfügt über Richtlinien und Verfahren, die mit diesen maßgeblichen Richtlinien im Einklang stehen. Wir verfügen über geschultes und erfahrenes internes Ingenieurpersonal, das unsere nachgewiesenen Reserven der konsolidierten Unternehmen sowie unseren Anteil an assoziierten Unternehmen schätzt. Weitere Informationen finden Sie unter „Ergänzende Angaben – Öl- und Gasgeschäft“.

Die Schätzungen der nachgewiesenen Reserven werden jährlich im vierten Quartal sowie im Laufe des Jahres angepasst, sofern sich wesentliche Änderungen ergeben, und berücksichtigen dabei aktuelle Produktions- und geologische Informationen zu jedem Feld. Außerdem basiert – wie von den geltenden maßgeblichen Richtlinien vorgeschrieben – der geschätzte Zeitpunkt, zu dem ein Vermögenswert das Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht, auf den historischen 12-Monats-Durchschnittspreisen zum Monatsanfang sowie den aktuellen Kosten. Dieser Zeitpunkt gibt einen Anhaltspunkt dafür, wann die Förderung enden wird, und wirkt sich auf die Höhe der geschätzten Reserven aus. Da sich Preise und Kostenniveaus von Jahr zu Jahr ändern, ändert sich daher auch die Schätzung der nachgewiesenen Reserven. Im Allgemeinen sinken unsere nachgewiesenen Reserven bei fallenden Preisen und steigen bei steigenden Preisen.

Unsere nachgewiesenen Reserven umfassen geschätzte Mengen im Zusammenhang mit PSCs, die nach der „Economic-Interest“-Methode ausgewiesen werden, sowie mit variablen Lizenzgebührenregelungen und unterliegen Schwankungen bei den Rohstoffpreisen, den erstattungsfähigen Betriebskosten und den Kapitalkosten. Bleiben die Kosten stabil, ändern sich die der Kostendeckung zurechenbaren Reservenmengen umgekehrt proportional zu den Veränderungen der Rohstoffpreise. Wir würden erwarten, dass die Reserven aus diesen Verträgen sinken, wenn die Produktpreise steigen, und steigen, wenn die Preise sinken.

Die Schätzung der nachgewiesenen Reserven ist auch für die Gewinn- und Verlustrechnung von Bedeutung, da die Schätzung der nachgewiesenen Reserven für ein Feld als Nenner bei der Berechnung der Abschreibungen (DD&A) der aktivierten Kosten für diesen Vermögenswert nach dem Produktionsanteilsverfahren dient. Zum Jahresende 2025 betrug der Nettobuchwert der produktiven Sachanlagen, die der Berechnung nach dem Produktionsanteilsverfahren unterliegen, etwa

80 Milliarden US-Dollar, und die im Jahr 2025 für diese Vermögenswerte verbuchten Abschreibungen (DD&A) beliefen sich auf etwa 11,2 Milliarden US-Dollar. Die geschätzten nachgewiesenen erschlossenen Reserven für unsere konsolidierten Aktivitäten beliefen sich Ende 2024 auf 4,5 Milliarden BOE und Ende 2025 auf 4,2 Milliarden BOE. Wären die in den Berechnungen nach dem Produktionsanteilsprinzip verwendeten Schätzungen der nachgewiesenen Reserven bei allen Berechnungen um 10 Prozent niedriger ausgefallen, hätten sich die Abschreibungen vor Steuern im Jahr 2025 um schätzungsweise 1.250 Millionen US-Dollar erhöht.

Unternehmenszusammenschluss – Bewertung von Öl- und Gasvorkommen

Bei Unternehmenszusammenschlüssen wendet die Geschäftsleitung die Grundsätze der Erwerbsbilanzierung gemäß FASB ASC Topic 805 – „Business Combinations“ an und ordnet den Kaufpreis den erworbenen Vermögenswerten und übernommenen Verbindlichkeiten auf der Grundlage ihrer geschätzten beizulegenden Zeitwerte zum Erwerbszeitpunkt zu. Die Schätzung der beizulegenden Zeitwerte erfordert verschiedene Annahmen, von denen die wesentlichsten die beizulegenden Zeitwerte der nachgewiesenen und nicht nachgewiesenen Öl- und Gasvorkommen betreffen. Bei wesentlichen Unternehmenszusammenschlüssen wendet die Unternehmensleitung in der Regel einen Discounted-Cashflow-Ansatz an, der auf Annahmen von Marktteilnehmern basiert, und erwägt, bei der Erstellung der Schätzungen des beizulegenden Zeitwerts externe Bewertungsexperten hinzuzuziehen.

Zu den wesentlichen Inputgrößen, die in die Bewertung einfließen, gehören Annahmen zu künftigen Rohstoffpreisen und Förderprofilen der Reservenschätzungen, künftige Betriebs- und Erschließungskosten, Inflationsraten sowie Diskontsätze unter Verwendung der zum Zeitpunkt des Erwerbs ermittelten marktbasierten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten. Bei der Schätzung des beizulegenden Zeitwerts von nicht nachgewiesenen Vorkommen werden zusätzliche risikogewichtete Anpassungen auf wahrscheinliche und mögliche Reserven angewendet.

Die in den Schätzungen des beizulegenden Zeitwerts berücksichtigten Annahmen und Eingangsgrößen unterliegen in erheblichem Maße der Ermessensausübung des Managements und basieren auf den zum Zeitpunkt des Erwerbs vorherrschenden Branchen-, Markt- und Wirtschaftsbedingungen. Obwohl wir diese Schätzungen auf Annahmen gestützt haben, die wir für angemessen halten, sind diese Schätzungen naturgemäß unvorhersehbar und unsicher, und die tatsächlichen Ergebnisse können davon abweichen. Ist die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses bis zum Ende des Berichtszeitraums, in dem der Erwerb stattfindet, noch nicht abgeschlossen, wird eine Schätzung erfasst. Nach dem Erwerbszeitpunkt, spätestens jedoch ein Jahr nach dem Erwerbszeitpunkt, erfassen wir wesentliche Anpassungen der ursprünglichen Schätzung auf der Grundlage neuer Informationen, die bereits zum Erwerbszeitpunkt vorlagen. Anpassungen, die sich aus Informationen ergeben, die zum Erwerbszeitpunkt noch nicht vorlagen, werden in der Periode erfasst, in der die Anpassung entsteht. *Siehe Anmerkung 3.*

Wertminderungen

Langlebige Vermögenswerte, die im operativen Geschäft genutzt werden, werden auf Wertminderungen überprüft, sobald Änderungen der Fakten und Umstände auf eine mögliche wesentliche Verschlechterung der künftig von einer Vermögensgruppe erwarteten Cashflows hindeuten. Liegt ein Hinweis darauf vor, dass der Buchwert eines Vermögenswerts möglicherweise nicht wiedererlangt werden kann, wird ein Werthaltigkeitstest unter Verwendung der Annahmen des Managements hinsichtlich Preisen, Mengen und zukünftiger Entwicklungspläne durchgeführt. Liegt die Summe der nicht diskontierten Cashflows vor Ertragsteuern unter dem Buchwert der Vermögensgruppe, wird der Buchwert auf den geschätzten beizulegenden Zeitwert abgeschrieben und in den Perioden, in denen die Feststellung getroffen wird, als Wertminderung ausgewiesen. Einzelne Vermögenswerte werden für Wertminderungszwecke auf der untersten Ebene zusammengefasst, auf der identifizierbare Cashflows vorliegen, die weitgehend unabhängig von den Cashflows anderer Vermögensgruppen sind – bei E&P-Vermögenswerten in der Regel auf der Ebene einzelner Felder. Da für langlebige Vermögenswerte in der Regel keine notierten Marktpreise vorliegen, wird der beizulegende Zeitwert wertgeminderter Vermögenswerte typischerweise auf der Grundlage der Barwerte der erwarteten zukünftigen Cashflows unter Verwendung von Diskontsätzen und Preisen ermittelt, von denen angenommen wird, dass sie mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, oder auf der Grundlage eines Vielfachen des operativen Cashflows, der nach Möglichkeit anhand historischer Markttransaktionen mit ähnlichen Vermögenswerten validiert wird.

Die für Werthaltigkeitsprüfungen und die damit verbundenen Fair-Value-Berechnungen herangezogenen erwarteten zukünftigen Cashflows basieren auf geschätzten zukünftigen Fördermengen, Rohstoffpreisen, Betriebskosten und Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung aller zum Zeitpunkt der Prüfung verfügbaren Informationen. Abweichende Annahmen könnten den Zeitpunkt und die Höhe einer Wertminderung in einer beliebigen Periode beeinflussen.

Anteile an nicht konsolidierten Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, werden auf Wertminderung überprüft, sobald Änderungen der Sachverhalte und Umstände darauf hindeuten, dass ein Wertverlust eingetreten ist. Zu den Anzeichen für einen Wertverlust zählen beispielsweise unsere Unfähigkeit, den Buchwert einzutreiben, das Fehlen einer nachhaltigen Ertragskraft, die den aktuellen Investitionsbetrag rechtfertigen würde, oder ein aktueller beizulegender Zeitwert, der unter dem Buchwert der Beteiligung liegt. Wird nach pflichtgemäßer Beurteilung festgestellt, dass ein solcher Zustand nicht nur vorübergehend ist, wird eine Wertminderungsaufwendung in Höhe der Differenz zwischen dem Buchwert der Beteiligung und ihrem geschätzten beizulegenden Zeitwert erfasst. Bei der Beurteilung, ob ein Wertverlust nicht nur vorübergehend ist, berücksichtigt die Geschäftsführung Faktoren wie die Dauer und das Ausmaß des Wertverlusts, die Finanzlage und die kurzfristigen Aussichten des Beteiligungsunternehmens sowie unsere Fähigkeit und Absicht, die Beteiligung über einen Zeitraum zu halten, der ausreicht, um eine erwartete Erholung des Marktwerts der Beteiligung zu ermöglichen. Da börsennotierte Marktpreise in der Regel nicht verfügbar sind, basiert der beizulegende Zeitwert typischerweise auf dem Barwert der erwarteten zukünftigen Cashflows unter Verwendung von Diskontsätzen und Preisen, von denen angenommen wird, dass sie mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, gegebenenfalls ergänzt durch eine Marktanalyse vergleichbarer Vermögenswerte im Besitz des Beteiligungsunternehmens. Abweichende Annahmen könnten den Zeitpunkt und die Höhe einer Wertminderung einer Beteiligung in einer beliebigen Periode beeinflussen.

Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten und Umweltkosten

Aufgrund verschiedener Verträge, Genehmigungen und Vorschriften haben wir wesentliche rechtliche Verpflichtungen, Sachanlagen zu entfernen und das Land oder den Meeresboden nach Beendigung des Betriebs an den Betriebsstandorten wiederherzustellen. Unsere größten Verpflichtungen zur Anlagenbeseitigung betreffen die Verschließung und Stilllegung von Bohrlöchern, den Abbau und die Entsorgung von Offshore-Öl- und Gasplattformen weltweit sowie Öl- und Gasförderanlagen und Pipelines in Alaska. Der beizulegende Zeitwert wird anhand eines Barwertansatzes geschätzt, wobei Annahmen über die geschätzten Beträge und den Zeitpunkt der Begleichung sowie die Auswirkungen des Einsatzes von Technologien berücksichtigt werden. Die Schätzung zukünftiger Kosten für die Stilllegung von Anlagen erfordert ein erhebliches Maß an Ermessensentscheidungen. Die meisten dieser Stilllegungsverpflichtungen liegen viele Jahre oder Jahrzehnte in der Zukunft, und die Verträge und Vorschriften enthalten oft nur vage Beschreibungen darüber, welche Stilllegungsverfahren und -kriterien erfüllt sein müssen, wenn der Stilllegungszeitpunkt tatsächlich eintritt. Der Buchwert unserer Schätzung der Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten reagiert empfindlich auf Parameter wie Technologien und Kosten der Stilllegung, regulatorische und sonstige Compliance-Erwägungen, den Zeitpunkt der Ausgaben sowie weitere Parameter für die Bewertung der Verpflichtung, einschließlich Diskont- und Inflationsraten, die sich alle zwischen dem Zeitpunkt der erstmaligen Erfassung der Verbindlichkeit und der künftigen Erfüllung unserer Verpflichtung ändern können.

Normalerweise werden Änderungen der Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten in der Gewinn- und Verlustrechnung als Erhöhungen oder Verringerungen der Abschreibungen über die verbleibende Nutzungsdauer der Vermögenswerte ausgewiesen. Bei Anlagen, die sich am Ende ihrer Betriebsdauer befinden oder sich diesem nähern, sowie bei zuvor verkauften Anlagen, für die wir die Verpflichtung zur Stilllegung beibehalten haben, kann eine Erhöhung der Verpflichtung zur Stilllegung jedoch zu einer sofortigen Belastung des Ergebnisses führen, da jede Erhöhung der Sachanlagen aufgrund der gestiegenen Verpflichtung aufgrund des geringen beizulegenden Zeitwerts dieser Grundstücke sofort einer Wertminderung unterliegen würde.

Zusätzlich zu den Verpflichtungen zur Beseitigung von Vermögenswerten haben wir im Rahmen der oben genannten oder ähnlicher Verträge, Genehmigungen und Vorschriften bestimmte umweltbezogene Projekte. Diese beziehen sich in erster Linie auf Sanierungsmaßnahmen, die von Kanada und verschiedenen US-Bundesstaaten an Explorations- und Förderstandorten vorgeschrieben sind. Zukünftige Umweltsanierungskosten sind schwer abzuschätzen, da sie aufgrund von Faktoren wie dem ungewissen Umfang der Sanierungskosten, dem unbekannten Zeitpunkt und Ausmaß der möglicherweise erforderlichen Sanierungsmaßnahmen sowie der Feststellung unserer Haftung im Verhältnis zu der anderer verantwortlicher Parteien Änderungen unterliegen. *Siehe Anmerkung 6.*

Prognostizierte Leistungsverpflichtungen

Die versicherungsmathematische Ermittlung der prognostizierten Leistungsverpflichtungen und der erforderlichen Unternehmensbeiträge erfordert Ermessensentscheidungen hinsichtlich ungewisser zukünftiger Ereignisse, darunter geschätzte Renteneintrittszeitpunkte, Gehaltsniveaus zum Zeitpunkt des Renteneintritts, Sterblichkeitsraten, Quoten der Einmalauszahlungsoptionen, Renditen auf das Planvermögen, zukünftige Entwicklungstendenzen der Gesundheitskosten sowie die Inanspruchnahme von Gesundheitsleistungen durch Rentner. Aufgrund des fachspezifischen Charakters dieser Berechnungen beauftragen wir externe versicherungsmathematische Unternehmen, uns bei der Ermittlung dieser prognostizierten Leistungsverpflichtungen und der erforderlichen Unternehmensbeiträge zu unterstützen. Letztendlich sind wir verpflichtet, alle unverfallbaren Leistungen aus Pensions- und Altersversorgungsplänen zu finanzieren, die nicht durch Planvermögen oder Anlageerträge gedeckt sind; die in den versicherungsmathematischen Berechnungen verwendeten Ermessensannahmen wirken sich jedoch erheblich auf die periodischen Jahresabschlüsse und die Finanzierungsmuster im Zeitverlauf aus. Die prognostizierten Leistungsverpflichtungen reagieren besonders empfindlich auf die Annahme des Diskontsatzes. Eine Senkung der angenommenen Diskontsatzannahme um 100 Basispunkte würde die prognostizierten Leistungsverpflichtungen um 500 Millionen US-Dollar erhöhen. Der Versorgungsaufwand reagiert empfindlich auf die Annahmen zum Diskontsatz und zur Rendite des Planvermögens. Eine Senkung der Annahme für den Diskontsatz um 100 Basispunkte würde den jährlichen Versorgungsaufwand um 50 Millionen US-Dollar erhöhen, während eine Senkung der Annahme für die Rendite des Planvermögens um 100 Basispunkte den jährlichen Versorgungsaufwand ebenfalls um 50 Millionen US-Dollar erhöhen würde. Bei der Festlegung des Diskontsatzes verwenden wir Renditen aus hochwertigen festverzinslichen Anlagen, die auf die geschätzten Leistungs-Cashflows unserer Pläne abgestimmt sind. Wir sind zudem dem Risiko ausgesetzt, dass im Laufe des Jahres aus den Pensionsplänen entnommene einmalige Altersversorgungsleistungen die Summe aus Dienstzeit- und Zinskomponenten des jährlichen Pensionsaufwands übersteigen und eine vorzeitige Erfassung eines Teils der nicht erfassten versicherungsmathematischen Nettoverluste und -gewinne auslösen könnten. Diese Leistungszahlungen basieren auf Entscheidungen der Planteilnehmer und sind daher schwer vorhersehbar. Sollte es zu einer erheblichen Verringerung der erwarteten künftigen Dienstjahre der derzeitigen Mitarbeiter oder zur Aufhebung der Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungsansprüche für einen Teil oder die Gesamtheit ihrer künftigen Dienstjahre bei einer erheblichen Anzahl von Mitarbeitern kommen, könnten wir einen Gewinn oder Verlust aus der Kürzung der Versorgungszusagen erfassen. *Siehe Anmerkung 14.*

Eventualverbindlichkeiten

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit werden zahlreiche Ansprüche und Klagen gegen das Unternehmen geltend gemacht. Die Unternehmensleitung trifft Ermessensentscheidungen hinsichtlich der Bilanzierung und Offenlegung dieser Ansprüche, zu denen Verluste, Schadenersatzforderungen und Unterzahlungen im Zusammenhang mit Umweltsanierungen, Steuern, Verträgen und anderen Rechtsstreitigkeiten gehören. Sobald uns neue Fakten zu Eventualverbindlichkeiten bekannt werden, überprüfen wir unsere Einschätzung sowohl hinsichtlich der erfassten als auch der offengelegten Beträge unter Berücksichtigung von Änderungen der Wahrscheinlichkeit zusätzlicher Verluste und des potenziellen Risikos; die tatsächlichen Verluste können jedoch aus einer Vielzahl von Gründen von den Schätzungen abweichen, darunter gerichtliche, schiedsgerichtliche oder sonstige Entscheidungen Dritter; Vergleichsverhandlungen; die Bewertung des Schadensumfangs; die Auslegung regulatorischer oder vertraglicher Bestimmungen; der erwartete Zeitplan künftiger Maßnahmen; sowie der Anteil der Haftung, der mit anderen verantwortlichen Parteien geteilt wird. Die geschätzten zukünftigen Kosten im Zusammenhang mit Eventualverbindlichkeiten können sich ändern, wenn sich die Ereignisse weiterentwickeln und im Laufe der Verwaltungs- und Gerichtsverfahren zusätzliche Informationen verfügbar werden. Weitere Informationen zu Eventualverbindlichkeiten finden Sie im Abschnitt „Eventualverbindlichkeiten“ unter „Kapitalausstattung und Liquidität“ sowie *in Anmerkung 9.*

Ertragsteuern

Wir unterliegen in zahlreichen Ländern weltweit der Einkommensteuerpflicht. Wir bilden latente Steueransprüche und -verbindlichkeiten, um die erwarteten künftigen steuerlichen Auswirkungen von Ereignissen zu berücksichtigen, die in unseren Jahresabschlüssen und Steuererklärungen erfasst wurden. Wir überprüfen regelmäßig unsere latenten Steueransprüche und mindern diese um eine Wertberichtigung, wenn wir es für wahrscheinlicher als unwahrscheinlich halten, dass ein Teil oder die Gesamtheit der latenten Steueransprüche nicht realisiert wird. Bei der Beurteilung der Notwendigkeit von Anpassungen bestehender Wertberichtigungen berücksichtigen wir alle verfügbaren positiven und negativen Anhaltspunkte. Zu den positiven Anhaltspunkten zählen die Auflösung temporärer Differenzen, Prognosen zum künftigen steuerpflichtigen Einkommen, die Bewertung künftiger Geschäftsannahmen sowie anwendbare Steuerplanungsstrategien, die umsichtig und durchführbar sind. Zu den negativen Anhaltspunkten zählen Verluste in den letzten Jahren sowie die Prognosen zum künftigen Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) im realisierbaren Zeitraum. Bei unserer Beurteilung hinsichtlich der Wertberichtigungen wägen wir die Anhaltspunkte auf der Grundlage von Objektivität ab. Die Ermittlung des künftigen steuerpflichtigen Einkommens ist mit zahlreichen Ermessensentscheidungen und Annahmen verbunden, darunter Faktoren wie künftige Geschäftsbedingungen und die Bewertung der Auswirkungen ausländischer Steuern auf unsere US-Bundeseinkommensteuer (insbesondere im Zusammenhang mit den aktuellen Öl- und Gaspreisen). *Siehe Anmerkung 15.*

Wir bewerten regelmäßig unsichere Steuerpositionen, die sich aus zusätzlichen Steuerbescheiden der Steuerbehörden in den Ländern ergeben könnten, in denen wir tätig sind, und bilden bei Bedarf Rückstellungen dafür. Wir erfassen einen Steuervorteil aus einer unsicheren Steuerposition, wenn es aufgrund der fachlichen Begründetheit der Position wahrscheinlicher ist, dass die Position einer Prüfung standhält, als dass sie scheitert. Diese Rückstellungen für ungewisse Steuerpositionen unterliegen in erheblichem Maße einer Ermessensentscheidung und werden regelmäßig im Lichte sich ändernder Fakten und Umstände überprüft und angepasst, wobei der Fortschritt laufender Steuerprüfungen, Gerichtsverfahren, Änderungen der geltenden Steuergesetze – einschließlich Steuerrechtsprechung und gesetzgeberischer Leitlinien – oder das Ablaufen der geltenden Verjährungsfristen berücksichtigt werden. *Siehe Anmerkung 15.*

Warnhinweis im Sinne der „Safe-Harbor“-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995

Dieser Bericht enthält zukunftsgerichtete Aussagen im Sinne von Abschnitt 27A des Securities Act von 1933 und Abschnitt 21E des Securities Exchange Act von 1934. Alle Aussagen, die keine historischen Tatsachen darstellen und in diesem Bericht enthalten sind oder durch Verweis einbezogen werden, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Aussagen zu unserer zukünftigen Finanzlage, Geschäftsstrategie, Budgets, prognostizierten Umsätzen, Kosten und Plänen sowie den Zielen des Managements für die zukünftige Geschäftstätigkeit, sind zukunftsgerichtete Aussagen. Beispiele für in diesem Bericht enthaltene zukunftsgerichtete Aussagen sind unser erwartetes Produktionswachstum und unser Ausblick auf das allgemeine Geschäftsumfeld, unser erwartetes Investitionsbudget und unsere Investitionsausgaben sowie Erörterungen bezüglich der Erschließung oder des Ersatzes von Reserven und künftiger Dividenden. Unsere zukunftsgerichteten Aussagen lassen sich häufig an Begriffen wie „Ambition“, „antizipieren“, „glauben“, „budgetieren“, „fortsetzen“, „könnte“, „Bemühungen“, „schätzen“, „erwarten“, „prognostizieren“, „Ziel“, „Leitlinie“, „beabsichtigen“, „könnte“, „Zielsetzung“, „Ausblick“, „planen“, „Potenzial“, „vorhersagen“, „Prognose“, „anstreben“, „sollte“, „Ziel“, „wird“, „würde“ und ähnliche Ausdrücke erkennen.

Wir stützen unsere zukunftsgerichteten Aussagen auf unsere aktuellen Erwartungen, Schätzungen und Prognosen in Bezug auf unser Unternehmen und die Branchen, in denen wir tätig sind, im Allgemeinen. Wir weisen darauf hin, dass diese Aussagen keine Garantien für zukünftige Leistungen darstellen, da sie Annahmen beinhalten, die zwar in gutem Glauben getroffen wurden, sich jedoch als falsch oder ungenau erweisen können, und Risiken und Ungewissheiten beinhalten, die wir nicht vorhersagen können. Dementsprechend können unsere tatsächlichen Ergebnisse und Leistungen erheblich von dem abweichen, was wir in den zukunftsgerichteten Aussagen zum Ausdruck gebracht oder prognostiziert haben. Etwaige Abweichungen könnten auf eine Vielzahl von Faktoren und Ungewissheiten zurückzuführen sein, einschließlich, aber nicht beschränkt auf die folgenden:

- Auswirkungen volatiler Rohstoffpreise, einschließlich längerer Phasen niedriger Rohstoffpreise, die sich nachteilig auf unsere Betriebsergebnisse und unsere Fähigkeit zur Umsetzung unserer Strategie auswirken und zur Erfassung von Wertminderungsaufwendungen für unsere langlebigen Vermögenswerte, Pachtverträge und nicht konsolidierten Beteiligungen führen könnten.
- Globale und regionale Veränderungen bei Nachfrage, Angebot, Preisen, Preisunterschieden oder anderen Marktbedingungen, die Öl und Gas, einschließlich Veränderungen infolge laufender militärischer Konflikte und der weltweiten Reaktion auf solche Konflikte; geopolitische Spannungen; Sicherheitsbedrohungen für Anlagen und Infrastruktur; globale Gesundheitskrisen; die Verhängung oder Aufhebung von Förderquoten für Rohöl oder andere Maßnahmen, die von der OPEC und anderen Förderländern auferlegt werden könnten; oder die daraus resultierenden Maßnahmen des Unternehmens oder Dritter als Reaktion auf solche Veränderungen.
- Das Risiko unzureichender Liquidität oder anderer Faktoren, wie sie hier beschrieben sind, die unsere Fähigkeit beeinträchtigen könnten, Aktien zurückzukaufen sowie Dividenden – seien sie fest oder variabel – zu beschließen und auszuschütten.
- Mögliche Ausfälle oder Verzögerungen bei der Erreichung der erwarteten Reserve- oder Fördermengen aus bestehenden und zukünftigen Öl- und Gasförderprojekten, unter anderem aufgrund von Betriebsrisiken, Bohrrisiken und den mit der Vorhersage von Reserven und der Leistung von Lagerstätten verbundenen Unsicherheiten.
- Rückgänge unserer Reservenersatzraten, sei es infolge erheblicher Rückgänge der Rohstoffpreise oder aus anderen Gründen.
- Erfolgreiche Explorationsbohrungen oder die Unmöglichkeit, Zugang zu Explorationsgebieten zu erhalten.
- Das Scheitern bei der Umsetzung oder dem Abschluss angekündigter und künftiger Erschließungspläne im Zusammenhang mit dem Bau, der Umrüstung oder dem Betrieb von E&P- und LNG-Anlagen oder unerwartete Änderungen bei den Kosten, dem Inflationsdruck oder der technischen Ausrüstung im Zusammenhang mit solchen Plänen.
- Erhebliche betriebliche oder investitionsbezogene Änderungen, die durch gesetzgeberische und regulatorische Initiativen sowie internationale Abkommen zur Bewältigung von Umweltbelangen auferlegt werden, einschließlich Initiativen zur Bewältigung der Auswirkungen des globalen Klimawandels, wie beispielsweise die Begrenzung oder Reduzierung von Treibhausgasemissionen; Vorschriften bezüglich Hydraulic Fracturing, Methanemissionen, Abfackeln oder Wasserentsorgung; sowie Verbote von Rohstoffexporten.
- Eine breitere gesellschaftliche Aufmerksamkeit für den Klimawandel und entsprechende Bemühungen zur Bekämpfung des Klimawandels können zu erheblichen Investitionen in konkurrierende oder alternative Energiequellen und zu deren verstärkter Nutzung führen.
- Risiken, Unsicherheiten und hohe Kosten, die uns daran hindern könnten, unsere Strategie zum Umgang mit klimabezogenen Risiken erfolgreich umzusetzen.
- Fehlen, Unzulänglichkeit oder Störungen bei zuverlässigen Transportmöglichkeiten für unser Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs.
- Die Unfähigkeit, Genehmigungen rechtzeitig zu erhalten oder aufrechtzuerhalten, einschließlich solcher, die für Bau-, Bohr- und/oder Erschließungsarbeiten erforderlich sind, oder die Unfähigkeit, die notwendigen Investitionen zu tätigen, um die Einhaltung aller erforderlichen Genehmigungen oder geltender Gesetze und Vorschriften zu gewährleisten.
- Mögliche Störungen oder Unterbrechungen unseres Betriebs und daraus resultierende Folgen aufgrund von Unfällen, außergewöhnlichen Wetterereignissen, Störungen in der Lieferkette, zivilen Unruhen, politischen Ereignissen, Krieg, Terrorismus, Bedrohungen der Cybersicherheit oder Ausfällen, Einschränkungen oder Störungen der Informationstechnologie.

- Haftung für Sanierungsmaßnahmen, einschließlich Beseitigungs- und Rekultivierungspflichten, gemäß bestehenden oder künftigen Umweltvorschriften und Rechtsstreitigkeiten.
- Haftung aufgrund anhängiger oder künftiger Rechtsstreitigkeiten oder unserer Nichteinhaltung geltender Gesetze und Vorschriften.
- Allgemeine nationale und internationale wirtschaftliche, politische und diplomatische Entwicklungen, einschließlich einer Verschlechterung der internationalen Handelsbeziehungen; der Verhängung von Handelsbeschränkungen oder Zöllen auf Rohstoffe, Materialien oder Produkte (wie Aluminium und Stahl), die für unseren Geschäftsbetrieb verwendet werden; der Enteignung von Vermögenswerten; Änderungen der staatlichen Politik in Bezug auf die Rohstoffpreisgestaltung, einschließlich der Einführung von Preisobergrenzen; Sanktionen; oder anderer nachteiliger Vorschriften oder steuerpolitischer Maßnahmen.
- Wettbewerb und Konsolidierung in der Öl- und Gas-E&P-Branche, einschließlich des Wettbewerbs um Bezugsquellen, Dienstleistungen, Personal und Ausrüstung.
- Jegliche Einschränkungen unseres Zugangs zu Kapital oder ein Anstieg unserer Kapital- oder Versicherungskosten, unter anderem infolge von Illiquidität, Veränderungen oder Unsicherheiten auf den nationalen oder internationalen Finanzmärkten, Wechselkursschwankungen oder der Anlegerstimmung.
- Herausforderungen oder Verzögerungen bei der Durchführung oder erfolgreichen Umsetzung künftiger Veräußerungen oder Akquisitionen von Vermögenswerten, die wir anstreben; mögliche Störungen unseres Betriebs, einschließlich der Ablenkung von Zeit und Aufmerksamkeit des Managements; unsere Unfähigkeit, erwartete Kosteneinsparungen oder Reduzierungen der Investitionsausgaben zu realisieren; Schwierigkeiten bei der Integration erworbener Unternehmen und Technologien; oder andere unvorhergesehene Veränderungen.
- Unsere Unfähigkeit, die Nettoerlöse aus anstehenden oder künftig geplanten Veräußerungen von Vermögenswerten in der von uns erwarteten Weise und innerhalb des von uns erwarteten Zeitrahmens einzusetzen, sofern dies überhaupt möglich ist.
- Der Betrieb, die Finanzierung und das Risikomanagement unserer Joint Ventures.
- Die Fähigkeit unserer Kunden und anderer Vertragspartner, ihren Verpflichtungen uns gegenüber nachzukommen, einschließlich unserer Fähigkeit, fällige Zahlungen von der venezolanischen Regierung oder PDVSA einzuziehen.
- Unsicherheit hinsichtlich des langfristigen Werts unserer Stammaktien.
- Die Faktoren, die allgemein in *Teil I – Punkt 1A* dieses Jahresberichts 2025 auf Formular 10-K beschrieben sind, sowie alle zusätzlichen Risiken, die in unseren anderen bei der SEC eingereichten Unterlagen beschrieben sind.

Punkt 7A. Quantitative und qualitative Angaben zum Marktrisiko

Marktrisiko bei Finanzinstrumenten

Wir und bestimmte unserer Tochtergesellschaften halten und emittieren Derivatekontrakte und Finanzinstrumente, die unsere Cashflows oder Erträge Schwankungen der Rohstoffpreise, Wechselkurse oder Zinssätze aussetzen. Wir können Finanz- und rohstoffbasierte Derivatekontrakte einsetzen, um die Risiken zu steuern, die sich aus Preisänderungen bei Erdgas, Rohöl und verwandten Produkten sowie aus Schwankungen der Zinssätze und Wechselkurse ergeben, oder um Marktchancen zu nutzen.

Unser Einsatz von Derivaten unterliegt einem von unserem Vorstand genehmigten Dokument mit dem Titel „Authority Limitations“, das den Einsatz hochgradig fremdfinanzierter Derivate oder von Derivaten ohne ausreichende Liquidität untersagt. Das Dokument „Authority Limitations“ legt zudem die Value-at-Risk-Grenzen (VaR) für das Unternehmen fest, und die Einhaltung dieser Grenzen wird täglich überwacht. Der Geschäftsbereich „Commercial“ steuert unser kommerzielles Marketing, optimiert unsere Rohstoffströme und -positionen und überwacht die Risiken. Der Finanzvorstand und Executive Vice President für Strategie und Handel, der dem Vorstandsvorsitzenden unterstellt ist, überwacht das Rohstoffpreisrisiko sowie Risiken, die sich aus Wechselkursen und Zinssätzen ergeben.

Rohstoffpreisrisiko

Unsere Handelsorganisation setzt an verschiedenen Märkten Terminkontrakte, Swaps und Optionen ein, um die folgenden Ziele zu erreichen:

- Im Einklang mit unserer Politik, grundsätzlich den Marktpreisen ausgesetzt zu bleiben, nutzen wir Swap-Verträge, um Festpreis-Verkaufsverträge, die häufig von Erdgasverbrauchern gefordert werden, in variable Marktpreise umzuwandeln.
- Dies ermöglicht es uns, Marktkennntnisse zu nutzen, um Chancen zu ergreifen, wie beispielsweise den Transport physischer Rohstoffe an rentablere Standorte und die Lagerung von Rohstoffen, um saisonale oder zeitliche Prämien zu erzielen. Zur Optimierung dieser Aktivitäten können wir Derivate einsetzen.

Wir verwenden ein VaR-Modell, um den Verlust des beizulegenden Zeitwerts zu schätzen, der an einem einzelnen Tag potenziell durch die Auswirkungen ungünstiger Veränderungen der Marktbedingungen auf die von uns gehaltenen oder emittierten derivativen Finanzinstrumente und derivativen Rohstoffkontrakte entstehen könnte, einschließlich der zum 31. Dezember 2025 in der Bilanz ausgewiesenen Rohstoffkauf- und -verkaufsverträge. Unter Verwendung einer Monte-Carlo-Simulation, eines Konfidenzniveaus von 95 Prozent und einer Haltedauer von einem Tag war der VaR für jene Instrumente, die zum 31. Dezember 2025 und 2024 zu Handelszwecken oder zu anderen als Handelszwecken emittiert oder gehalten wurden, für unseren konsolidierten Cashflow und unseren Jahresüberschuss unerheblich.

Zinsrisiko

Die folgende Tabelle enthält Informationen zu unseren Schuldsinstrumenten, die empfindlich auf Änderungen der US-Zinssätze reagieren. Die Tabelle zeigt die Kapitalzahlungen und die damit verbundenen gewichteten Durchschnittzinssätze nach erwarteten Fälligkeitsterminen. Die gewichteten durchschnittlichen variablen Zinssätze basieren auf den effektiven Zinssätzen zum Bilanzstichtag. Der Buchwert unserer variabel verzinslichen Verbindlichkeiten entspricht in etwa ihrem beizulegenden Zeitwert. Eine hypothetische Änderung der geltenden Zinssätze um 10 Prozent hätte keine wesentlichen Auswirkungen auf den Zinsaufwand im Zusammenhang mit unseren variabel verzinslichen Verbindlichkeiten. Der beizulegende Zeitwert der festverzinslichen Verbindlichkeiten wird anhand von Kursen ermittelt, die von einem Kursinformationsdienst bereitgestellt und durch Marktdaten bestätigt werden. Änderungen der geltenden Zinssätze hätten keine Auswirkungen auf unsere Cashflows im Zusammenhang mit festverzinslichen Verbindlichkeiten, es sei denn, wir entscheiden uns, diese Verbindlichkeiten vor Fälligkeit zurückzukaufen oder zu tilgen.

Voraussichtliches Fälligkeitsdatum	In Millionen US-Dollar, sofern nicht anders angegeben			
	Verbindlichkeiten			
	Festverzinsliche Verbindlichkeiten	Durchschnittlicher Zinssatz	Variabler Zinssatz Laufzeit	Durchschnittlicher Zinssatz
Ende des Jahres 2025				
2026	\$ 704	3,40 %	\$ —	— %
2027	777	4,82	—	—
2028	664	3,78	—	—
2029	995	6,78	—	—
2030	1.601	5,17	—	—
Verbleibende Jahre	18.323	5,24	283	2,40 %
Gesamt	\$ 23.064		\$ 283	
Beizulegender Zeitwert	\$ 22.415		\$ 283	
Jahresende 2024				
2025	\$ 735	3,87 %	\$ —	— %
2026	704	3,40	—	—
2027	778	4,82	—	—
2028	664	3,78	—	—
2029	997	6,78	—	—
Verbleibende Jahre	19.924	5,23	283	2,97 %
Gesamt	\$ 23.802		\$ 283	
Beizulegender Zeitwert	\$ 22.714		\$ 283	

Wechselkursrisiko

Aus unserer internationalen Geschäftstätigkeit resultieren Wechselkursrisiken. Wir sichern das Risiko von Wechselkursschwankungen nicht umfassend ab, können jedoch bestimmte Wechselkursrisiken selektiv absichern, beispielsweise feste Verpflichtungen für Investitionsvorhaben oder Steuerzahlungen in lokaler Währung, Dividenden und Barerträge aus Nettobeteiligungen an ausländischen Tochtergesellschaften, die im kommenden Jahr überwiesen werden sollen, sowie Akquisitionen.

Zum 31. Dezember 2025 und 2024 bestanden bei uns ausstehende Devisenterminkontrakte zur Absicherung grenzüberschreitender Geschäftstätigkeiten sowie zur Minderung unserer bargeldbezogenen Risiken. Obwohl diese Terminkontrakte Risiken aus Wechselkursschwankungen absichern, haben wir uns gegen die Anwendung der Bilanzierung von Sicherungsgeschäften entschieden. Daher wird die Veränderung des beizulegenden Zeitwerts dieser Devisenderivate direkt im Ergebnis erfasst. Da der Gewinn oder Verlust aus den Devisentermingeschäften durch den Gewinn oder Verlust aus der Neubewertung der zahlungsbezogenen Salden ausgeglichen wird und da unsere Gesamtposition in den Termingeschäften nicht wesentlich war, hätte eine hypothetische ungünstige Veränderung der Wechselkurse im Dezember 2025 oder Dezember 2024 um 10 Prozent keine wesentlichen Auswirkungen auf unser Ergebnis.

Der Brutto-Nominalwert und der beizulegende Zeitwert dieser Positionen zum 31. Dezember 2025 und 2024 waren unwesentlich.

Punkt 8. Jahresabschluss und ergänzende Angaben

ConocoPhillips

Inhaltsverzeichnis zum Jahresabschluss

	Seite
Berichte der Geschäftsführung	67
Berichte der unabhängigen, beim PCAOB registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PCAOB-ID-Nr. 42)	68
Jahresabschluss	
Konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023	71
Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023	72
Konsolidierte Bilanz zum 31. Dezember 2025 und 2024	73
Konsolidierte Kapitalflussrechnung für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023	74
Konsolidierte Eigenkapitalveränderungsrechnung für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023	75
Anhang zum Konzernabschluss	
Anmerkung 1 – Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze	76
Anmerkung 2 – Vorräte	80
Anmerkung 3 – Erwerb und Veräußerung von Vermögenswerten	80
Anmerkung 4 – Beteiligungen, Darlehen und langfristige Forderungen	84
Anmerkung 5 – Stillgelegte Bohrlöcher und Explorationskosten	86
Anmerkung 6 – Verpflichtungen aus der Stilllegung von Anlagen und abgegrenzte Umweltkosten	88
Anmerkung 7 – Verbindlichkeiten	89
Anmerkung 8 – Bürgschaften	93
Anmerkung 9 – Eventualverbindlichkeiten und Verpflichtungen	94
Anmerkung 10 – Derivate und Finanzinstrumente	96
Anmerkung 11 – Bewertung zum beizulegenden Zeitwert	100
Anmerkung 12 – Eigenkapital	102
Anmerkung 13 – Nicht-Mineral-Pachtverträge	103
Anmerkung 14 – Altersversorgungspläne	106
Anmerkung 15 – Ertragsteuern	118
Anmerkung 16 – Kumuliertes sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	122
Anmerkung 17 – Angaben zur Kapitalflussrechnung	122
Anmerkung 18 – Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge	123
Anmerkung 19 – Transaktionen mit nahestehenden Personen	123
Anmerkung 20 – Sonstige Finanzinformationen	124
Anmerkung 21 – Ergebnis je Aktie	125
Anmerkung 22 – Segmentangaben und zugehörige Informationen	125
Anmerkung 23 – Neue Rechnungslegungsstandards	129
Ergänzende Informationen	
Öl- und Gasförderung	130

Berichte der Geschäftsführung

Die Geschäftsführung hat den Konzernabschluss und die übrigen in diesem Geschäftsbericht enthaltenen Informationen erstellt und ist für diese verantwortlich. Der Konzernabschluss vermittelt ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie der Zahlungsströme des Unternehmens in Übereinstimmung mit den in den Vereinigten Staaten allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen. Bei der Erstellung des Konzernabschlusses berücksichtigt das Unternehmen Beträge, die auf Schätzungen und Ermessensentscheidungen beruhen, die die Geschäftsführung unter den gegebenen Umständen für angemessen hält. Der Jahresabschluss des Unternehmens wurde von Ernst & Young LLP geprüft, einer unabhängigen, registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die vom Prüfungs- und Finanzausschuss des Verwaltungsrats bestellt und von den Aktionären bestätigt wurde. Die Geschäftsführung hat Ernst & Young LLP alle Finanzunterlagen und zugehörigen Daten des Unternehmens sowie die Protokolle der Hauptversammlungen und Verwaltungsratssitzungen zur Verfügung gestellt.

Beurteilung der internen Kontrollen zur Finanzberichterstattung

Die Geschäftsführung ist zudem für die Einrichtung und Aufrechterhaltung angemessener interner Kontrollen der Finanzberichterstattung verantwortlich. Das interne Kontrollsystem von ConocoPhillips wurde so konzipiert, dass es der Geschäftsführung und den Vorstandsmitgliedern des Unternehmens eine angemessene Sicherheit hinsichtlich der Erstellung und der wahrheitsgetreuen Darstellung der veröffentlichten Jahresabschlüsse bietet.

Alle internen Kontrollsysteme weisen, unabhängig davon, wie gut sie konzipiert sind, inhärente Einschränkungen auf. Daher können selbst Systeme, die als wirksam eingestuft wurden, nur eine angemessene Sicherheit hinsichtlich der Erstellung und Darstellung des Jahresabschlusses bieten.

Die Geschäftsführung hat die Wirksamkeit der internen Kontrollen des Unternehmens zur Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2025 bewertet. Bei dieser Bewertung stützte sie sich auf die Kriterien, die vom Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission im „*Internal Control—Integrated Framework*“ (2013) festgelegt wurden. Auf der Grundlage unserer Bewertung sind wir der Ansicht, dass die internen Kontrollen des Unternehmens zur Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2025 wirksam waren.

Ernst & Young LLP hat einen Prüfungsbericht über die internen Kontrollen des Unternehmens im Bereich der Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2025 erstellt; dieser Bericht ist hierin enthalten.

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance

Vorsitzender und
Vorstandsvorsitzender

/s/ Andrew M. O'Brien

Andrew M. O'Brien

Finanzvorstand und Executive
Vice President, Strategie &
Vertrieb

Bericht der unabhängigen Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

An die Aktionäre und den Vorstand von ConocoPhillips

Stellungnahme zum Jahresabschluss

Wir haben die beigefügten Konzernbilanzen von ConocoPhillips (die „Gesellschaft“) zum 31. Dezember 2025 und 2024 sowie die dazugehörigen Konzern-Gewinn- und Verlustrechnungen, Konzern-Gesamtergebnisrechnungen, Eigenkapitalveränderungsrechnungen und Kapitalflussrechnungen für jedes der drei Geschäftsjahre des am 31. Dezember 2025 endenden Berichtszeitraums sowie die dazugehörigen Anhangangaben (zusammenfassend als „Konzernabschluss“ bezeichnet) geprüft. Nach unserer Auffassung vermittelt der Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2025 und 2024 sowie der Ergebnisse ihrer Geschäftstätigkeit und ihrer Cashflows für jedes der drei Geschäftsjahre des am 31. Dezember 2025 endenden Berichtszeitraums in Übereinstimmung mit den in den USA allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen.

Darüber hinaus haben wir gemäß den Standards des Public Company Accounting Oversight Board (USA) (PCAOB) die internen Kontrollen der Gesellschaft zur Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2025 auf der Grundlage der Kriterien geprüft, die im „Internal Control—Integrated Framework“ des Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (Rahmenwerk von 2013) festgelegt sind, und haben in unserem Bericht vom 17. Februar 2026 einen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk dazu erteilt.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Die Verantwortung für diesen Jahresabschluss liegt bei der Geschäftsführung des Unternehmens. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfungen ein Prüfungsurteil über den Jahresabschluss des Unternehmens abzugeben. Wir sind eine beim PCAOB registrierte Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und müssen gemäß den US-amerikanischen Bundeswertpapiergesetzen sowie den geltenden Vorschriften und Regelungen der Securities and Exchange Commission und des PCAOB gegenüber dem Unternehmen unabhängig sein.

Wir haben unsere Prüfungen gemäß den Standards des PCAOB durchgeführt. Diese Standards verlangen, dass wir die Prüfung so planen und durchführen, dass wir hinreichende Sicherheit darüber erlangen, ob der Jahresabschluss frei von wesentlichen Falschangaben ist, sei es aufgrund von Fehlern oder Betrug. Unsere Prüfungen umfassten die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben im Jahresabschluss – sei es aufgrund von Fehlern oder Betrug – sowie die Durchführung von Prüfungshandlungen, die diesen Risiken Rechnung tragen. Zu diesen Prüfungshandlungen gehörte die stichprobenartige Überprüfung von Belegen hinsichtlich der Beträge und Angaben im Jahresabschluss. Unsere Prüfungen umfassten ferner die Beurteilung der angewandten Rechnungslegungsgrundsätze und der wesentlichen Schätzungen der Geschäftsführung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfungen eine angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bilden.

Wesentlicher Prüfungssachverhalt

Der nachstehend mitgeteilte wesentliche Prüfungsaspekt ist ein Sachverhalt, der sich aus der Prüfung des Jahresabschlusses der aktuellen Berichtsperiode ergibt, der dem Prüfungs- und Finanzausschuss mitgeteilt wurde oder mitgeteilt werden musste und der: (1) sich auf Posten oder Angaben bezieht, die für den Jahresabschluss wesentlich sind, und (2) unsere besonders anspruchsvollen, subjektiven oder komplexen Beurteilungen erforderte. Die Mitteilung des wesentlichen Prüfungsaspekts ändert in keiner Weise unser Prüfungsurteil zum Konzernabschluss als Ganzes, und wir geben durch die Mitteilung des nachstehend aufgeführten wesentlichen Prüfungsaspekts kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesem wesentlichen Prüfungsaspekt oder zu den Posten oder Angaben ab, auf die er sich bezieht.

Abschreibungen, Wertminderungen und Amortisationen auf nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen, Anlagen und Ausrüstung im Zusammenhang mit dem Segment „Lower 48“

Beschreibung des Sachverhalts

Zum 31. Dezember 2025 belief sich der Nettobuchwert der nachgewiesenen Öl- und Gasvorkommen, Anlagen und Ausrüstungen (PP&E) des Unternehmens im Zusammenhang mit dem Segment „Lower 48“ auf 47 Milliarden US-Dollar, und der Aufwand für Abschreibungen, Wertminderungen und Amortisationen (DD&A) im Zusammenhang mit dem Segment „Lower 48“ betrug für das zu diesem Zeitpunkt endende Geschäftsjahr 8,1 Milliarden US-Dollar. Wie in Anmerkung 1 beschrieben, werden die Abschreibungen (DD&A) auf Sachanlagen (PP&E) in Bezug auf produzierende Kohlenwasserstoffvorkommen und damit verbundene Vermögenswerte nach der „Successful Efforts“-Methode anhand der Produktionsanteilmethode ermittelt. Die Produktionsanteilmethode stützt sich auf die nachgewiesenen Öl- und Gasreserven, wie sie von den internen Lagerstätteningenieuren des Unternehmens geschätzt wurden.

Die Schätzungen der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven basieren auf geologischen und ingenieurtechnischen Bewertungen der vorhandenen Kohlenwasserstoffmengen, dem Förderplan sowie historischen Faktoren zur Förderausbeute und Verarbeitungsausbeute. Bei der Auswertung der Daten, die zur Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven herangezogen werden, ist ein erhebliches Maß an Ermessensentscheidungen seitens der internen Lagerstätteningenieure des Unternehmens erforderlich. Die Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven erfordert zudem die Auswahl von Eingangsgrößen, darunter unter anderem historische Fördermengen, Annahmen zu Öl- und Gaspreisen sowie Annahmen zu zukünftigen Betriebskosten.

Die Prüfung der DD&A-Berechnung für das Segment „Lower 48“ ist komplex, da sie auf der Arbeit der internen Reservoiringenieure basiert und die Bewertung der von der Unternehmensleitung getroffenen Festlegung bestimmter, oben beschriebener Eingangsgrößen erfordert, die von den internen Reservoiringenieuren bei der Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven verwendet werden.

Wie wir diese Angelegenheit im Rahmen unserer Prüfung behandelt haben

Wir haben uns einen Überblick verschafft, die Konzeption bewertet und die operative Wirksamkeit der internen Kontrollen des Unternehmens hinsichtlich seiner Prozesse zur Berechnung der DD&A für das Segment „Lower 48“ geprüft, einschließlich der Kontrollen der Geschäftsleitung hinsichtlich der Vollständigkeit und Richtigkeit wesentlicher Daten, die den internen Reservoiringenieuren zur Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven im Zusammenhang mit dem Segment „Lower 48“ zur Verfügung gestellt wurden.

Unsere Prüfungshandlungen umfassten unter anderem die Beurteilung der fachlichen Qualifikationen und der Objektivität der internen Reservoiringenieure des Unternehmens, die in erster Linie für die Überwachung der Erstellung der Schätzungen der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven im Zusammenhang mit dem Segment „Lower 48“ verantwortlich sind. Darüber hinaus haben wir bei der Beurteilung, ob wir die Arbeit der internen Reservoiringenieure verwenden können, die Vollständigkeit und Richtigkeit der oben beschriebenen wesentlichen Daten und Eingaben bewertet, die von den internen Reservoiringenieuren bei der Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven verwendet wurden, indem wir diese mit den Quellunterlagen abgeglichen haben, und wir haben bestätigende und widersprechende Nachweise identifiziert und bewertet. Außerdem haben wir die Richtigkeit der Abschreibungs-, Amortisations- und Wertminderungsberechnungen (DD&A) im Zusammenhang mit dem Segment „Lower 48“ geprüft, einschließlich eines Abgleichs der in der Berechnung verwendeten Mengen an nachgewiesenen Öl- und Gasreserven mit dem Reservenbericht des Unternehmens.

/s/ Ernst & Young LLP

Wir sind seit 1949 als Wirtschaftsprüfer des Unternehmens tätig.

Houston, Texas, 17. Februar
2026

Bericht einer unabhängigen, registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

An die Aktionäre und den Vorstand von ConocoPhillips

Stellungnahme zur internen Kontrolle der Finanzberichterstattung

Wir haben die internen Kontrollen von ConocoPhillips im Bereich der Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2025 auf der Grundlage der Kriterien geprüft, die im „Internal Control—Integrated Framework“ des Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO-Rahmenwerk von 2013) festgelegt sind (die COSO-Kriterien). Nach unserer Auffassung unterhielt ConocoPhillips (das Unternehmen) zum 31. Dezember 2025 in allen wesentlichen Belangen ein wirksames internes Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung auf der Grundlage der COSO-Kriterien.

Außerdem haben wir gemäß den Standards des Public Company Accounting Oversight Board (Vereinigte Staaten) (PCAOB) die Konzernbilanzen der Gesellschaft zum 31. Dezember 2025 und 2024, die dazugehörige Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, die Konzern-Gesamtergebnisrechnungen, die Eigenkapitalveränderungsrechnungen und die Kapitalflussrechnungen für jedes der drei Geschäftsjahre des am 31. Dezember 2025 endenden Berichtszeitraums sowie die dazugehörigen Anhangangaben geprüft, und unser Bericht vom 17. Februar 2026 enthält einen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk dazu.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Die Unternehmensleitung ist verantwortlich für die Aufrechterhaltung eines wirksamen internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung sowie für deren Bewertung der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung, die unter der Überschrift „Beurteilung des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung“ in den beigefügten „Berichten der Unternehmensleitung“ enthalten ist. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfung ein Prüfungsurteil über die internen Kontrollen der Gesellschaft im Bereich der Finanzberichterstattung abzugeben. Wir sind eine beim PCAOB registrierte Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und müssen gemäß den US-amerikanischen Bundeswertpapiergesetzen sowie den geltenden Vorschriften und Regelungen der Securities and Exchange Commission und des PCAOB gegenüber der Gesellschaft unabhängig sein.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Standards des PCAOB durchgeführt. Diese Standards verlangen, dass wir die Prüfung so planen und durchführen, dass wir hinreichende Sicherheit darüber erlangen, ob in allen wesentlichen Belangen ein wirksames internes Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung aufrechterhalten wurde.

Unsere Prüfung umfasste die Erlangung eines Verständnisses der internen Kontrolle der Finanzberichterstattung, die Beurteilung des Risikos, dass eine wesentliche Schwäche vorliegt, die Prüfung und Bewertung der Konzeption und der operativen Wirksamkeit der internen Kontrolle auf der Grundlage des beurteilten Risikos sowie die Durchführung weiterer Verfahren, die wir unter den gegebenen Umständen für erforderlich hielten. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bildet.

Definition und Grenzen der internen Kontrolle der Finanzberichterstattung

Die internen Kontrollen eines Unternehmens im Bereich der Finanzberichterstattung sind ein Prozess, der darauf ausgelegt ist, eine hinreichende Sicherheit hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Finanzberichterstattung und der Erstellung von Jahresabschlüssen für externe Zwecke in Übereinstimmung mit den allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen zu bieten. Die internen Kontrollen eines Unternehmens im Bereich der Finanzberichterstattung umfassen jene Richtlinien und Verfahren, die (1) die Führung von Aufzeichnungen betreffen, die in angemessener Detailtiefe die Transaktionen und Verfügungen über die Vermögenswerte des Unternehmens genau und wahrheitsgetreu widerspiegeln; (2) eine angemessene Sicherheit bieten, dass Transaktionen so erfasst werden, wie es für die Erstellung von Jahresabschlüssen gemäß den allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen erforderlich ist, und dass Einnahmen und Ausgaben des Unternehmens ausschließlich im Einklang mit den Genehmigungen der Geschäftsführung und des Vorstands des Unternehmens getätigt werden; und (3) eine angemessene Sicherheit hinsichtlich der Verhinderung oder rechtzeitigen Aufdeckung unbefugter Erwerbungen, Verwendungen oder Veräußerungen von Vermögenswerten des Unternehmens bieten, die einen wesentlichen Einfluss auf die Jahresabschlüsse haben könnten.

Aufgrund ihrer inhärenten Grenzen kann die interne Kontrolle der Finanzberichterstattung Falschangaben möglicherweise nicht verhindern oder aufdecken. Zudem unterliegen Prognosen hinsichtlich der Wirksamkeit für zukünftige Perioden dem Risiko, dass Kontrollen aufgrund veränderter Rahmenbedingungen unzureichend werden oder dass sich der Grad der Einhaltung der Richtlinien oder Verfahren verschlechtert.

/s/ Ernst & Young LLP

Houston, Texas, 17. Februar
2026

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

ConocoPhillips

Geschäftsjahre zum 31. Dezember	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Umsatzerlöse und sonstige Erträge			
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse	\$ 58.944	54.745	56.141
Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen	1.335	1.705	1.720
Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen	731	51	228
Sonstige Erträge	538	452	485
Gesamtumsatz und sonstige Erträge	61.548	56.953	58.574
Kosten und Aufwendungen			
Eingekaufte Rohstoffe	22.325	20.012	21.975
Produktions- und Betriebskosten	10.331	8.751	7.693
Vertriebs-, allgemeine und Verwaltungskosten	893	1.158	705
Explorationskosten	407	355	398
Abschreibungen und Wertminderungen	11.500	9.599	8.270
Wertminderungen	26	80	14
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern	2.146	2.087	2.074
Aufzinsung diskontierter Verbindlichkeiten	378	325	283
Zinsen und Finanzaufwendungen	855	783	780
(Gewinn) Verlust aus Fremdwährungstransaktionen	11	(50)	92
Sonstige Aufwendungen	20	181	2
Gesamtkosten und -aufwendungen	48.892	43.281	42.286
Ergebnis vor Ertragsteuern	12.656	13.672	16.288
Ertragsteuerrückstellung (Ertrag)	4.668	4.427	5.331
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	\$ 7.988	9.245	10.957
Nettoergebnis (Verlust) je Stammaktie (Dollar) Unverwässert	\$ 6,36	7,82	9,08
Verwässert	6,35	7,81	9,06
Gewichtete durchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien (in Tausend) Unverwässert	1.252.042	1.178.920	1.202.757
Verwässert	1.253.446	1.180.871	1.205.675

Siehe Anhang zum Konzernabschluss.

Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung

ConocoPhillips

Geschäftsjahre zum 31. Dezember	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	\$ 7.988	9.245	10.957
Sonstiges Gesamtergebnis, nach Steuern:			
Leistungsorientierte Versorgungspläne	55	3	55
Nicht realisierte Gewinne (Verluste) aus Wertpapieren	5	1	13
Währungsumrechnungsdifferenzen	502	(760)	197
Nicht realisierter Gewinn (Verlust) aus Sicherungsgeschäften	—	(44)	62
Sonstiges Gesamtergebnis, nach Steuern	562	(800)	327
Gesamtergebnis	\$ 8.550	8.445	11.284

Siehe Anhang zum Konzernabschluss.

Konzernbilanz		ConocoPhillips	
Stand: 31. Dezember		in Millionen Dollar	
		2025	2024
Vermögenswerte			
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	\$	6.497	5.607
Kurzfristige Finanzanlagen		484	507
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Wechsel (abzüglich Wertberichtigungen in Höhe von 4 \$ bzw. 7 \$)		5.813	6.695
Vorräte		1.873	1.809
Vorauszahlungen und sonstige kurzfristige Vermögenswerte		865	1.029
Summe Umlaufvermögen		15.532	15.647
Finanzanlagen und langfristige Forderungen		10.185	9.869
Sachanlagen (netto, abzüglich kumulierter Abschreibungen in Höhe von 90.396 \$ bzw. 81.072 \$)		93.239	94.356
Sonstige Vermögenswerte		2.983	2.908
Gesamtvermögen	\$	121.939	122.780
Verbindlichkeiten			
Verbindlichkeiten	\$	6.218	6.044
Kurzfristige Verbindlichkeiten		1.020	1.035
Abgegrenzte Erträge und sonstige Steuern		1.835	2.460
Verpflichtungen aus Leistungen an Arbeitnehmer		1.136	1.087
Sonstige Rückstellungen		1.763	1.498
Summe kurzfristige Verbindlichkeiten		11.972	12.124
Langfristige Verbindlichkeiten		22.424	23.289
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und abgegrenzte Umweltkosten		8.214	8.089
Latente Ertragsteuern		12.237	11.426
Verpflichtungen aus Leistungen an Arbeitnehmer		969	1.022
Sonstige Verbindlichkeiten und abgegrenzte Gutschriften		1.636	2.034
Gesamtverbindlichkeiten		57.452	57.984
Eigenkapital			
Stammaktien (2.500.000.000 genehmigte Aktien mit einem Nennwert von 0,01 US-Dollar) Ausgegeben (2025 – 2.253.518.282 Aktien; 2024 – 2.250.672.734 Aktien)			
Nennwert		23	23
Kapitalüberhang		77.728	77.529
Eigene Aktien (zu Anschaffungskosten: 2025 – 1.028.350.186 Aktien; 2024 – 974.806.010 Aktien)		(76.217)	(71.152)
Kumuliertes sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)		(5.911)	(6.473)
Gewinnrücklagen		68.864	64.869
Eigenkapital insgesamt		64.487	64.796
Gesamtverbindlichkeiten und Eigenkapital	\$	121.939	122.780

Siehe Anhang zum Konzernabschluss.

Konsolidierte Kapitalflussrechnung

ConocoPhillips

Geschäftsjahre zum 31. Dezember	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit			
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	\$ 7.988	9.245	10.957
Anpassungen zur Überleitung des Jahresüberschusses (Jahresfehlbetrags) zum Netto-Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit			
Abschreibungen und Wertminderungen	11.500	9.599	8.270
Wertminderungen	26	80	14
Kosten für trockene Bohrlöcher und Wertminderungen auf Pachtgrundstücke	181	46	162
Zuwachs aus diskontierten Verbindlichkeiten	378	325	283
Latente Steuern	549	367	1.145
Ausschüttungen, die höher (niedriger) sind als die Erträge aus assoziierten Unternehmen	200	564	964
(Gewinn) Verlust aus Veräußerungen	(731)	(51)	(228)
Sonstiges	(219)	130	(220)
Anpassungen des Betriebskapitals			
Abnahme (Zunahme) der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie der Wechselforderungen	803	(262)	1.333
Abnahme (Zunahme) der Vorräte	(116)	(68)	(103)
Abnahme (Zunahme) der Rechnungsabgrenzungsposten und sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte	(24)	79	337
Zunahme (Abnahme) der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(212)	(543)	(1.118)
Zunahme (Abnahme) der Steuern und sonstigen Rückstellungen	(527)	613	(1.831)
Netto-Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	19.796	20.124	19.965
Cashflow aus Investitionstätigkeit			
Investitionen und Anschaffungen	(12.553)	(12.118)	(11.248)
Veränderungen des Betriebskapitals im Zusammenhang mit der Investitionstätigkeit	546	302	30
Erwerb von Unternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel	—	(24)	(2.724)
Erlöse aus der Veräußerung von Vermögenswerten	3.248	261	632
Nettoverkäufe (Nettoankäufe) von Beteiligungen	(55)	415	1.373
Sonstiges	(22)	14	(63)
Netto-Cashflow aus Investitionstätigkeit	(8.836)	(11.150)	(12.000)
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit			
Aufnahme von Fremdkapital	—	5.591	3.787
Rückzahlung von Verbindlichkeiten	(913)	(4.981)	(1.379)
Ausgabe von Stammaktien des Unternehmens	(100)	(78)	(52)
Rückkauf von Stammaktien des Unternehmens	(5.018)	(5.463)	(5.400)
Ausgeschüttete Dividenden	(3.995)	(3.646)	(5.583)
Sonstiges	(76)	(258)	(34)
Netto-Mittelabfluss aus der Finanzierungstätigkeit	(10.102)	(8.835)	(8.661)
Auswirkungen von Wechselkursänderungen auf Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und gebundene Zahlungsmittel	153	(133)	(99)
Nettoveränderung bei Zahlungsmitteln, Zahlungsmitteläquivalenten und gebundenen Zahlungsmitteln	1.011	6	(795)
Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und gebundene Zahlungsmittel zu Beginn der Periode	5.905	5.899	6.694
Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und gebundene Zahlungsmittel am Ende der Periode	\$ 6.916	5.905	5.899

Gebundene Barmittel in Höhe von 65 Millionen \$ sind in der Position „Vorauszahlungen und sonstige kurzfristige Vermögenswerte“ unserer Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025 enthalten.

Gebundene Barmittel in Höhe von 354 Millionen \$ bzw. 298 Millionen \$ sind in der Position „Sonstige Vermögenswerte“ unserer Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025 bzw. zum 31. Dezember 2024 enthalten.

Siehe Anhang zum Konzernabschluss.

Konsolidierte Eigenkapitalveränderungsrechnung

ConocoPhillips

	Millionen Dollar					
	Stammaktien			Kumulierte sonstige Gesamtergebnis (Verlust)	Gewinnrücklagen Gewinnrücklagen	Gesamt
	Nennwert	Kapital in Überschus s Nennwert	Eigene Aktien			
Stand zum 31. Dezember 2022	\$ 21	61.142	(60.189)	(6.000)	53.029	48.003
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)					10.957	10.957
Sonstiges Gesamtergebnis				327		327
Beschlossene Dividenden						
Ordentliche Dividende (2,11 \$ pro Stammaktie)					(2.550)	(2.550)
Variable Barausschüttung (1,80 \$ pro Stammaktie)					(2.170)	(2.170)
Rückkauf von eigenen Stammaktien			(5.400)			(5.400)
Verbrauchssteuer auf Aktienrückkäufe			(50)			(50)
Ausschüttung im Rahmen von Vorsorgeplänen		161				161
Sonstiges			(1)		2	1
Bestände zum 31. Dezember 2023	\$ 21	61.303	(65.640)	(5.673)	59.268	49.279
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)					9.245	9.245
Sonstiges Gesamtergebnis				(800)		(800)
Beschlossene Dividenden						
Ordentliche Dividende (2,52 \$ pro Stammaktie)					(2.942)	(2.942)
Variable Barausschüttung (0,60 \$ pro Stammaktie)					(704)	(704)
Übernahme von Marathon Oil	2	16.037				16.039
Rückkauf von eigenen Stammaktien			(5.463)			(5.463)
Verbrauchssteuer auf Aktienrückkäufe			(50)			(50)
Ausschüttung im Rahmen von Vorsorgeplänen		189				189
Sonstiges			1		2	3
Salden zum 31. Dezember 2024	\$ 23	77.529	(71.152)	(6.473)	64.869	64.796
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)					7.988	7.988
Sonstiges Gesamtergebnis				562		562
Beschlossene Dividenden						
Ordentliche Dividende (3,18 \$ pro Stammaktie)					(3.995)	(3.995)
Rückkauf von eigenen Stammaktien			(5.018)			(5.018)
Verbrauchssteuer auf Aktienrückkäufe			(47)			(47)
Ausschüttung im Rahmen von Vorsorgeplänen		199				199
Sonstiges			—		2	2
Salden zum 31. Dezember 2025	\$ 23	77.728	(76.217)	(5.911)	68.864	64.487

Siehe Anhang zum Konzernabschluss.

Anhang zum Konzernabschluss

Anmerkung 1 – Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze

- **Konsolidierungsgrundsätze und Beteiligungen** – Unser Konzernabschluss umfasst die Abschlüsse von mehrheitlich im Besitz befindlichen, kontrollierten Tochterunternehmen sowie gegebenenfalls von Variable-Interest-Entities, bei denen wir der Hauptbegünstigte sind. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen, bei denen wir die Möglichkeit haben, maßgeblichen Einfluss auf die Geschäfts- und Finanzpolitik der assoziierten Unternehmen auszuüben, werden nach der Equity-Methode bilanziert. Wenn wir keinen maßgeblichen Einfluss ausüben können, wird die Beteiligung zum beizulegenden Zeitwert bewertet, es sei denn, der beizulegende Zeitwert lässt sich nicht ohne Weiteres ermitteln. In diesen Ausnahmefällen erfolgt die Bewertung zu Anschaffungskosten abzüglich Wertminderungen, zuzüglich oder abzüglich beobachtbarer Preisänderungen bei ordnungsgemäßen Transaktionen für eine identische oder ähnliche Beteiligung desselben Emittenten. Ungeteilte Anteile an Öl- und Gas-Joint-Ventures, Pipelines, Erdgasanlagen und Terminals werden anteilig konsolidiert. Wir gliedern unsere Geschäftstätigkeit in fünf operative Segmente, die nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; die 48 kontinentalen US-Bundesstaaten; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; sowie Asien-Pazifik. *Siehe Anmerkung 22.*
- **Währungsumrechnung** – Anpassungen, die sich aus der Umrechnung von Abschlüssen in ausländischer funktionaler Währung in US-Dollar ergeben, werden im kumulierten sonstigen Gesamtergebnis im Eigenkapital der Stammaktionäre erfasst. Wechselkursgewinne und -verluste aus Transaktionen werden im laufenden Ergebnis erfasst. Einige unserer ausländischen Geschäftsbetriebe verwenden ihre lokale Währung als funktionale Währung.
- **Verwendung von Schätzungen** – Die Erstellung von Jahresabschlüssen gemäß den US-GAAP erfordert, dass die Unternehmensleitung Schätzungen und Annahmen trifft, die sich auf die ausgewiesenen Beträge von Vermögenswerten, Verbindlichkeiten, Umsatzerlösen und Aufwendungen sowie auf die Angaben zu bedingten Vermögenswerten und Verbindlichkeiten auswirken. Die tatsächlichen Ergebnisse können von diesen Schätzungen abweichen.
- **Umsatzrealisierung** – Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Rohöl, Bitumen, Erdgas, NGLs, LNG und anderen Produkten werden zu dem Zeitpunkt erfasst, zu dem der Kunde die Kontrolle über den Vermögenswert erlangt. Bei der Beurteilung, wann ein Kunde die Kontrolle über den Vermögenswert erlangt hat, berücksichtigen wir in erster Linie, ob die Übertragung des rechtlichen Eigentums und die physische Lieferung erfolgt sind, ob der Kunde wesentliche Risiken und Chancen des Eigentums trägt und ob der Kunde die Lieferung angenommen hat und ein Zahlungsanspruch besteht. Diese Produkte werden in der Regel zu den geltenden Marktpreisen verkauft. Wir ordnen variable, marktbasierte Gegenleistungen den Lieferungen (Leistungsverpflichtungen) der laufenden Periode zu, da sich diese Gegenleistung speziell auf unsere Bemühungen bezieht, die Kontrolle über die Lieferungen der laufenden Periode auf den Kunden zu übertragen, und den Betrag darstellt, auf den wir im Austausch für die entsprechenden Produkte voraussichtlich Anspruch haben. Die Zahlung ist in der Regel innerhalb von 30 Tagen oder weniger fällig.

Transaktionen, die gemeinhin als Kauf-/Verkaufsverträge bezeichnet werden und bei denen der Kauf und Verkauf von Vorräten mit demselben Vertragspartner „in Aussicht“ aufeinander abgeschlossen werden, werden zusammengefasst und netto ausgewiesen (d. h. in derselben Zeile der Gewinn- und Verlustrechnung).

- **Versand- und Bearbeitungskosten** – In der Regel entstehen uns Versand- und Bearbeitungskosten, bevor die Kontrolle auf den Kunden übergeht, und wir verbuchen diese Aktivitäten als Fulfillment-Kosten. Dementsprechend erfassen wir Versand- und Bearbeitungskosten im Rahmen der Produktions- und Betriebskosten für Produktionsaktivitäten. Transportkosten im Zusammenhang mit Marketingaktivitäten werden unter den eingekauften Waren erfasst. Den Kunden in Rechnung gestellte Frachtkosten werden als Bestandteil des Transaktionspreises behandelt und als Bestandteil der Umsatzerlöse erfasst, wenn der Kunde die Kontrolle erlangt.
- **Zahlungsmitteläquivalente** – Zahlungsmitteläquivalente sind hochliquide, kurzfristige Anlagen, die jederzeit in bekannte Beträge an Zahlungsmitteln umgewandelt werden können und eine ursprüngliche Laufzeit von höchstens 90 Tagen ab dem Erwerbszeitpunkt haben. Sie werden zu Anschaffungskosten zuzüglich aufgelaufener Zinsen bilanziert, was dem beizulegenden Zeitwert entspricht.
- **Kurzfristige Finanzanlagen** – Zu den kurzfristigen Finanzanlagen zählen Anlagen in Bankfestgeld und marktgängige Wertpapiere (Commercial Paper und staatliche Schuldverschreibungen), die zu Anschaffungskosten zuzüglich aufgelaufener Zinsen bilanziert werden und eine ursprüngliche Laufzeit von mehr als 90 Tagen, jedoch nicht länger als ein Jahr haben, oder deren verbleibende Laufzeit weniger als ein Jahr beträgt. Wir investieren außerdem in Finanzinstrumente, die als zur Veräußerung verfügbare Schuldtitel klassifiziert sind und zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden. Diese Instrumente werden den kurzfristigen Finanzanlagen zugeordnet, wenn ihre Restlaufzeit zum Bilanzstichtag ein Jahr oder weniger beträgt.
- **Langfristige Anlagen in Schuldverschreibungen** – Langfristige Anlagen in Schuldverschreibungen umfassen Finanzinstrumente, die als „zur Veräußerung verfügbare Schuldverschreibungen“ klassifiziert sind und zum Bilanzstichtag eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr aufweisen. Sie werden zum beizulegenden Zeitwert bilanziert und in der Position „Finanzanlagen und langfristige Forderungen“ unserer Konzernbilanz ausgewiesen.

- **Vorräte** – Wir wenden für unsere verschiedenen Vorratsarten mehrere Bewertungsmethoden an und verwenden für jede Vorratsart konsequent die folgenden Methoden. Der Großteil unserer rohstoffbezogenen Vorräte wird zu Anschaffungskosten nach dem LIFO-Prinzip bilanziert. Wir bewerten diese Vorräte insgesamt nach dem Niederstwertprinzip (Lower-of-Cost-or-Market). Etwaige zum Jahresende erforderliche Wertberichtigungen nach dem Niederstwertprinzip werden als dauerhafte Anpassungen der LIFO-Anschaffungskosten erfasst. Die LIFO-Methode wird angewendet, um die aktuellen Lagerkosten besser mit den aktuellen Umsatzerlösen abzugleichen. Die Kosten umfassen sowohl direkte als auch indirekte Aufwendungen, die angefallen sind, um einen Artikel oder ein Produkt in seinen aktuellen Zustand und an seinen aktuellen Standort zu bringen, jedoch keine ungewöhnlichen/einmaligen Kosten oder Forschungs- und Entwicklungskosten. Materialien, Vorräte und sonstige Lagerbestände, wie beispielsweise Rohrprodukte und Bohrlochausrüstung, werden gemäß der branchenüblichen Praxis nach verschiedenen Methoden bewertet, darunter die Methode der gewichteten Durchschnittskosten und die FIFO-Methode.
- **Bewertung zum beizulegenden Zeitwert** – Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden und in die Fair-Value-Hierarchie eingestuft werden müssen, werden je nach Beobachtbarkeit der bei der Bewertung verwendeten Inputfaktoren in eine von drei verschiedenen Stufen eingeteilt. Eingangsgrößen der Stufe 1 sind notierte Preise auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten. Eingangsgrößen der Stufe 2 sind beobachtbare Eingangsgrößen, die keine in Stufe 1 enthaltenen notierten Preise für den Vermögenswert oder die Verbindlichkeit sind, entweder direkt oder indirekt über marktbestätigte Eingangsgrößen. Eingangsgrößen der Stufe 3 sind nicht beobachtbare Eingangsgrößen für den Vermögenswert oder die Verbindlichkeit, die wesentliche Abweichungen von beobachtbaren relevanten Marktdaten oder von unseren Annahmen hinsichtlich der Preisgestaltung durch Marktteilnehmer widerspiegeln.
- **Derivative Finanzinstrumente** – Derivative Finanzinstrumente werden in der Bilanz zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Besteht ein Aufrechnungsrecht und sind bestimmte andere Kriterien erfüllt, werden derivative Vermögenswerte und Verbindlichkeiten gegenüber demselben Kontrahenten in der Bilanz saldiert, und die zu zahlenden bzw. zu erhaltenden Sicherheiten werden mit den derivativen Vermögenswerten bzw. Verbindlichkeiten verrechnet.

Die Erfassung und Klassifizierung des Gewinns oder Verlusts, der sich aus der Erfassung und Anpassung eines Derivats an den beizulegenden Zeitwert ergibt, hängt vom Zweck der Ausgabe oder des Haltens des Derivats ab. Gewinne und Verluste aus Derivaten, die nicht als Sicherungsgeschäfte bilanziert werden, werden sofort im Ergebnis erfasst. Wir wenden auf unsere Rohstoffderivate kein Hedge Accounting an.

- **Öl- und Gasexploration und -erschließung** – Die Kosten für die Öl- und Gasexploration und -erschließung werden nach der „Successful-Efforts“-Methode bilanziert.

Kosten für den Erwerb von Grundstücken – Die Anschaffungskosten für Öl- und Gas-Pachtgrundstücke werden aktiviert und in der Bilanz unter dem Posten „Sachanlagen“ ausgewiesen. Eine Wertminderung der Pachtgrundstücke wird auf der Grundlage von Explorationserfahrungen und nach Ermessen der Geschäftsführung erfasst. Sobald alle Voraussetzungen erfüllt sind, damit Reserven als „nachgewiesene Reserven“ klassifiziert werden können, werden die damit verbundenen Pachtgrundstückskosten in die nachgewiesenen Reserven umgegliedert.

Explorationskosten – Geologische und geophysikalische Kosten sowie die Kosten für die Erhaltung und den Erhalt unerschlossener Grundstücke werden bei Entstehung als Aufwand erfasst. Kosten für Explorationsbohrungen werden in der Bilanz aktiviert oder „ausgesetzt“, bis im Rahmen einer weiteren Bewertung festgestellt wird, ob wirtschaftlich förderbare Reserven gefunden wurden. Werden keine wirtschaftlich förderbaren Reserven gefunden, werden die Kosten für Explorationsbohrungen als „trockene Bohrlöcher“ als Aufwand erfasst. Stoßen Explorationsbohrungen auf potenziell wirtschaftlich nutzbare Öl- und Gasmengen, bleiben die Bohrkosten in der Bilanz aktiviert, solange ausreichende Fortschritte bei der Bewertung der Reserven sowie der wirtschaftlichen und betrieblichen Rentabilität des Projekts erzielt werden. Bei komplexen Explorationsfunden ist es nicht ungewöhnlich, dass Explorationsbohrungen mehrere Jahre lang in der Bilanz ausgesetzt bleiben, während wir zusätzliche Erkundungsbohrungen und seismische Untersuchungen an dem potenziellen Öl- und Gasfeld durchführen oder während wir die Genehmigung von Entwicklungsplänen durch Behörden oder Joint-Venture-Partner einholen oder Umweltgenehmigungen beantragen. Sobald alle erforderlichen Genehmigungen und Zulassungen vorliegen, werden die Projekte in die Entwicklungsphase überführt, und die Öl- und Gasressourcen werden als nachgewiesene Reserven ausgewiesen.

Die Geschäftsführung überprüft vierteljährlich die Salden der ausgesetzten Bohrungen, überwacht kontinuierlich die Ergebnisse der zusätzlichen Erkundungsbohrungen und seismischen Untersuchungen und verbucht die Kosten für die ausgesetzten Bohrungen als „trockene Bohrlöcher“, wenn sie zu der Einschätzung gelangt, dass das potenzielle Feld kurzfristig keine weiteren Investitionen rechtfertigt. *Siehe Anmerkung 5.*

Erschließungskosten – Kosten, die für das Bohren und Ausrüsten von Erschließungsbohrlöchern anfallen, einschließlich erfolgloser Erschließungsbohrlöcher, werden aktiviert.

Abschreibung und Amortisation – Die Pachtkosten für Förderanlagen werden nach der Unit-of-Production-Methode auf der Grundlage der geschätzten nachgewiesenen erschlossenen und nachgewiesenen unerschlossenen Öl- und Gasreserven abgeschrieben. Die Amortisation der Erschließungskosten erfolgt nach der Unit-of-Production-Methode unter Zugrundelegung der geschätzten nachgewiesenen erschlossenen Öl- und Gasreserven.

- **Aktiviert Zinsen** – Zinsen aus Fremdkapital werden bei Großprojekten mit einer erwarteten Bauzeit von einem Jahr oder länger aktiviert. Aktiviert Zinsen werden den Anschaffungskosten des zugrunde liegenden Vermögenswerts hinzugerechnet und über die Nutzungsdauer der Vermögenswerte auf die gleiche Weise wie die zugrunde liegenden Vermögenswerte abgeschrieben.
- **Abschreibungen** – Die Abschreibungen auf Sachanlagen in Bezug auf produzierende Kohlenwasserstoffvorkommen und SAGD-Anlagen werden nach der Produktionsanteilmethode ermittelt. Die Abschreibungen auf alle anderen Sachanlagen werden entweder nach der linearen Einzelabschreibungsmethode oder nach der linearen Gruppenabschreibungsmethode (für diejenigen Einzelanlagen, die in hohem Maße mit anderen Anlagen integriert sind) ermittelt.
- **Wertminderung von Sachanlagen** – Langlebige Vermögenswerte, die im operativen Geschäft genutzt werden, werden auf Wertminderung überprüft, sobald Änderungen der Fakten und Umstände auf eine mögliche erhebliche Verschlechterung der künftig von einer Vermögensgruppe erwarteten Cashflows hindeuten. Liegt ein Hinweis darauf vor, dass der Buchwert eines Vermögenswerts möglicherweise nicht wiedererlangt werden kann, wird ein Werthaltigkeitstest unter Verwendung der Annahmen der Geschäftsleitung hinsichtlich Preisen, Mengen und zukünftiger Entwicklungspläne durchgeführt. Liegt die Summe der nicht diskontierten Cashflows vor Ertragsteuern unter dem Buchwert der Vermögensgruppe, wird der Buchwert auf den geschätzten beizulegenden Zeitwert abgeschrieben und als Wertminderung in der Periode ausgewiesen, in der die Feststellung getroffen wird. Einzelne Vermögenswerte werden für Wertminderungszwecke auf der untersten Ebene zusammengefasst, auf der identifizierbare Cashflows vorliegen, die weitgehend unabhängig von den Cashflows anderer Vermögensgruppen sind – bei E&P-Vermögenswerten in der Regel auf der Ebene einzelner Felder. Da für langlebige Vermögenswerte in der Regel keine notierten Marktpreise vorliegen, wird der beizulegende Zeitwert wertgeminderter Vermögenswerte typischerweise auf der Grundlage der Barwerte der erwarteten zukünftigen Cashflows unter Verwendung von Diskontsatz und Preisen ermittelt, von denen angenommen wird, dass sie mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, oder auf der Grundlage eines Vielfachen des operativen Cashflows, der nach Möglichkeit anhand historischer Markttransaktionen mit ähnlichen Vermögenswerten validiert wird.

Die für Wertminderungsprüfungen und die damit verbundenen Berechnungen des beizulegenden Zeitwerts herangezogenen erwarteten zukünftigen Cashflows basieren auf geschätzten zukünftigen Fördermengen, Rohstoffpreisen, Betriebskosten und Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung aller zum Zeitpunkt der Prüfung verfügbaren Informationen. Die Wertminderungsprüfung umfasst Cashflows aus nachgewiesenen erschlossenen und noch nicht erschlossenen Reserven, einschließlich aller für die Erreichung dieser Förderung erforderlichen Erschließungsaufwendungen.

Darüber hinaus kann, sofern wahrscheinliche und mögliche Reserven vorhanden sind, ein angemessener risikobereinigter Betrag dieser Reserven in die Werthaltigkeitsprüfung einbezogen werden.

Langlebige Vermögenswerte, deren Veräußerung das Management innerhalb eines Jahres beschlossen hat, werden zum niedrigeren Wert aus fortgeführten Anschaffungskosten und beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten bilanziert, wobei der beizulegende Zeitwert anhand eines verbindlich ausgehandelten Preises, sofern verfügbar, oder des Barwerts der erwarteten zukünftigen Cashflows, wie zuvor beschrieben, ermittelt wird.

- **Instandhaltung und Reparaturen** – Kosten für Instandhaltung und Reparaturen, die keine wesentlichen Verbesserungen darstellen, werden bei Entstehung als Aufwand erfasst.
- **Veräußerung von Vermögenswerten** – Bei Verkauf kompletter Einheiten abschreibungsfähiger Vermögenswerte werden die Anschaffungskosten und die zugehörigen kumulierten Abschreibungen ausgebucht, wobei etwaige Gewinne oder Verluste in der Position „Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen“ unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen werden. Bei Verkauf oder Stilllegung von Teileinheiten abschreibungsfähiger Vermögenswerte, die den Abschreibungssatz nicht wesentlich verändern, werden die Anschaffungskosten und die kumulierten Abschreibungen ausgebucht, sodass kein Gewinn oder Verlust erfasst wird.
- **Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten und Umweltkosten** – Der beizulegende Zeitwert rechtlicher Verpflichtungen zur Stilllegung und Beseitigung langlebiger Vermögenswerte wird in der Periode erfasst, in der die Verpflichtung entsteht (in der Regel bei der Installation des Vermögenswerts am Produktionsstandort). Der beizulegende Zeitwert wird anhand eines Barwertansatzes geschätzt, wobei Annahmen über die geschätzten Beträge und den Zeitpunkt der Begleichung sowie die Auswirkungen des Einsatzes von Technologien berücksichtigt werden. *Siehe Anmerkung 6.*

Umweltaufwendungen werden je nach ihrem künftigen wirtschaftlichen Nutzen als Aufwand erfasst oder aktiviert. Aufwendungen im Zusammenhang mit einem bestehenden Zustand, der durch frühere Geschäftstätigkeiten verursacht wurde, sowie solche, die keinen künftigen wirtschaftlichen Nutzen haben, werden als Aufwand erfasst. Verbindlichkeiten für Umweltaufwendungen werden auf nicht diskontierter Basis erfasst (es sei denn, sie wurden im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses erworben; in diesem Fall erfassen wir sie auf diskontierter Basis), wenn Umweltgutachten oder Sanierungsmaßnahmen wahrscheinlich sind und die Kosten vernünftig geschätzt werden können. Rückerstattungen von Umweltsanierungskosten durch Dritte werden als Vermögenswerte erfasst, wenn ihr Erhalt wahrscheinlich und schätzbar ist.

- **Wertminderung von Beteiligungen an nicht konsolidierten Unternehmen** – Beteiligungen an nicht konsolidierten Unternehmen werden auf Wertminderung überprüft, sobald Änderungen der Sachverhalte und Umstände darauf hindeuten, dass ein Wertverlust eingetreten ist. Wenn nach fachlicher Beurteilung festgestellt wird, dass ein solcher Zustand nicht nur vorübergehend ist, wird der Buchwert der Beteiligung auf den beizulegenden Zeitwert abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert der wertgeminderten Beteiligung basiert auf notierten Marktpreisen, sofern verfügbar, oder auf dem Barwert der erwarteten zukünftigen Cashflows unter Verwendung von Diskontsätzen und Preisen, von denen angenommen wird, dass sie mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, gegebenenfalls ergänzt durch eine Marktanalyse vergleichbarer Vermögenswerte im Besitz des Beteiligungsunternehmens.
- **Garantien** – Der beizulegende Zeitwert einer Garantie wird zum Zeitpunkt der Gewährung der Garantie ermittelt und als Verbindlichkeit erfasst. Die ursprüngliche Verbindlichkeit wird anschließend reduziert, sobald wir von unserem Risiko im Rahmen der Garantie befreit werden. Wir schreiben die Garantieverbindlichkeit über den jeweiligen Zeitraum ab, sofern ein solcher besteht, basierend auf den Fakten und Umständen der jeweiligen Garantieart. In Fällen, in denen die Laufzeit der Garantie unbestimmt ist, lösen wir die Verbindlichkeit auf, sobald uns Informationen vorliegen, die darauf hindeuten, dass die Verbindlichkeit im Wesentlichen entfallen ist, oder schreiben sie über einen angemessenen Zeitraum ab, da der beizulegende Zeitwert unseres Garantieengagements im Laufe der Zeit sinkt. Wir verrechnen die Garantieverbindlichkeit je nach Art der Garantie mit dem entsprechenden Posten in der Gewinn- und Verlustrechnung. Wenn es wahrscheinlich wird, dass wir einer Garantie nachkommen müssen, bilden wir eine separate Verbindlichkeit, sofern diese auf der Grundlage der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Fakten und Umstände vernünftig schätzbar ist. Wir lösen die zum beizulegenden Zeitwert bewertete Verbindlichkeit erst auf, wenn kein weiteres Risiko aus der Garantie mehr besteht.
- **Aktienbasierte Vergütung** – Wir erfassen den Aufwand für aktienbasierte Vergütungen über den kürzeren der beiden Zeiträume: den Dienstzeitraum (d. h. den festgelegten Zeitraum, der erforderlich ist, um die Prämie zu erwerben) oder den Zeitraum, der mit Beginn des Dienstzeitraums beginnt und endet, wenn ein Mitarbeiter erstmals Anspruch auf Ruhestand erwirbt. Wir haben uns dafür entschieden, den Aufwand für die gesamte Prämie linear über den Dienstzeitraum zu erfassen, unabhängig davon, ob die Prämie mit gestaffelter oder sofortiger Unverfallbarkeit gewährt wurde.
- **Ertragsteuern** – Latente Ertragsteuern werden nach der Verbindlichkeitsmethode berechnet und für alle temporären Differenzen zwischen der Bilanzierungsgrundlage und der Steuerbasis unserer Vermögenswerte und Verbindlichkeiten gebildet, mit Ausnahme von latenten Steuern auf Erträge und temporären Differenzen im Zusammenhang mit der kumulierten Umrechnungsdifferenz, die bei bestimmten ausländischen Tochtergesellschaften und ausländischen Unternehmens-Joint-Ventures als dauerhaft reinvestiert betrachtet wird. Anrechenbare Steuergutschriften werden sofort als Minderung der Rückstellung für Ertragsteuern berücksichtigt. Zinsen im Zusammenhang mit nicht erfassten Steuervorteilen werden unter den Zins- und Finanzaufwendungen ausgewiesen, und Strafen im Zusammenhang mit nicht erfassten Steuervorteilen werden unter den Produktions- und Betriebskosten ausgewiesen.
- **Von Kunden eingezogene und an staatliche Behörden abgeführte Steuern** – Umsatz- und Mehrwertsteuern werden netto erfasst.
- **Nettoergebnis (Verlust) je Stammaktie** – Das unverwässerte Nettoergebnis (Verlust) je Aktie wird nach der Zwei-Klassen-Methode berechnet. Nach der Zwei-Klassen-Methode werden alle Gewinne (ausgeschüttete und nicht ausgeschüttete) den Stammaktien (einschließlich vollständig unverfallbarer Aktien- und Unit-Zuteilungen, die noch nicht als Stammaktien ausgegeben wurden) und den Gewinnbeteiligungswertpapieren zugeordnet. ConocoPhillips gewährt im Rahmen seiner aktienbasierten Vergütungsprogramme Restricted Stock Units (RSUs), von denen die meisten den Empfängern während der Sperrfrist einen Anspruch auf unverfallbare Dividenden in Höhe der an die Inhaber von Stammaktien des Unternehmens gezahlten Dividenden einräumen. *Siehe Anmerkung 14.* Diese noch nicht unverfallbaren RSUs entsprechen aufgrund ihrer jeweiligen Ansprüche auf unverfallbare Dividenden der Definition von partizipierenden Wertpapieren und werden bei der Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie als separate Wertpapierklasse behandelt. Partizipierende Wertpapiere werden bei der Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie nicht als zusätzliche Aktien berücksichtigt. Das verwässerte Ergebnis je Aktie berücksichtigt die potenziellen Auswirkungen bedingt ausgabefähiger Aktien, einschließlich Zuteilungen, deren Auslieferung an die Erbringung künftiger Dienstleistungen geknüpft ist. Das verwässerte Ergebnis je Aktie wird sowohl nach der Zwei-Klassen-Methode als auch nach der eigenen-Aktien-Methode berechnet, wobei der Wert mit der stärkeren Verwässerungswirkung ausgewiesen wird. Der verwässerte Nettoverlust je Aktie berücksichtigt keine Umwandlung oder Ausübung von Wertpapieren, die einen verwässerungsmindernden Effekt hätten. Eigene Aktien werden bei beiden Berechnungen aus der täglich gewichteten durchschnittlichen Anzahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien ausgeschlossen. *Siehe Anmerkung 21.*

Anmerkung 2 – Vorräte

Die Vorräte beliefen sich zum 31. Dezember auf:

	in Millionen Dollar	
	2025	2024
Rohöl und Ölprodukte	\$ 1.000	907
Material und Verbrauchsmaterialien	873	902
Vorräte insgesamt	\$ 1.873	1.809
Vorräte, bewertet nach dem LIFO-Verfahren	\$ 609	578

Der geschätzte Überschuss der aktuellen Wiederbeschaffungskosten über die LIFO-Kosten der Vorräte belief sich zum 31. Dezember 2025 bzw. 2024 auf etwa 65 Mio. \$ und 113 Mio. \$.

Anmerkung 3 – Erwerb und Veräußerung

Alle Gewinne oder Verluste aus der Veräußerung von Vermögenswerten werden vor Steuern ausgewiesen und netto in der Zeile „Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen“ unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Barerlöse und -zahlungen werden im Abschnitt „Cashflow aus Investitionstätigkeit“ unserer Konzern-Kapitalflussrechnung ausgewiesen, mit Ausnahme von Barzahlungen im Zusammenhang mit einer Vereinbarung über eine bedingte Gegenleistung, die im Abschnitt „Cashflow aus Finanzierungstätigkeit“ erfasst werden.

2025

Veräußerte Vermögenswerte

Im zweiten Quartal 2025 haben wir unsere Anteile an den Feldern Ursa und Europa sowie an der Ursa Oil Pipeline Company LLC gegen einen Nettoerlös von 699 Millionen US-Dollar veräußert. Wir haben aus dieser Transaktion einen Gewinn vor Steuern in Höhe von 274 Millionen US-Dollar und nach Steuern in Höhe von 266 Millionen US-Dollar erfasst, einschließlich der im ersten Quartal 2025 vorgenommenen Reduzierung unserer Wertberichtigung. Zum Zeitpunkt der Veräußerung wiesen diese Vermögenswerte in unserem Segment „Lower 48“ einen Nettobuchwert von 444 Millionen US-Dollar auf, bestehend aus Vermögenswerten in Höhe von 536 Millionen US-Dollar – hauptsächlich Sachanlagen in Höhe von 522 Millionen US-Dollar – und Verbindlichkeiten in Höhe von 92 Millionen US-Dollar, die hauptsächlich mit langfristigen AROs zusammenhingen. Zu den steuerlichen Auswirkungen dieser Veräußerung *siehe Anmerkung 15*.

Im vierten Quartal 2025 veräußerten wir Vermögenswerte im Anadarko-Becken im Segment „Lower 48“ gegen einen Nettoerlös von 1,2 Milliarden US-Dollar nach üblichen Abschlusspanpassungen. Zum Zeitpunkt der Veräußerung wiesen diese Vermögenswerte einen Nettobuchwert von rund 1,2 Milliarden US-Dollar auf, der sich hauptsächlich aus Sachanlagen zusammensetzte.

Darüber hinaus veräußerten wir im Jahr 2025 unsere Anteile an weiteren nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten im Segment „Lower 48“ für 1,1 Milliarden US-Dollar und erzielten dabei einen Nettogewinn von 404 Millionen US-Dollar vor Steuern bzw. 310 Millionen US-Dollar nach Steuern. Unsere Anteile an den veräußerten Vermögenswerten wiesen einen Gesamtbuchwert von 719 Millionen US-Dollar auf, bestehend aus Vermögenswerten in Höhe von 770 Millionen US-Dollar – hauptsächlich im Zusammenhang mit Sachanlagen in Höhe von 645 Millionen US-Dollar – sowie Verbindlichkeiten in Höhe von 51 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit langfristigen AROs.

2024

Übernahme der Marathon Oil Corporation (Marathon Oil)

Im November 2024 schlossen wir die Übernahme von Marathon Oil ab, einem unabhängigen Öl- und Gasförderunternehmen mit Aktivitäten in den 48 kontinentalen US-Bundesstaaten und in Äquatorialguinea. Zum Zeitpunkt des Abschlusses belief sich der Wert der Transaktion auf 16,5 Milliarden US-Dollar, was im Wesentlichen dem Tausch von 0,255 ConocoPhillips-Stammaktien gegen jede im Umlauf befindliche Stammaktie von Marathon Oil entsprach.

Gesamtbeizulegender Zeitwert	in Millionen US-Dollar
Wert der ausgegebenen ConocoPhillips-Stammaktien*	15.972
Bei Abschluss übertragene Barmittel**	451
Wert der aktienbasierten Vergütungen von Marathon Oil	67
Sonstige entstandene Verbindlichkeiten***	17
Gesamtbeizulegender Zeitwert	\$ 16.507

*Entspricht dem beizulegenden Zeitwert von rund 143 Millionen ConocoPhillips-Stammaktien, die an die Aktionäre von Marathon Oil ausgegeben wurden. Der beizulegende Zeitwert basiert auf der Anzahl der berechtigten Marathon Oil-Stammaktien bei einem Umtauschverhältnis von 0,255 und dem durchschnittlichen Aktienkurs von ConocoPhillips am 22. November 2024, der bei 111,93 \$ lag.

**Die zum Abschlusszeitpunkt übertragenen Barmittel entsprechen im Wesentlichen den an Marathon Oil geleisteten Einzahlungen zur Rückzahlung der zum Abschlusszeitpunkt geschätzten Commercial-Paper-Verbindlichkeiten von Marathon Oil.

***Die entstandenen Verbindlichkeiten beziehen sich auf bar abgerechnete aktienbasierte Vergütungen und Barzahlungen anstelle von im Umlauf befindlichen Bruchteilen von Marathon-Oil-Aktien. Diese Verbindlichkeiten wurden vor Ende 2024 beglichen.

Die Transaktion wurde gemäß FASB Topic ASC 805 als Unternehmenszusammenschluss unter Anwendung der Erwerbsmethode bilanziert, wonach erworbene Vermögenswerte und übernommene Verbindlichkeiten zu ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt zu bewerten sind. Im vierten Quartal 2025 haben wir die Aufteilung des Kaufpreises auf bestimmte Vermögenswerte und Verbindlichkeiten abgeschlossen. Diese basierte auf dem beizulegenden Zeitwert der endgültigen Gegenleistung sowie dem Abschluss der Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts der langlebigen Vermögenswerte und aller anderen erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten.

Öl- und Gasvorkommen wurden unter Anwendung eines Discounted-Cashflow-Ansatzes bewertet, der Annahmen zu Marktpreisen und intern generierten Preisen, Förderprofilen sowie Betriebs- und Entwicklungskosten berücksichtigte. Die im Rahmen der Akquisition übernommenen Schulden wurden auf der Grundlage beobachtbarer Marktpreise bewertet. Die beizulegenden Zeitwerte von Forderungen, Verbindlichkeiten und den meisten anderen kurzfristigen Vermögenswerten und kurzfristigen Verbindlichkeiten wurden aufgrund ihrer kurzfristigen Natur als dem Buchwert entsprechend ermittelt. Die Akquisition im Wert von 16,5 Milliarden US-Dollar wurde den identifizierbaren Vermögenswerten und Verbindlichkeiten auf der Grundlage ihrer geschätzten beizulegenden Zeitwerte zum Erwerbszeitpunkt am 22. November 2024 zugeordnet.

Erworbene Vermögenswerte	in Millionen US-Dollar
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	\$ 385
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto	976
Vorräte	302
Finanzanlagen und langfristige Forderungen	562
Netto-Sachanlagen	24.215
Sonstige Vermögenswerte	215
Gesamtwert der erworbenen Vermögenswerte	\$ 26.655
Übernommene Verbindlichkeiten	
Verbindlichkeiten	\$ 1.183
Abgegrenzte Ertragsteuern und sonstige Steuern	201
Verpflichtungen aus Leistungen an Arbeitnehmer	187
Langfristige Verbindlichkeiten	4.719
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten	781
Latente Ertragsteuern	2.471
Sonstige Verbindlichkeiten	606
Gesamtbetrag der übernommenen Verbindlichkeiten	\$ 10.148
Erworbenes Nettovermögen	\$ 16.507

Mit dem Abschluss der Transaktion haben wir nachgewiesene Vorkommen im Wert von rund 13,2 Milliarden Dollar erworben, davon 12,1 Milliarden Dollar in den „Lower 48“ und 1,1 Milliarden Dollar in Äquatorialguinea, sowie nicht nachgewiesene Vorkommen im Wert von 10,8 Milliarden Dollar in den „Lower 48“.

Wir haben transaktionsbezogene Kosten in Höhe von rund 587 Millionen US-Dollar verbucht, von denen der Großteil im vierten Quartal 2024 als Aufwand erfasst wurde. Diese einmaligen Kosten betrafen in erster Linie Abfindungen für Mitarbeiter und damit verbundene Leistungen, an Berater gezahlte Honorare sowie die Abwicklung aktienbasierter Vergütungen für bestimmte Mitarbeiter von Marathon Oil gemäß den Bestimmungen des Fusionsvertrags. Diese transaktionsbezogenen Kosten umfassten Abfindungskosten in Höhe von 334 Millionen US-Dollar. *Siehe Anmerkung 14.*

Für das am 31. Dezember 2024 endende Geschäftsjahr beliefen sich die „Gesamtumsätze und sonstigen Erträge“ sowie der „Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)“ im Zusammenhang mit den erworbenen Vermögenswerten auf 677 Millionen US-Dollar bzw. einen Gewinn von 66 Millionen US-Dollar.

Akquisition in Alaska

Im vierten Quartal 2024 haben wir nach Ausübung unserer Vorzugsrechte eine Akquisition abgeschlossen, durch die sich unsere Beteiligung in der Kuparuk-River-Unit um etwa 5 Prozent und in der Prudhoe-Bay-Unit um etwa 0,4 Prozent von Chevron U.S.A. Inc. und der Union Oil Company of California für 296 Millionen US-Dollar vor üblichen Anpassungen erhöht. Die Transaktion wurde als Erwerb von Vermögenswerten bilanziert, wobei die Gegenleistung hauptsächlich den Sachanlagen zugeordnet wurde.

2023

Erwerb von Surmont

Im Oktober 2023 schlossen wir die Übernahme der verbleibenden 50-prozentigen Beteiligung an Surmont, einem Vermögenswert in unserem Segment Kanada, von TotalEnergies EP Canada Ltd. ab. Nach der Übernahme halten wir eine 100-prozentige Beteiligung an Surmont. Der endgültige Kaufpreis für die vollständig in bar abgewickelte Transaktion belief sich nach üblichen Anpassungen auf 3,0 Milliarden US-Dollar (4,1 Milliarden CAD):

Beizulegender Zeitwert der Gegenleistung	Millionen Dollar
Gezahlte Barmittel	\$ 2.635
Bedingte Gegenleistung	320
Gesamtgegenwert	\$ 2.955

Informationen zur Vereinbarung über die bedingte Gegenleistung finden Sie in Anhangangabe 11.

Die Transaktion wurde gemäß FASB Topic ASC 805 als Unternehmenszusammenschluss unter Anwendung der Erwerbsmethode bilanziert, wonach erworbene Vermögenswerte und übernommene Verbindlichkeiten zu ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt zu bewerten sind. Bis zum Ende des ersten Quartals 2024 haben wir die Aufteilung des Kaufpreises auf bestimmte Vermögenswerte und Verbindlichkeiten abgeschlossen. Diese basierte auf dem beizulegenden Zeitwert der endgültigen Gegenleistung sowie dem Abschluss der Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts der langlebigen Vermögenswerte und aller anderen erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten.

Öl- und Gasvorkommen wurden unter Anwendung eines Discounted-Cashflow-Ansatzes bewertet, der Annahmen von Marktteilnehmern sowie intern erstellte Preisannahmen, Förderprofile und Annahmen zu Betriebs- und Erschließungskosten berücksichtigte. Die beizulegenden Zeitwerte der übrigen erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten, zu denen Forderungen, Verbindlichkeiten sowie die meisten sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte und kurzfristigen Verbindlichkeiten gehörten, wurden aufgrund ihrer kurzfristigen Natur als dem Buchwert entsprechend ermittelt. Die Gesamtgegenleistung in Höhe von 3,0 Milliarden US-Dollar wurde den identifizierbaren Vermögenswerten und Verbindlichkeiten auf der Grundlage ihrer beizulegenden Zeitwerte zum Erwerbszeitpunkt am 4. Oktober 2023 zugeordnet.

Bilanzierte Beträge der erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten	in Millionen US-Dollar
Öl- und Gasvorkommen	3.082
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten	(112)
Sonstiges	(15)
Gesamtbetrag der identifizierbaren Nettovermögenswerte	\$ 2.955

Mit dem Abschluss der Transaktion haben wir nachgewiesene und nicht nachgewiesene Liegenschaften im Wert von rund 2,9 Milliarden \$ bzw. 0,2 Mrd. \$.

Im Vorfeld der Akquisition haben wir verschiedene Devisenterminkontrakte zum Kauf von CAD abgeschlossen und abgewickelt. Für das am 31. Dezember 2023 endende Geschäftsjahr haben wir in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung unter der Position „(Gewinn) Verlust aus Fremdwährungstransaktionen“ einen Verlust in Höhe von 112 Millionen \$ im Zusammenhang mit diesen Terminkontrakten ausgewiesen. Die damit verbundenen Zahlungsströme sind in unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung unter „Cashflow aus Investitionstätigkeit“ enthalten.

Vom Erwerbszeitpunkt bis zum 31. Dezember 2023 beliefen sich die „Gesamtumsätze und sonstigen Erträge“ sowie der „Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)“ im Zusammenhang mit den erworbenen Vermögenswerten auf 572 Millionen US-Dollar bzw. 119 Millionen US-Dollar.

Ergänzende Pro-forma-Angaben (ungeprüft)

Die folgenden Tabellen fassen die ungeprüften ergänzenden Pro-forma-Finanzinformationen zusammen, in denen die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung von ConocoPhillips mit den erworbenen Vermögenswerten für die am 31. Dezember 2024 und 2023 endenden Geschäftsjahre kombiniert wird, so als hätten wir die Übernahme von Marathon Oil am 1. Januar 2023 und die verbleibende Beteiligung an Surmont am 1. Januar 2022 abgeschlossen.

in Millionen US-Dollar				
Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2024				
	Wie ausgewiesen	Pro-forma		
		Marathon Oil Pro-forma Kombiniert		
Gesamtumsatz und sonstige Erträge	\$ 56.953	6.168		63.121
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	9.245	1.312		10.557
Ergebnis je Aktie:				
Unverwässertes Nettoergebnis (Verlust)	\$ 7,82			8,06
Verwässerter Nettogewinn (Verlust)	7,81			8,05

in Millionen Dollar				
Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2023				
	Wie ausgewiesen	Pro-forma Surmont	Pro-forma	
			Marathon Oil	Pro-forma-Kombination
Gesamtumsatz und sonstige Erträge	\$ 58.574	2.561	6.705	67.840
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	10.957	501	1.657	13.115
Ergebnis je Aktie:				
Unverwässertes Nettoergebnis (Verlust)	\$ 9,08			9,72
Verwässerter Nettogewinn (Verlust)	9,06			9,70

Die ungeprüften ergänzenden Pro-forma-Finanzinformationen dienen lediglich der Veranschaulichung und sind nicht unbedingt ein Indikator für die Betriebsergebnisse, die erzielt worden wären, wenn die Transaktionen mit Surmont und Marathon Oil am 1. Januar 2022 bzw. am 1. Januar 2023 abgeschlossen worden wären, noch sind sie notwendigerweise ein Indikator für die zukünftigen Betriebsergebnisse des fusionierten Unternehmens. Die Pro-forma-Ergebnisse enthalten keine Kosteneinsparungen, die infolge der Transaktion erwartet werden. Die Pro-forma-Ergebnisse enthalten Anpassungen, die sich in erster Linie auf Abschreibungen (DD&A) beziehen, die auf der „Unit-of-Production“-Methode basieren und sich aus dem auf Öl- und Gasvorkommen entfallenden Kaufpreis ergeben, sowie Anpassungen hinsichtlich des Zeitpunkts der Transaktionskosten und steuerlicher Auswirkungen. Wir sind der Ansicht, dass die Schätzungen und Annahmen angemessen sind und die relativen Auswirkungen der Transaktion korrekt widerspiegelt werden.

QatarEnergy LNG NFS(3) (NFS3)

Im Jahr 2022 erhielten wir eine Beteiligung von 25 Prozent an NFS3, einem neuen Joint Venture mit QatarEnergy, um am North Field South (NFS)-LNG-Projekt in Katar teilzunehmen. Die Gründung von NFS3 wurde im Jahr 2023 abgeschlossen. NFS3 hält eine Beteiligung von 25 Prozent am NFS-Projekt und wird in unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika als Beteiligungsunternehmen nach der Equity-Methode ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 4.*

Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (PALNG)

Im Jahr 2023 erwarben wir eine Beteiligung von 30 Prozent an PALNG, einem Joint Venture zur Entwicklung einer groß angelegten LNG-Anlage für die erste Phase des Port-Arthur-LNG-Projekts („Phase 1“). Sempra PALNG Holdings, LLC hält die verbleibenden 70 Prozent der Anteile an dem Joint Venture. PALNG wird als Beteiligungsunternehmen nach der Equity-Methode in unserem Segment „Konzern und Sonstiges“ ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 4.*

Anmerkung 4 – Beteiligungen, Darlehen und langfristige Forderungen

Die Bestandteile der Beteiligungen und langfristigen Forderungen zum 31. Dezember waren:

	in Millionen US-Dollar	
	2025	2024
Beteiligungen	\$ 8.833	8.611
Langfristige Forderungen	110	113
Langfristige Finanzanlagen in Schuldverschreibungen	1.148	1.055
Sonstige Finanzanlagen	94	90
Gesamt	\$ 10.185	9.869

Beteiligungen

Zu den verbundenen Unternehmen, an denen wir zum 31. Dezember 2025 eine wesentliche Beteiligung hielten, gehörten:

- APLNG – ein zu 47,5 Prozent im Besitz befindliches Joint Venture mit Origin Energy (27,5 Prozent) und Sinopec (25 Prozent) – zur Förderung von CBM aus den Bowen- und Surat-Becken in Queensland, Australien, sowie zur Aufbereitung und zum Export von LNG.
- PALNG – ein Joint Venture, an dem wir zu 30 Prozent beteiligt sind, mit Sempra PALNG Holdings, LLC zur Entwicklung einer groß angelegten LNG-Anlage für die erste Phase des Port-Arthur-LNG-Projekts („Phase 1“). *Siehe Anmerkung 3.*
- QatarEnergy LNG N(3) (N3) – ein Joint Venture, an dem das Unternehmen zu 30 Prozent beteiligt ist, zusammen mit verbundenen Unternehmen von QatarEnergy (68,5 Prozent) und Mitsui & Co., Ltd. (1,5 Prozent) – fördert und verflüssigt Erdgas aus dem North Field in Katar und exportiert LNG.
- QatarEnergy LNG NFE(4) (NFE4) – ein Joint Venture, an dem das Unternehmen zu 25 Prozent beteiligt ist, zusammen mit verbundenen Unternehmen von QatarEnergy (70 Prozent) und der China National Petroleum Corporation (5 Prozent) – ist am North Field East-LNG-Projekt beteiligt.
- NFS3 – ein Joint Venture, an dem das Unternehmen zu 25 Prozent beteiligt ist und das zu 75 Prozent einem verbundenen Unternehmen von QatarEnergy gehört – ist am North-Field-South-LNG-Projekt beteiligt. *Siehe Anmerkung 3.*

Die zusammengefassten 100-Prozent-Ergebnisdaten für Beteiligungen an verbundenen Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, stellten sich insgesamt wie folgt dar:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Umsatz	\$ 13.607	15.286	15.314
Ergebnis vor Ertragsteuern	5.022	6.446	6.301
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	3.441	4.389	4.214

Die zusammengefassten Bilanzdaten (100 Prozent) für Beteiligungen an verbundenen Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, stellten sich insgesamt wie folgt dar:

	in Millionen Dollar	
	2025	2024
Umlaufvermögen	\$ 5.793	4.608
Langfristige Vermögenswerte	43.935	41.417
Kurzfristige Verbindlichkeiten	3.521	3.829
Langfristige Verbindlichkeiten	18.815	16.947

Unser Anteil an den direkt bei einem nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungsunternehmen anfallenden Ertragsteuern wird im Eigenkapital unter den Ergebnissen von assoziierten Unternehmen ausgewiesen und ist daher nicht in den Ertragsteuern unseres Konzernabschlusses enthalten.

Zum 31. Dezember 2025 enthielten die Gewinnrücklagen 112 Millionen US-Dollar, die sich auf die nicht ausgeschütteten Gewinne von verbundenen Unternehmen bezogen. Die von verbundenen Unternehmen erhaltenen Dividenden beliefen sich in den Jahren 2025, 2024 und 2023 auf 1.531 Millionen US-Dollar, 2.283 Millionen US-Dollar bzw. 2.684 Millionen US-Dollar.

APLNG

APLNG ist ein Joint Venture, das sich auf die Förderung von CBM aus den Bowen- und Surat-Becken in Queensland, Australien, konzentriert. Erdgas wird an inländische Kunden verkauft, während LNG aufbereitet und in den asiatisch-pazifischen Raum exportiert wird. Unsere Beteiligung an APLNG verschafft uns Zugang zu CBM-Ressourcen in Australien und stärkt unsere Position im LNG-Bereich. Der Großteil des APLNG-LNG wird im Rahmen von zwei langfristigen Kaufverträgen verkauft, ergänzt durch den Verkauf zusätzlicher LNG-Ladungen für die Märkte im asiatisch-pazifischen Raum. Origin Energy, ein integriertes australisches Energieunternehmen, ist der Betreiber des Produktions- und Pipelinesystems von APLNG, während wir die LNG-Anlage betreiben.

Im Jahr 2012 schloss APLNG eine Projektfinanzierungsfazilität in Höhe von 8,5 Milliarden US-Dollar ab, die nach dem finanziellen Abschluss im Jahr 2017 zu einer Non-Recourse-Finanzierung wurde. Die Fazilität setzt sich derzeit aus einer Finanzierungsvereinbarung mit der Export-Import Bank der Vereinigten Staaten, einer Fazilität einer Geschäftsbank und zwei US-amerikanischen Private-Placement-Note-Fazilitäten zusammen. Die Tilgungs- und Zinszahlungen von APLNG begannen im März 2017 und sollen bis September 2030 halbjährlich erfolgen. Zum 31. Dezember 2025 belief sich der ausstehende Saldo der Finanzierungen auf 3,4 Milliarden US-Dollar. *Siehe Anmerkung 8.*

Zum 31. Dezember 2025 betrug der Buchwert unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligung an APLNG rund 4,9 Milliarden US-Dollar.

PALNG

PALNG ist ein Joint Venture zur Entwicklung einer groß angelegten LNG-Anlage. Zum 31. Dezember 2025 betrug der Buchwert unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligung an PALNG rund 1,6 Milliarden US-Dollar. *Siehe Anmerkung 3.*

Beteiligungen in Katar**N3**

N3 ist ein Joint Venture, an dem wir zu 30 Prozent beteiligt sind und das ein integriertes groß angelegtes LNG-Projekt betreibt. Wir haben Terminal- und Pipeline-Nutzungsverträge mit dem Golden Pass LNG-Terminal und der verbundenen Golden Pass-Pipeline in der Nähe von Sabine Pass, Texas, die uns Terminal- und Pipelinekapazitäten für den Empfang, die Speicherung und die Wiedervergasung von bei N3 erworbenem LNG bereitstellen sollen. Derzeit wird das LNG von N3 an Märkte außerhalb der USA verkauft.

NFE4

NFE4 ist ein Joint Venture, das am NFE-LNG-Projekt beteiligt ist. NFE4 hält eine Beteiligung von 12,5 Prozent am NFE-Projekt.

Wir sind zu dem Schluss gekommen, dass NFE4 ein VIE ist, da es derzeit Vorschüsse von den Joint-Venture-Teilnehmern benötigt, um das Projekt zu finanzieren. Wir sind nicht der Hauptbegünstigte des VIE, da wir nicht die Befugnis haben, die Aktivitäten zu lenken, die den wirtschaftlichen Erfolg von NFE4 am stärksten beeinflussen; dazu gehören Aktivitäten im Zusammenhang mit der Förderung und Vermarktung von Erdgas sowie der LNG-Aufbereitung und dem Exportmarketing. Daher konsolidieren wir NFE4 nicht, sondern bilanzieren es nach der Equity-Methode. Zum 31. Dezember 2025 ist der Buchwert unserer Beteiligung im Gesamtbuchwert unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen in Katar enthalten. Diese Beteiligung stellt zusammen mit der Garantie die einzige finanzielle Unterstützung dar, die wir NFE4 gewährt haben. *Siehe Anmerkung 8.*

NFS3

NFS3 ist ein Joint Venture, das am NFS-LNG-Projekt beteiligt ist. NFS3 hält eine Beteiligung von 25 Prozent am NFS-Projekt. *Siehe Anmerkung 3.* Zum 31.

Dezember 2025 belief sich der Buchwert unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen in Katar auf rund 1,7 Milliarden US-Dollar.

Darlehen

Im Rahmen unserer normalen laufenden Geschäftstätigkeit und in Übereinstimmung mit der branchenüblichen Praxis schließen wir zahlreiche Vereinbarungen mit anderen Parteien ab, um Geschäftsmöglichkeiten zu verfolgen. Zu diesen Aktivitäten gehören auch Darlehen an bestimmte verbundene und nicht verbundene Unternehmen.

Zum 31. Dezember 2025 bestanden keine ausstehenden Darlehen an verbundene Unternehmen.

Anmerkung 5 – Ausgesetzte Bohrungen und Explorationsaufwendungen

Die folgende Tabelle zeigt die Nettoveränderungen bei den Kosten für stillgelegte Explorationsbohrungen in den Jahren 2025, 2024 und 2023:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Anfangsbestand	\$ 196	184	527
Zugänge, die noch der Feststellung der nachgewiesenen Reserven unterliegen	113	32	—
Umgliederungen in nachgewiesene Vorkommen	—	(2)	(285)
Verkauf stillgelegter Bohrlöcher	(30)	—	—
Den Aufwendungen für trockene Bohrlöcher belastet	(36)	(18)	(58)
Endsaldo	\$ 243	196	184

Die folgende Tabelle enthält eine Fälligkeitsübersicht der ausstehenden Bohrlochguthaben zum 31. Dezember:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Kosten für Explorationsbohrungen, die für einen Zeitraum von höchstens einem Jahr aktiviert wurden	\$ 110	33	—
Aktiviert Kosten für Explorationsbohrungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr	133	163	184
Endsaldo	\$ 243	196	184
Anzahl der Projekte, bei denen die Kosten für Explorationsbohrungen über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr aktiviert wurden	13	13	14

Die folgende Tabelle enthält eine weitere Aufschlüsselung nach Alter der Kosten für Explorationsbohrungen, die zum 31. Dezember 2025 seit Abschluss der Bohrarbeiten länger als ein Jahr aktiviert waren:

	in Millionen Dollar			
	Gesamt	Ausgesetzt seit		
		2021–2024	2018–2020	2017 und früher
PL891 – Norwegen ⁽¹⁾	31	—	31	—
West Willow – Alaska ⁽²⁾	30	—	30	—
Narwhal Trend – Alaska ⁽¹⁾	25	—	25	—
Montney – Kanada ⁽²⁾	15	7	8	—
Sonstige mit jeweils 10 Millionen Dollar oder weniger ⁽¹⁾⁽²⁾	32	4	—	28
Gesamt	\$ 133	11	94	28

(1) Erkundungsbohrungen abgeschlossen; derzeit fallen Kosten für die Bewertung der Erschließung an.

(2) Weitere Erkundungsbohrungen sind geplant.

Explorationsaufwendungen

Die nachstehend aufgeführten Aufwendungen sind in der Position „Explorationsaufwendungen“ unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten.

2025

Wir haben bestimmte Offshore-Beteiligungen in den Lower 48 an von Partnern betriebenen Anlagen veräußert, darunter Kosten in Höhe von 30 Millionen US-Dollar für stillgelegte Bohrlöcher.

Wir haben in unserem Segment Asien-Pazifik Aufwendungen für ergebnislose Bohrungen in Höhe von 80 Millionen US-Dollar erfasst, darunter 36 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit bestimmten zuvor stillgelegten Bohrlöchern, die über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr aktiviert worden waren.

2024

In unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika verbuchten wir etwa 40 Millionen US-Dollar vor Steuern als Aufwendungen für trockene Bohrlöcher, darunter 22 Millionen US-Dollar für zwei von Partnern betriebene Explorationsbohrungen im Alvheim-Gebiet im norwegischen Sektor der Nordsee sowie 18 Millionen US-Dollar für die stillgelegte Entdeckungsbohrung „Busta“ auf der Lizenz PL782S in der Nordsee.

2023

In unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika haben wir nach weiterer Bewertung einen Aufwand vor Steuern in Höhe von 37 Millionen US-Dollar vor Steuern für Trockenbohrungskosten im Zusammenhang mit der 2020 gebohrten, stillgelegten Warka-Erkundungsbohrung auf der Lizenz PL1009 in der Norwegischen See.

In unserem Segment Alaska verbuchten wir einen Aufwand vor Steuern in Höhe von ca. 31 Millionen US-Dollar für Trockenbohrungskosten im Zusammenhang mit der Explorationsbohrung „Bear-1“.

Anmerkung 6 – Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und abgegrenzte Umweltkosten

Die Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und die abgegrenzten Umweltkosten beliefen sich zum 31. Dezember auf:

	in Millionen US-Dollar	
	2025	2024
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten	\$ 8.364	8.215
Abgegrenzte Umweltkosten	220	206
Summe Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und abgegrenzte Umweltkosten	8.584	8.421
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und abgegrenzte Umweltkosten mit einer Laufzeit von bis zu einem Jahr*	(370)	(332)
Langfristige Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und aufgelaufene Umweltkosten	\$ 8.214	8.089

*In der Bilanz unter „Sonstige Rückstellungen“ als kurzfristige Verbindlichkeit ausgewiesen.

Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten

Wir erfassen den beizulegenden Zeitwert einer Verbindlichkeit für eine ARO zum Zeitpunkt ihres Entstehens (in der Regel bei der Installation der Anlage am Produktionsstandort). Bei der erstmaligen Erfassung der Verbindlichkeit aktivieren wir die damit verbundenen Kosten für die Stilllegung von Vermögenswerten, indem wir den Buchwert der entsprechenden Sachanlagen erhöhen. Im Laufe der Zeit erhöht sich die Verbindlichkeit um die Veränderung ihres Barwerts, während die aktivierten Kosten über die Nutzungsdauer des betreffenden Vermögenswerts abgeschrieben werden. Sollten sich unsere Schätzungen dieser Verbindlichkeit in späteren Perioden ändern, nehmen wir eine Anpassung sowohl der Verbindlichkeit als auch der Sachanlagen vor. Änderungen der geschätzten Verbindlichkeiten für Vermögenswerte, die nicht mehr in Betrieb sind, werden als Wertminderung erfasst.

Wir haben zahlreiche Verpflichtungen zur Stilllegung von Anlagen (AROs), die wir gemäß Gesetz oder Vertrag erfüllen müssen, sobald eine Anlage endgültig außer Betrieb genommen wird. Die meisten dieser Verpflichtungen werden voraussichtlich erst in mehreren Jahren oder Jahrzehnten fällig und werden zum Zeitpunkt der Stilllegung aus den allgemeinen Unternehmensmitteln finanziert. Unsere größten Einzelverpflichtungen betreffen die Verschließung und Stilllegung von Bohrlöchern sowie den Abbau und die Entsorgung von Offshore-Öl- und Gasplattformen weltweit sowie von Öl- und Gasförderanlagen und Pipelines in Alaska.

In den Jahren 2025 und 2024 haben sich unsere gesamten ARO wie folgt verändert:

	in Millionen Dollar	
	2025	2024
Stand zum 1. Januar	\$ 8.215	7.227
Aufzinsung des Abschlags	366	319
Neue Verbindlichkeiten, einschließlich Akquisitionen	162	926
Änderungen der Schätzungen bestehender Verpflichtungen	(150)	140
Ausgaben für bestehende Verpflichtungen	(259)	(182)
Veräußerung von Immobilien	(186)	(6)
Währungsumrechnung	216	(209)
Stand zum 31. Dezember	\$ 8.364	8.215

Abgegrenzte Umweltkosten

Die abgegrenzten Umweltkosten beliefen sich zum 31. Dezember 2025 und 2024 auf insgesamt 220 Millionen \$ bzw. 206 Millionen \$.

Zum 31. Dezember 2025 und 2024 hatten wir Umweltkosten in Höhe von 142 Mio. \$ bzw. 139 Mio. \$ im Zusammenhang mit Sanierungsmaßnahmen in den USA und Kanada zurückgestellt. Zudem hatten wir im Bereich „Corporate and Other“ zum 31. Dezember 2025 und 2024 Umweltkosten in Höhe von 68 Mio. \$ bzw. 56 Mio. \$ für Standorte zurückgestellt, die nicht mehr in Betrieb sind. Darüber hinaus enthielten die Zahlen zum 31. Dezember 2025 und 2024 Rückstellungen in Höhe von 10 Mio. US-Dollar bzw. 11 Mio. US-Dollar, da das Unternehmen gemäß dem CERCLA oder ähnlichen Landesgesetzen als potenziell verantwortliche Partei benannt wurde. Es wird erwartet, dass die zurückgestellten Umweltverbindlichkeiten über einen Zeitraum von bis zu 30 Jahren beglichen werden.

Die erwarteten Aufwendungen für Umweltverpflichtungen, die im Rahmen verschiedener Unternehmenszusammenschlüsse übernommen wurden, werden mit einem gewichteten durchschnittlichen Abzinsungssatz von 5 Prozent abgezinst, was zum 31. Dezember 2025 zu einem Rückstellungssaldo für übernommene Umweltverbindlichkeiten in Höhe von 119 Millionen US-Dollar führt. Die insgesamt erwarteten zukünftigen, nicht abgezinsten Zahlungen im Zusammenhang mit dem Teil der abgezinsten Umweltkosten belaufen sich auf 133 Millionen US-Dollar.

Anmerkung 7 – Verbindlichkeiten

Die langfristigen Verbindlichkeiten beliefen sich zum 31. Dezember auf:

	in Millionen US-Dollar	
	2025	2024
2,4 % Anleihen mit Fälligkeit 2025	—	366
8,2 % Schuldverschreibungen, fällig 2025	—	134
3,35 % Schuldverschreibungen, fällig 2025	—	199
6,875 % Schuldverschreibungen, fällig 2026	67	67
7,8 % Schuldverschreibungen, fällig 2027	120	120
4,4 % Schuldverschreibungen, fällig 2027	422	424
3,75 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2027	196	196
4,3 % Schuldverschreibungen, fällig 2028	223	223
7,375 % Schuldverschreibungen, fällig 2029	66	66
7,0 % Schuldverschreibungen, fällig 2029	95	95
5,3 % Schuldverschreibungen, fällig 2029	84	86
6,95 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2029	705	705
4,7 % Anleihen mit Fälligkeit 2030	1.350	1.350
8,125 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2030	207	207
2,4 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2031	227	227
7,2 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2031	447	447
7,25 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2031	268	268
7,4 % Schuldverschreibungen, fällig 2031	232	232
4,85 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2032	650	650
6,8 % Anleihen mit Fälligkeit 2032	180	180
5,9 % Anleihen mit Fälligkeit 2032	505	505
5,05 % Anleihen mit Fälligkeit 2033	1.000	1.000
5,7 % Schuldverschreibungen, fällig 2034	103	103
4,15 % Anleihen mit Fälligkeit 2034	246	246
5,0 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2035	1.250	1.250
5,95 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2036	326	326
5,951 % Schuldverschreibungen mit stufenweiser Fälligkeit von 2022 bis 2037	541	573
6,6 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit im Jahr 2037	335	335
5,9 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2038	350	350
6,5 % Schuldverschreibungen, fällig 2039	1.588	1.588
3,758 % Schuldverschreibungen, fällig 2042	785	785
4,3 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2044	750	750
5,2 % Anleihen mit Fälligkeit 2045	186	186
5,95 % Anleihen mit Fälligkeit 2046	329	329
7,9 % Schuldverschreibungen, fällig 2047	60	60
4,875 % Schuldverschreibungen, fällig 2047	319	319
4,85 % Anleihen mit Fälligkeit 2048	219	219
3,8 % Anleihen mit Fälligkeit 2052	1.100	1.100
5,3 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2053	1.100	1.100
5,55 % Anleihen mit Fälligkeit 2054	1.000	1.000
5,5 % Anleihen mit Fälligkeit 2055	1.300	1.300
4,025 % Anleihen mit Fälligkeit 2062	1.770	1.770
5,7 % Anleihen mit Fälligkeit 2063	700	700
5,65 % Anleihen mit Fälligkeit 2065	650	650
Refinanzierungsanleihen für Seehafenterminal-Einnahmen, fällig 2031, mit 1,23 % – 5,05 % im Jahr 2025 und 1,78 % – 4,80 % im Jahr 2024	265	265

Anleihen zur Förderung der industriellen Entwicklung, fällig 2035, mit 1,23 % – 5,05 % im Jahr 2025 und 1,78 % – 4,22 %

im Jahr 2024	18	18
St. John the Baptist Parish, Bundesstaat Louisiana – Einnahmen-Refinanzierungsanleihen mit Fälligkeit 2037 ¹ : 200 \$ zu 2,20 %, 200 \$ zu 2,375 %, 200 \$ zu 4,05 %, 400 \$ zu 3,30 % ¹	1.000	1.000
Sonstiges	13	16
Schulden zum Nennwert	23.347	24.085
Finanzierungsleasing	801	940
Nettobetrag der noch nicht amortisierten Agios, Disagios und Emissionskosten	(704)	(701)
Gesamtverschuldung	23.444	24.324
Kurzfristige Verbindlichkeiten	(1.020)	(1.035)
Langfristige Verbindlichkeiten	\$ 22.424	23.289

¹ Zukünftige obligatorische Rückkauftermine für diese Anleihen: 1. Juli 2026 für die 2,20 %-Anleihen in Höhe von 200 Millionen \$, die 2,375 %-Anleihen in Höhe von 200 Millionen \$, die 4,05 %-Anleihen in Höhe von 200 Millionen \$ sowie am 3. Juli 2028 für die 3,30 %-Anleihen im Wert von 400 Millionen \$. Nach Ablauf der obligatorischen Rückkauftermine haben wir zudem das Recht, diese Anleihen jederzeit bis zum Fälligkeitstermin im Jahr 2037 wieder zu vermarkten.

Die Nennbeträge der langfristigen Verbindlichkeiten, ohne Finanzierungsleasingverpflichtungen, die zwischen 2026 und 2030 fällig werden, belaufen sich auf: 713 Millionen US-Dollar, wovon 600 Millionen US-Dollar auf Kommunalanleihen entfallen, die wir wiedervermarkten wollen, sowie 786 Millionen US-Dollar, 670 Millionen US-Dollar, 992 Millionen US-Dollar bzw. 1.599 Millionen US-Dollar.

2025

Im Jahr 2025 hat das Unternehmen Schulden in Höhe von 0,7 Milliarden US-Dollar bei Fälligkeit getilgt, bestehend aus 0,2 Milliarden US-Dollar unserer 3,35-Prozent-Schuldverschreibungen, 0,4 Milliarden US-Dollar unserer 2,4-Prozent-Schuldverschreibungen und 0,1 Milliarden US-Dollar unserer 8,2-Prozent-Schuldverschreibungen.

2024

Im vierten Quartal 2024 übernahmen wir Marathon Oil und übernahmen bei Abschluss der Transaktion dessen ausstehende Schulden. Kurz darauf haben wir parallele Anleihetransaktionen initiiert und abgeschlossen, bestehend aus: Rückkaufangeboten zum Barrückkauf bestimmter bestehender Schuldtitel von Marathon Oil und ConocoPhillips (mit Vorrang für die übernommenen Schuldtitel von Marathon Oil), einem Schuldneraustauschangebot zur Tilgung bestimmter Schuldtitel von Marathon Oil im Tausch gegen neue Schuldtitel von ConocoPhillips, neuen Anleiheemissionen zur Finanzierung der Rückkaufangebote sowie der Wiedervermarktung verfügbarer Kommunalanleihen. *Siehe Anmerkung 3.*

Übernahme der Schulden von Marathon Oil zum beizulegenden Zeitwert

Im Rahmen der Übernahme haben wir die öffentlich gehandelten Schuldtitel von Marathon Oil mit einem ausstehenden Kapitalbetrag von 4,6 Milliarden US-Dollar übernommen, die zum beizulegenden Zeitwert von 4,7 Milliarden US-Dollar bilanziert wurden. *Siehe Anmerkung 3.*

- 4,4 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2027 und einem Nennwert von 1.000 Millionen US-Dollar
- 5,3 %-Schuldverschreibungen, fällig 2029, mit einem Nennwert von 600 Millionen US-Dollar
- 6,8 %-Schuldverschreibungen, fällig 2032, mit einem Nennwert von 550 Millionen US-Dollar
- 5,7 %-Schuldverschreibungen, fällig 2034, mit einem Nennwert von 600 Millionen US-Dollar
- 6,6 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2037 und einem Nennwert von 750 Millionen US-Dollar
- 5,2 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2045 und einem Nennwert von 500 Millionen US-Dollar
- St. John the Baptist Parish, Bundesstaat Louisiana – Einnahmen-Refinanzierungsanleihen, fällig 2037, mit künftigen obligatorischen Rückkaufterminen am 1. Juli 2026:
 - 2,20 %-Anleihen mit einem Nennwert von 200 Millionen US-Dollar
 - 2,375 %-Anleihen mit einem Nennwert von 200 Millionen US-Dollar
 - 4,05 %-Anleihen mit einem Nennwert von 200 Millionen US-Dollar

Rückkaufangebote

Im Dezember 2024 haben wir Rückkaufangebote abgeschlossen, durch die wir Schuldtitel mit einem Gesamtnennbetrag von insgesamt 3.768 Millionen US-Dollar, wie unten aufgeführt, zurückgekauft haben. Für den Rückkauf dieser Schuldtitel haben wir Aufschläge über den Nennwert in Höhe von 283 Millionen US-Dollar gezahlt.

Zurückgekaufte Schuldtitel von Marathon Oil:

- 4,4 %-Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2027 – Teilrückkauf in Höhe von 576 Millionen US-Dollar
- 5,3 %-Schuldverschreibungen, fällig 2029 – Teilrückkauf in Höhe von 514 Millionen US-Dollar
- 6,8 %-Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2032 – Teilrückkauf in Höhe von 370 Millionen US-Dollar
- 5,7 %-Anleihen mit Fälligkeit 2034 – Teilrückkauf in Höhe von 497 Millionen US-Dollar
- 6,6 %-Anleihen mit Fälligkeit 2037: Teilrückkauf in Höhe von 415 Millionen US-Dollar
- 5,2 %-Anleihen mit Fälligkeit 2045 – Teilrückkauf in Höhe von 314 Millionen US-Dollar

Rückkauf von ConocoPhillips-Schuldtiteln:

- 7,8 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2027 und einem Nennwert von 203 Millionen US-Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 83 Millionen US-Dollar)
- 7,0 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2029 und einem Nennwert von 112 Millionen US-Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 17 Millionen US-Dollar)
- 7,375 %-Schuldverschreibungen mit Fälligkeit im Jahr 2029 und einem Nennwert von 92 Millionen US-Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 26 Millionen US-Dollar)
- 6,95 %-Schuldverschreibungen mit Fälligkeit im Jahr 2029 und einem Nennwert von 1.195 Millionen Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 490 Millionen Dollar)
- 8,125 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit im Jahr 2030 und einem Nennwert von 390 Millionen Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 183 Millionen Dollar)
- 7,4 % Schuldverschreibungen mit Fälligkeit im Jahr 2031 und einem Nennwert von 382 Millionen US-Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 151 Millionen US-Dollar)
- 7,25 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2031 und einem Nennwert von 400 Millionen US-Dollar (Teilrückkauf in Höhe von 132 Millionen US-Dollar)

Umtauschangebot

Gleichzeitig haben wir im Dezember 2024 ein Umtauschangebot abgeschlossen, im Rahmen dessen bestehende Anleihen von Marathon Oil mit einem Gesamtnennbetrag von 863 Millionen US-Dollar eingereicht und im Tausch gegen neue Anleihen von ConocoPhillips im Wert von 862 Millionen US-Dollar angenommen wurden. Die Umtauschangebote wurden für Rechnungslegungszwecke als Umschuldungen behandelt, was dazu führte, dass ein Teil des noch nicht amortisierten Emissionsabschlags und der Emissionsaufschläge der bestehenden Anleihen an den Abrechnungstagen der Umtauschangebote den neuen Anleihen zugeordnet wurde. Im Rahmen dieses Umtauschangebots wurden keine Prämien an die Anleihegläubiger gezahlt.

Bei den im Rahmen der Umtauschangebote eingereichten und angenommenen Schuldverschreibungen handelte es sich um:

- 4,4 %-Anleihen mit Fälligkeit 2027 – Teilumtausch in Höhe von 228 Millionen US-Dollar
- 5,3 %-Anleihen mit Fälligkeit 2029 – Teilumtausch in Höhe von 59 Millionen US-Dollar
- 6,8 %-Schuldverschreibungen mit Fälligkeit 2032 – Teilumtausch in Höhe von 102 Millionen US-Dollar
- 5,7 %-Anleihen mit Fälligkeit 2034 – Teilumtausch in Höhe von 63 Millionen US-Dollar
- 6,6 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2037 – Teilumtausch in Höhe von 259 Millionen US-Dollar
- 5,2 %-Anleihen mit Fälligkeit 2045 – teilweiser Umtausch in Höhe von 151 Millionen US-Dollar

Neue Anleiheemission

Im Dezember 2024 haben wir im Rahmen unserer universellen Rahmenregistrierungserklärung und unseres Prospektnachtrags neue Anleihen im Wert von 5,2 Milliarden US-Dollar begeben, bestehend aus den folgenden neuen Anleihen, und die Erlöse wie beschrieben zum Rückkauf bestehender Anleihen verwendet:

- 4,7 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2030 und einem Nennwert von 1.350 Millionen US-Dollar
- 4,85 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2032 und einem Nennwert von 650 Millionen US-Dollar
- 5,0 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2035 und einem Nennwert von 1.250 Millionen US-Dollar
- 5,5 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2055 und einem Nennwert von 1.300 Millionen US-Dollar
- 5,65 %-Anleihen mit Fälligkeit im Jahr 2065 und einem Nennwert von 650 Millionen US-Dollar

Wiedervermarktung und Emission von Kommunalanleihen

Wir haben eine Wiedervermarktung von Anleihen der Unterserie 2017C im Wert von 400 Millionen US-Dollar abgeschlossen, die Teil der „Revenue Refunding Bonds Series 2017“ der Gemeinde St. John the Baptist im Bundesstaat Louisiana im Gesamtwert von 1 Milliarde US-Dollar sind. Die Anleihen unterliegen einem Zinssatz von 3,30 % und einem obligatorischen Rückkauftermin am 3. Juli 2028.

Infolge der oben beschriebenen gleichzeitigen Anleihetransaktionen haben wir einen Nettoverlust aus der Tilgung von Verbindlichkeiten in Höhe von 173 Millionen US-Dollar verbucht, der in der Position „Sonstige Aufwendungen“ unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten ist.

Sonstige Anleihetransaktionen

Abgesehen von den oben beschriebenen gleichzeitigen Anleihetransaktionen hat das Unternehmen im November 2024 unsere 3,35-%-Schuldverschreibungen mit einem Nennwert von 265 Millionen US-Dollar bei Fälligkeit getilgt und im März 2024 unsere 2,125-%-

Schuldverschreibungen mit einem Nennwert von 461 Millionen US-Dollar bei Fälligkeit getilgt.

Informationen zur revolvingierenden Kreditfazilität und zum Kreditrating

Im Februar 2025 haben wir unsere revolvingierende Kreditfazilität refinanziert, wobei wir den Gesamtnennbetrag von 5,5 Milliarden US-Dollar beibehalten und die Laufzeit bis Februar 2030 verlängert haben. Unsere revolvingierende Kreditfazilität kann für direkte Bankkredite, die Ausstellung von Akkreditiven in Höhe von insgesamt bis zu 500 Millionen US-Dollar oder zur Unterstützung unseres Commercial-Paper-Programms genutzt werden. Die revolvingierende Kreditfazilität ist breit unter Finanzinstituten syndiziert und enthält keine Klauseln über wesentliche nachteilige Veränderungen sowie keine Auflagen, die die Einhaltung bestimmter Finanzkennzahlen oder Kreditratings vorschreiben. Der Kreditvertrag enthält eine Cross-Default-Klausel für den Fall, dass ConocoPhillips oder eine seiner konsolidierten Tochtergesellschaften die Tilgung oder Zinszahlung für andere Schuldverpflichtungen in Höhe von 200 Millionen US-Dollar oder mehr versäumt. Der Betrag der Fazilität unterliegt vor ihrem Ablaufdatum keiner Neubestimmung.

Die Inanspruchnahme der Kreditfazilität kann mit einer Zinsmarge über dem Secured Overnight Financing Rate (SOFR) verzinst werden. Der Kreditvertrag sieht Bereitstellungsgebühren für verfügbare, aber nicht in Anspruch genommene Beträge vor. Der Kreditvertrag enthält zudem Rechte zur vorzeitigen Kündigung, falls unsere derzeitigen Vorstandsmitglieder oder deren genehmigte Nachfolger nicht mehr die Mehrheit im Vorstand stellen.

Die revolvingierende Kreditfazilität unterstützt unsere Fähigkeit, Commercial Paper im Wert von bis zu 5,5 Milliarden US-Dollar zu begeben. Commercial Paper ist in der Regel auf Laufzeiten von 90 Tagen begrenzt und wird in unserer konsolidierten Bilanz unter den kurzfristigen Verbindlichkeiten ausgewiesen. Da keine Commercial-Paper-Papiere ausstehend waren und keine direkten Kreditaufnahmen oder Akkreditive bestanden, standen uns zum 31. Dezember 2025 und 2024 im Rahmen unserer revolvingierenden Kreditfazilität 5,5 Milliarden US-Dollar an verfügbarer Kreditkapazität zur Verfügung.

Informationen zu Finanzierungsleasingverträgen *finden Sie in Anmerkung 13.*

Die aktuellen Kreditratings für unsere langfristigen Verbindlichkeiten lauten:

- Fitch: „A“ mit „stabilem“ Ausblick
- S&P: „A-“ mit „stabilem“ Ausblick
- Moody's: „A2“ mit „stabilem“ Ausblick

Für keine unserer Unternehmensanleihen bestehen Rating-Trigger, die einen automatischen Zahlungsausfall auslösen und damit unseren Zugang zu Liquidität im Falle einer Herabstufung unserer Bonitätsratings beeinträchtigen würden. Sollten unsere Bonitätsratings gegenüber dem aktuellen Niveau herabgestuft werden, könnte dies die Kosten der uns zur Verfügung stehenden Unternehmensanleihen erhöhen und unseren Zugang zu den Commercial-Paper-Märkten einschränken. Sollten sich unsere Bonitätsratings auf ein Niveau verschlechtern, das uns den Zugang zum Commercial-Paper-Markt verwehrt, wären wir dennoch in der Lage, im Rahmen unserer revolvingierenden Kreditfazilität Mittel in Anspruch zu nehmen.

Sowohl zum 31. Dezember 2025 als auch zum 31. Dezember 2024 hatten wir bestimmte variabel verzinsliche Aufrufanleihen (VRDBs) in Höhe von 283 Millionen US-Dollar im Umlauf, deren Laufzeiten bis 2035 reichen. Die VRDBs sind nach Wahl der Anleihegläubiger an jedem Geschäftstag rückzahlbar. Sollten sie jemals zurückgezahlt werden, haben wir die Möglichkeit und die Absicht, eine langfristige Refinanzierung vorzunehmen; daher sind die VRDBs in der Position „Langfristige Verbindlichkeiten“ unserer Konzernbilanz ausgewiesen.

Anmerkung 8 – Bürgschaften

Zum 31. Dezember 2025 bestanden für uns bestimmte bedingte Verpflichtungen aus verschiedenen vertraglichen Vereinbarungen, wie nachstehend beschrieben. Wir erfassen bei Entstehung eine Verbindlichkeit in Höhe des beizulegenden Zeitwerts unserer Verpflichtung als Bürge für neu ausgestellte oder geänderte Bürgschaften. Sofern der Buchwert der Verbindlichkeit nicht nachstehend angegeben ist, haben wir keine Verbindlichkeit erfasst, da der beizulegende Zeitwert der Verpflichtung unwesentlich ist. Sofern nicht anders angegeben, erbringen wir derzeit zudem keine nennenswerten Leistungen im Rahmen der Bürgschaft und erwarten, dass künftige Leistungen entweder unwesentlich sind oder nur mit geringer Wahrscheinlichkeit eintreten werden.

APLNG-Garantien

Zum 31. Dezember 2025 bestanden mehrere ausstehende Garantien im Zusammenhang mit unserer 47,5-prozentigen Beteiligung an APLNG.

Nachfolgend finden Sie eine Beschreibung der Garantien, deren Werte unter Verwendung der Wechselkurse vom Dezember 2025 berechnet wurden:

- Im dritten Quartal 2016 haben wir eine Garantie gewährt, um die Entnahme unseres anteiligen Betrags aus einem Projektfinanzierungs-Rücklagenkonto zu ermöglichen. Wir schätzen die verbleibende Laufzeit dieser Garantie auf fünf Jahre. Unser maximales Risiko aus dieser Bürgschaft beträgt etwa 210 Millionen US-Dollar und kann fällig werden, falls die Projektfinanzierungsgläubiger Vollstreckungsmaßnahmen gegen APLNG einleiten. Zum 31. Dezember 2025 belief sich der Buchwert dieser Bürgschaft auf etwa 14 Millionen US-Dollar.
- Im Zusammenhang mit unserem ursprünglichen Erwerb einer Beteiligung an APLNG von Origin Energy Limited im Oktober 2008 haben wir vereinbart, Origin Energy Limited unseren Anteil an der bestehenden Eventualverbindlichkeit zu erstatten, die sich aus Bürgschaften für eine bestehende Verpflichtung von APLNG zur Lieferung von Erdgas im Rahmen mehrerer Kaufverträge ergibt. Die letzte Bürgschaft läuft im vierten Quartal 2041 aus. Unsere maximale potenzielle Verbindlichkeit für zukünftige Zahlungen – oder Kosten für die Liefermengen – im Rahmen dieser Bürgschaften wird auf 600 Millionen Dollar geschätzt (1,0 Milliarden Dollar im Falle einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Vertragsverletzung) und würde fällig werden, wenn APLNG seinen Verpflichtungen aus diesen Vereinbarungen nicht nachkommt und diese Verpflichtungen nicht anderweitig gemindert werden können. Zukünftige Zahlungen werden als unwahrscheinlich angesehen, da die Zahlungen bzw. die Kosten für die Liefermengen nur dann fällig würden, wenn APLNG nicht über genügend Erdgas verfügt, um diese Verkaufsverpflichtungen zu erfüllen, und wenn die Partnerunternehmen die erforderlichen Eigenkapitalzuführungen in APLNG nicht leisten.
- Wir haben die Erfüllung der Verpflichtungen von APLNG im Zusammenhang mit bestimmten anderen Verträgen garantiert, die im Rahmen der weiteren Entwicklung des Projekts abgeschlossen wurden. Die Garantien haben eine Restlaufzeit von 11 bis 20 Jahren oder entsprechen der Laufzeit des Joint Ventures. Der maximale potenzielle Betrag künftiger Zahlungen im Zusammenhang mit diesen Garantien beläuft sich auf etwa 520 Millionen US-Dollar und würde fällig werden, falls APLNG seinen Verpflichtungen nicht nachkommt. Zum 31. Dezember 2025 belief sich der Buchwert dieser Garantien auf rund 35 Millionen US-Dollar.

Garantien von QatarEnergy LNG Limited

Wir haben als Gesellschafter von NFE4 und NFS3 für unseren Anteil an bestimmten steuerlichen und sonstigen Verpflichtungen des Joint Ventures gebürgt. Diese Bürgschaften haben eine Laufzeit von etwa 30 Jahren ohne Höchstgrenze. Zum 31. Dezember 2025 betrug der Buchwert dieser Bürgschaften etwa 14 Millionen US-Dollar.

Garantien in Äquatorialguinea

Wir haben als Gesellschafter sowohl bei Equatorial Guinea LNG Operations, S.A., einer hundertprozentigen Tochtergesellschaft von Equatorial Guinea LNG Holdings Limited, als auch bei Alba Plant LLC Zahlungsverpflichtungen im Zusammenhang mit bestimmten Vereinbarungen zur Verarbeitung von Gas Dritter garantiert. Diese Garantien haben noch eine Laufzeit von zwei Jahren, und die potenziellen maximalen zukünftigen Zahlungen im Zusammenhang mit diesen Garantien belaufen sich auf etwa 116 Millionen US-Dollar. Zum 31. Dezember 2025 betrug der Buchwert dieser Garantien etwa 4 Millionen US-Dollar.

Sonstige Garantien

Wir haben weitere Garantien mit potenziellen maximalen zukünftigen Zahlungsbeträgen in Höhe von insgesamt rund 580 Millionen US-Dollar, die sich hauptsächlich aus Garantien für den Restwert von gemieteten Bürogebäuden und Garantien für den Restwert von Firmenflugzeugen zusammensetzen. Diese Garantien haben eine Restlaufzeit von einem bis fünf Jahren und würden fällig werden, wenn bestimmte Vermögenswerte am Ende der Miet- oder Vertragslaufzeit unter den garantierten Beträgen liegen, sich die Geschäftsbedingungen bei den garantierten Unternehmen verschlechtern oder wenn die garantierten Parteien ihre vertraglichen Verpflichtungen nicht erfüllen. Zum 31. Dezember 2025 wurde für diese Garantien keine Verbindlichkeit ausgewiesen.

Entschädigungszusagen

Im Laufe der Jahre haben wir Vereinbarungen zum Verkauf von Beteiligungen an bestimmten juristischen Personen, Joint Ventures und Vermögenswerten geschlossen, aus denen sich qualifizierte Entschädigungszusagen ergaben. Diese Vereinbarungen umfassen Entschädigungszusagen für Steuern und Umweltverbindlichkeiten. Der zum 31. Dezember 2025 für diese Entschädigungszusagen erfasste Buchwert betrug

rund 30 Millionen US-Dollar. Die mit Umweltfragen verbundenen Verpflichtungen haben in der Regel eine unbefristete Laufzeit, und die Höchstbeträge künftiger Zahlungen sind im Allgemeinen unbegrenzt. Obwohl es durchaus möglich ist, dass künftige Zahlungen die ausgewiesenen Beträge übersteigen, ist es aufgrund der Art der Entschädigungsverpflichtungen nicht möglich, eine vernünftige Schätzung des potenziellen Höchstbetrags künftiger Zahlungen vorzunehmen. Weitere Informationen zu Umweltverbindlichkeiten finden Sie in *Anmerkung 9*.

Anmerkung 9 – Eventualverbindlichkeiten und Verpflichtungen

Gegen ConocoPhillips wurden eine Reihe von Klagen eingereicht, die verschiedene Ansprüche im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit betreffen. Möglicherweise sind wir zudem verpflichtet, die Auswirkungen auf die Umwelt zu beseitigen oder zu mindern, die durch die Einlagerung, Lagerung, Entsorgung oder Freisetzung bestimmter chemischer, mineralischer und erdöhlhaltiger Stoffe an verschiedenen aktiven und stillgelegten Standorten entstanden sind. Wir prüfen regelmäßig, ob diese Eventualverbindlichkeiten bilanziell zu erfassen oder offenzulegen sind. Bei allen bekannten Eventualverbindlichkeiten (mit Ausnahme derjenigen im Zusammenhang mit Ertragsteuern) bilden wir eine Rückstellung, wenn der Verlust wahrscheinlich ist und der Betrag vernünftig geschätzt werden kann. Lässt sich eine Bandbreite von Beträgen vernünftig schätzen und ist kein Betrag innerhalb dieser Bandbreite eine bessere Schätzung als ein anderer, wird der untere Wert der Bandbreite als Rückstellung erfasst. Wir mindern diese Verbindlichkeiten nicht um potenzielle Versicherungsleistungen oder Rückerstattungen durch Dritte. Gegebenenfalls bilden wir Forderungen aus Versicherungsleistungen oder anderen Rückerstattungen durch Dritte. In Bezug auf Ertragsteuer-bezogene Eventualverbindlichkeiten wenden wir eine kumulative, wahrscheinlichkeitsgewichtete Rückstellung für Verluste an, wenn die Durchsetzbarkeit einer Steuerposition nicht mit Sicherheit gegeben ist. Weitere Informationen zu Ertragsteuer-bezogenen Eventualverbindlichkeiten finden Sie in *Anmerkung 15*.

Auf der Grundlage der derzeit verfügbaren Informationen halten wir es für unwahrscheinlich, dass zukünftige Kosten im Zusammenhang mit bekannten Eventualverbindlichkeiten die derzeitigen Rückstellungen um einen Betrag übersteigen werden, der wesentliche nachteilige Auswirkungen auf unseren Konzernabschluss hätte. Sobald uns neue Fakten zu Eventualverbindlichkeiten bekannt werden, überprüfen wir unsere Einschätzung sowohl hinsichtlich der gebildeten Rückstellungen als auch anderer potenzieller Risiken. Zu den Schätzungen, die besonders empfindlich auf zukünftige Veränderungen reagieren, gehören Eventualverbindlichkeiten, die für Umweltsanierungen, steuerliche und rechtliche Angelegenheiten ausgewiesen werden. Die geschätzten künftigen Kosten für Umweltsanierungen können sich aufgrund verschiedener Faktoren ändern, darunter die ungewisse Höhe der Sanierungskosten, der unbekannte Zeitpunkt und Umfang der möglicherweise erforderlichen Sanierungsmaßnahmen sowie die Feststellung unserer Haftung im Verhältnis zu der anderer verantwortlicher Parteien. Die geschätzten künftigen Kosten im Zusammenhang mit steuerlichen und rechtlichen Angelegenheiten können sich im Zuge der weiteren Entwicklung der Ereignisse und der Verfügbarkeit zusätzlicher Informationen während der Verwaltungs- und Gerichtsverfahren ändern.

Umwelt

Wir unterliegen internationalen, bundesstaatlichen, landesweiten und lokalen Umweltgesetzen und -vorschriften und bilden Rückstellungen für Umweltverbindlichkeiten auf der Grundlage der bestmöglichen Schätzungen der Unternehmensleitung. Diese Schätzungen basieren auf derzeit verfügbaren Fakten, dem Stand der Technik sowie den derzeit geltenden Gesetzen und Vorschriften unter Berücksichtigung von Interessen der Stakeholder und geschäftlichen Erwägungen. Bei der Bewertung von Umweltverbindlichkeiten berücksichtigen wir zudem unsere bisherigen Erfahrungen bei der Sanierung kontaminierter Standorte, die Sanierungserfahrungen anderer Unternehmen sowie Daten, die von der US-Umweltschutzbehörde (EPA) oder anderen Organisationen veröffentlicht wurden. Bei der Ermittlung von Umweltverbindlichkeiten berücksichtigen wir auch noch nicht geltend gemachte Ansprüche und bilden Rückstellungen dafür in der Periode, in der diese sowohl wahrscheinlich als auch angemessen schätzbar sind.

Obwohl die Haftung der potenziell Verantwortlichen für Umweltsanierungskosten bei Standorten auf Bundesebene in der Regel gesamtschuldnerisch ist und dies häufig auch für andere Standorte gilt, sind wir in der Regel nur eines von vielen Unternehmen, die an einem bestimmten Standort genannt werden. Aufgrund der gesamtschuldnerischen Haftung könnten wir für alle Sanierungskosten im Zusammenhang mit jedem Standort verantwortlich sein, an dem wir als potenziell verantwortliche Partei benannt wurden. Bislang ist es uns gelungen, die Sanierungskosten mit anderen finanziell soliden Unternehmen zu teilen. Viele der Standorte, an denen wir potenziell haftbar sind, werden noch von der US-Umweltschutzbehörde (EPA) oder der zuständigen Behörde untersucht. Vor der eigentlichen Sanierung begutachten die potenziell Verantwortlichen in der Regel den Zustand des Standorts, legen die Verantwortlichkeiten fest und bestimmen die geeigneten Sanierungsmaßnahmen. In einigen Fällen besteht für uns möglicherweise keine Haftung oder es kommt zu einem Haftungsvergleich. Wenn es den Anschein hat, dass andere potenziell verantwortliche Parteien finanziell nicht in der Lage sind, ihren anteiligen Anteil zu tragen, berücksichtigen wir diese Unfähigkeit bei der Schätzung unserer potenziellen Haftung und passen unsere Rückstellungen entsprechend an. Infolge verschiedener Akquisitionen in der Vergangenheit haben wir bestimmte Umweltverpflichtungen übernommen. Einige dieser Umweltverpflichtungen werden durch Entschädigungszusagen Dritter zu unseren Gunsten gemildert, wobei einige dieser Entschädigungszusagen finanziellen Obergrenzen und zeitlichen Begrenzungen unterliegen.

Derzeit beteiligen wir uns an Umweltgutachten und Sanierungsmaßnahmen an zahlreichen „Superfund“-Standorten des Bundes sowie an anderen vergleichbaren Standorten auf Landes- und internationaler Ebene. Nach einer Bewertung der Umweltrisiken hinsichtlich Sanierungs- und sonstiger Kosten bilden wir Rückstellungen auf nicht diskontierter Basis (mit Ausnahme der im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses erworbenen Verpflichtungen, die wir auf diskontierter Basis erfassen) für geplante Untersuchungs- und Sanierungsmaßnahmen an Standorten, an denen mit hoher Wahrscheinlichkeit künftige Kosten anfallen werden und diese Kosten vernünftig geschätzt werden können. Wir haben diese Rückstellungen nicht um mögliche Versicherungserstattungen gekürzt. In Zukunft könnten wir an weiteren Umweltgutachten, Sanierungsmaßnahmen und Verfahren beteiligt sein.

Eine Zusammenfassung unserer zurückgestellten Umweltverbindlichkeiten finden Sie in *Anmerkung 6*.

Rechtsstreitigkeiten und sonstige Eventualverbindlichkeiten

Wir sind Gegenstand verschiedener Rechtsstreitigkeiten und Ansprüche, unter anderem in Bezug auf Öl- und Gas-Lizenzgebühren und Fördersteuerzahlungen, Gasmess- und Bewertungsmethoden, Vertragsstreitigkeiten, Umweltschäden, Klimawandel, Personenschäden und Sachschäden. Unsere Hauptrisiken in diesen Angelegenheiten beziehen sich auf angebliche Unterzahlungen von Lizenzgebühren und Steuern auf bestimmten Bundes-, Landes- und Privatgrundstücken, Ansprüche wegen angeblicher Umweltverschmutzung und Schäden aus früheren Betriebsaktivitäten sowie auf den Klimawandel. Wir werden uns in diesen Angelegenheiten weiterhin energisch verteidigen.

Unsere Rechtsabteilung wendet ihr Wissen, ihre Erfahrung und ihr fachliches Urteilsvermögen auf die spezifischen Merkmale unserer Fälle an und nutzt dabei einen Prozessmanagement-Ansatz, um die gegen uns geführten Gerichtsverfahren zu steuern und zu überwachen. Unser Prozess ermöglicht die frühzeitige Bewertung und Quantifizierung potenzieller Risiken in einzelnen Fällen. Dieser Prozess ermöglicht es uns zudem, jene Fälle zu verfolgen, für die ein Gerichtstermin und/oder ein Mediationsverfahren angesetzt wurde. Auf der Grundlage von fachlichem Urteilsvermögen und Erfahrung im Umgang mit diesen Instrumenten des Prozessmanagements sowie der verfügbaren Informationen über aktuelle Entwicklungen in allen unseren Fällen bewertet unsere Rechtsabteilung regelmäßig die Angemessenheit der aktuellen Rückstellungen und entscheidet, ob eine Anpassung bestehender Rückstellungen oder die Bildung neuer Rückstellungen erforderlich ist.

Wir haben Eventualverbindlichkeiten, die sich aus Durchsatzvereinbarungen mit Pipeline- und Verarbeitungsunternehmen ergeben, die nicht mit Finanzierungsvereinbarungen verbunden sind. Im Rahmen dieser Vereinbarungen können wir verpflichtet sein, solchen Unternehmen zusätzliche Mittel in Form von Vorschüssen und Strafzahlungen für nicht genutzte Durchsatzkapazitäten zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2025 durch Akkreditive in Höhe von 331 Millionen US-Dollar (ausgestellt als direkte Bankakkreditive) besicherte Leistungsverpflichtungen im Zusammenhang mit verschiedenen Abnahmeverpflichtungen für Materialien, Lieferungen, kommerzielle Aktivitäten und Dienstleistungen, die mit der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit verbunden sind.

Im Jahr 2007 enteignete die venezolanische Regierung die Anteile von ConocoPhillips an den Schweröl-Projekten Petrozuata und Hamaca sowie am Offshore-Erschließungsprojekt Corocoro. Als Reaktion darauf leitete ConocoPhillips ein internationales Schiedsverfahren vor dem ICSID ein. Im März 2019 verurteilte ein ICSID-Schiedsgericht die venezolanische Regierung einstimmig zur Zahlung von rund 8,7 Milliarden US-Dollar (später auf 8,5 Milliarden US-Dollar reduziert) zuzüglich Zinsen an ConocoPhillips wegen der rechtswidrigen Enteignung der Projekte. Am 22. Januar 2025 wies ein ICSID-Anfechtungsausschuss den Antrag Venezuelas auf Aufhebung der Entscheidung des Schiedsgerichts zurück und bestätigte den Schiedsspruch in Höhe von 8,5 Milliarden US-Dollar zuzüglich Zinsen in vollem Umfang. Separate Schiedsverfahren vor der ICC führten zu weiteren Schiedssprüchen gegen Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) und drei ihrer Tochtergesellschaften, darunter ein Schiedsspruch in Höhe von rund 2 Milliarden US-Dollar zuzüglich Zinsen für die Projekte Petrozuata und Hamaca sowie ein Schiedsspruch in Höhe von 33 Millionen US-Dollar für das Corocoro-Projekt zuzüglich Zinsen. Insgesamt hat das Unternehmen bis zum 31. Dezember 2025 rund 794 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit dem ersten ICC-Schiedsspruch erhalten. Die Vollstreckungsmaßnahmen für alle drei Schiedssprüche laufen derzeit noch.

ConocoPhillips hat sichergestellt, dass alle Maßnahmen im Zusammenhang mit diesen Schiedssprüchen alle einschlägigen US-amerikanischen regulatorischen Anforderungen erfüllen, einschließlich derjenigen im Zusammenhang mit etwaigen von den USA gegen Venezuela verhängten Sanktionen.

Seit 2017 haben staatliche Stellen und Einzelpersonen in mehreren Bundesstaaten und Territorien der USA Klagen gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter ConocoPhillips, eingereicht, um Schadenersatz und billigkeitsrechtliche Abhilfe zur Eindämmung angeblicher klimawandelbedingter Auswirkungen zu erwirken. Es wird erwartet, dass weitere Klagen mit ähnlichen Vorwürfen eingereicht werden. Da es sich um rechtlich und sachlich beispiellose Sachverhalte handelt, besteht erhebliche Unsicherheit hinsichtlich des Umfangs der Ansprüche und der geltend gemachten Schäden sowie möglicher Auswirkungen auf die Finanzlage des Unternehmens. ConocoPhillips ist der Ansicht, dass diese Klagen sachlich und rechtlich unbegründet sind und kein geeignetes Mittel darstellen, um die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen anzugehen, und wird sich gegen solche Klagen energisch verteidigen.

Mehrere Parishes in Louisiana sowie der Bundesstaat Louisiana haben im Rahmen des „State and Local Coastal Resources Management Act“ (SLCRMA) von Louisiana zahlreiche Klagen gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter ConocoPhillips, eingereicht, um Schadenersatz für die Verschmutzung und Erosion der Küstenlinie von Louisiana zu erwirken, die angeblich durch frühere Öl- und Gasförderungen verursacht wurden. Unternehmen von ConocoPhillips sind Beklagte in mehreren dieser Klagen und werden sich energisch gegen diese verteidigen.

Da die von den Klägern vorgebrachten SLCRMA-Argumente beispiellos sind, besteht Unsicherheit hinsichtlich dieser Ansprüche (sowohl hinsichtlich des Umfangs als auch der Schadenersatzsummen), und wir prüfen weiterhin unser Risiko in diesen Rechtsstreitigkeiten und evaluieren gleichzeitig Optionen für eine frühzeitige Beilegung.

Im Oktober 2020 wies das Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) die früheren Eigentümer der Outer Continental Shelf (OCS)-Pacht P-0166, darunter ConocoPhillips, an, die Pachtanlagen, darunter zwei Offshore-Plattformen in der Nähe von Carpinteria, Kalifornien, stillzulegen. Diese Anordnung erfolgte, nachdem der derzeitige Eigentümer der OCS-Pacht P-0166 die Pacht aufgegeben und die Pachtplattformen sowie die Anlagen aufgegeben hatte. Die Anordnung des BSEE an ConocoPhillips beruht auf der Verbindung des Unternehmens zur Phillips Petroleum Company, einem Vorgängerunternehmen von ConocoPhillips, das früher eine Beteiligung von 25 Prozent an dieser Pacht hielt und diese Anlagen betrieb, seine Beteiligung jedoch vor etwa 30 Jahren verkaufte. ConocoPhillips prüft weiterhin sein Risiko in dieser Angelegenheit.

Im Juli 2021 wurde vor dem US-Bezirksgericht für den südlichen Bezirk von Texas eine Sammelklage nach dem Bundeswertpapierrecht gegen Concho Resources Inc. (Concho), bestimmte Führungskräfte von Concho sowie ConocoPhillips als Rechtsnachfolger von Concho eingereicht. Am 21. Oktober 2021 erließ das Gericht einen Beschluss, mit dem Utah Retirement Systems und der Construction Laborers Pension Trust for Southern California zu Hauptklägern (Lead Plaintiffs) bestellt wurden. Am 7. Januar 2022 reichten die Hauptkläger ihre konsolidierte Klage ein, in der sie geltend machten, dass Concho wesentlich falsche und irreführende Angaben zu seinem Geschäft und seinen Betriebsabläufen gemacht habe, was einen Verstoß gegen die Bundeswertpapiergesetze darstelle, und in der sie nicht näher bezifferten Schadensersatz, Anwaltskosten, Kosten, billigkeitsrechtliche/unterlassungsrechtliche Rechtsbehelfe sowie sonstige Rechtsbehelfe, die als angemessen erachtet werden könnten, forderten. Die Beklagten reichten am 8. März 2022 einen Antrag auf Abweisung der konsolidierten Klage ein. Am 23. Juni 2023 wies das Gericht den Antrag der Beklagten in Bezug auf die meisten Beklagten, einschließlich Concho/ConocoPhillips, zurück. Am 7. April 2025 erkannte das Gericht eine Sammelklage an. Wir sind der Ansicht, dass die Vorwürfe in diesem Verfahren unbegründet sind, und verteidigen uns in diesem Rechtsstreit energisch.

ConocoPhillips ist in einen anhängigen Rechtsstreit mit Geschäftspartnern verwickelt, der die Rechtmäßigkeit seiner Erklärungen zur höheren Gewalt im Anschluss an den Wintersturm „Uri“ im Jahr 2021 betrifft. Wir halten diese Forderung für unbegründet und verteidigen uns in diesem Rechtsstreit energisch.

Langfristige bedingungslose Abnahmeverpflichtungen und Zusagen, einschließlich Durchsatz- und Take-or-Pay-Vereinbarungen Wir haben bestimmte Durchsatzvereinbarungen und Take-or-Pay-Vereinbarungen zur Unterstützung von Finanzierungsvereinbarungen abgeschlossen. Die Vereinbarungen beziehen sich in erster Linie auf Abnahmeverpflichtungen für LNG. Der feste und bestimmbare Anteil der verbleibenden geschätzten Zahlungen im Rahmen dieser verschiedenen Vereinbarungen zum 31. Dezember 2025 beträgt: 2026 – 7 Millionen US-Dollar; 2027 – 7 Millionen US-Dollar; 2028 – 397 Millionen US-Dollar; 2029 – 558 Millionen US-Dollar; 2030 – 602 Millionen US-Dollar; sowie 2031 und danach – 23 Milliarden US-Dollar. Im Allgemeinen umfassen die variablen Komponenten dieser Verpflichtungen Rohstoff-Terminpreise und geschätzte zukünftige Inflationsraten. Es wird erwartet, dass die im Rahmen dieser Verpflichtungen getätigten LNG-Käufe in denselben oder annähernd denselben Zeiträumen durch Zahlungseingänge aus den damit verbundenen Verkaufstransaktionen ausgeglichen werden. Die Gesamtzahlungen im Rahmen dieser Vereinbarungen beliefen sich im Jahr 2025 auf 25 Millionen US-Dollar, im Jahr 2024 auf 24 Millionen US-Dollar und im Jahr 2023 auf 26 Millionen US-Dollar.

Anmerkung 10 – Derivate und Finanzinstrumente

Wir setzen Terminkontrakte, Swaps und Optionen in verschiedenen Märkten ein, um den Bedürfnissen unserer Kunden gerecht zu werden, Marktchancen zu nutzen und Wechselkursrisiken zu steuern.

Rohstoffderivate

Unser Rohstoffgeschäft umfasst in erster Linie Erdgas, Rohöl, Bitumen, NGLs, LNG und Strom.

Rohstoffderivate werden in unserer Konzernbilanz zum beizulegenden Zeitwert ausgewiesen. Sofern für diese Salden ein Aufrechnungsrecht besteht, werden sie auf Nettobasis dargestellt. Die damit verbundenen Zahlungsströme werden in unserer Konzern-Kapitalflussrechnung als operative Tätigkeiten erfasst. In unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung werden Gewinne und Verluste entweder brutto erfasst, wenn sie in direktem Zusammenhang mit unserem physischen Geschäft stehen, oder netto, wenn sie zu Handelszwecken gehalten werden. Gewinne und Verluste aus Kontrakten, die die Voraussetzungen erfüllen und mit der NPNS-Ausnahme designiert sind, werden bei der Abwicklung erfasst. Wir wenden diese Ausnahme in der Regel auf berechnete Rohölkontrakte und bestimmte Gaskontrakte an. Wir wenden für unsere Rohstoffderivate kein Hedge Accounting an.

Die folgende Tabelle zeigt die Brutto-Beizulegungswerte unserer Rohstoffderivate, ohne Sicherheiten, in unserer Konzernbilanz:

	in Millionen Dollar	
	2025	2024
Vermögenswerte		
Vorausgezahlte Aufwendungen und sonstige kurzfristige Vermögenswerte	\$ 491	394
Sonstige Vermögenswerte	113	94
Verbindlichkeiten		
Sonstige Rückstellungen	438	397
Sonstige Verbindlichkeiten und abgegrenzte Gutschriften	100	83

Die in unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Gewinne (Verluste) aus Rohstoffderivaten sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	2025	in Millionen Dollar	
		2024	2023
Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge	\$ 230	133	86
Sonstige Erträge	(8)	(4)	(6)
Eingekaufte Rohstoffe	(97)	(133)	(90)

Die folgende Tabelle fasst unsere Nettoengagements aus ausstehenden Rohstoffderivatkontrakten zusammen:

	Offene Position Long/(Short)	
	2025	2024
Rohstoff		
Erdgas und Strom (BCF-Äquivalent) Festpreis	(15)	(17)
Basis	(17)	—

Zinsderivate

Im Jahr 2023 schloss PALNG Zinsswaps ab, durch die 60 Prozent der prognostizierten ausstehenden Darlehen zur Finanzierung der Entwicklungs- und Baukosten der Phase 1 von variablen auf feste Zinssätze umgestellt wurden. Im Jahr 2024 hob PALNG die Einstufung eines Teils der Zinsswaps als Cashflow-Hedge auf; die Aufhebung der Einstufung des verbleibenden Teils erfolgte im ersten Quartal 2025. Änderungen des beizulegenden Zeitwerts der nicht mehr als Sicherungsinstrumente designierten Instrumente werden in unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung in der Position „Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen“ ausgewiesen.

Für die am 31. Dezember 2025 und 2024 endenden Geschäftsjahre haben wir im Posten „Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen“ Gewinne in Höhe von 18 Mio. \$ bzw. 35 Mio. \$ im Zusammenhang mit diesen Swaps erfasst. Für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr beliefen sich die im sonstigen Ergebnis erfassten nicht realisierten Gewinne/Verluste im Zusammenhang mit diesen Swaps auf null. Für die am 31. Dezember 2024 und 2023 endenden Geschäftsjahre haben wir im sonstigen Ergebnis einen nicht realisierten Verlust von 56 Millionen US-Dollar bzw. einen nicht realisierten Gewinn von 78 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit diesen Swaps erfasst.

Finanzinstrumente

Wir investieren in Finanzinstrumente mit Laufzeiten, die auf unseren Liquiditätsprognosen für die verschiedenen von uns verwalteten Konten und Währungspools basieren. Zu den Arten von Finanzinstrumenten, in die wir derzeit investieren, gehören:

- Festgeld: Verzinsliche Einlagen bei Finanzinstituten für einen im Voraus festgelegten Zeitraum.
- Sichteinlagen: Verzinsliche Einlagen bei Finanzinstituten. Die eingezahlten Mittel können ohne Vorankündigung abgehoben werden.
- Commercial Paper: Unbesicherte Schuldscheine, die von einem Unternehmen, einer Geschäftsbank oder einer staatlichen Behörde ausgegeben und mit einem Abschlag gekauft werden, um zum Nennwert fällig zu werden.
- Schuldtitel der US-Regierung oder staatlicher Stellen: Wertpapiere, die von der US-Regierung oder staatlichen Stellen der USA begeben werden.
- Anleihen ausländischer Regierungen: Wertpapiere, die von ausländischen Regierungen begeben werden.
- Unternehmensanleihen: Unbesicherte Schuldverschreibungen, die von Unternehmen begeben werden.
- Asset-Backed Securities: Besicherte Schuldverschreibungen.

Die folgenden Anlagen werden in unserer Konzernbilanz zu Anschaffungskosten zuzüglich aufgelaufener Zinsen ausgewiesen; die Tabelle gibt die verbleibenden Laufzeiten zum 31. Dezember 2025 und 2024 wieder:

	in Millionen Dollar			
	Buchwert			
	Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		Kurzfristig Kapitalanlagen	
	2025	2024	2025	2024
Liquide Mittel	\$	543	770	
Sichteinlagen		3.781	3.211	
Festgeld				
1 bis 90 Tage		975	1.364	6
91 bis 180 Tage				17
Innerhalb eines Jahres				8
US-Staatsanleihen				
1 bis 90 Tage		1.198	260	—
	\$	6.497	5.605	31

Die folgenden Finanzanlagen in Form von Schuldtiteln, die als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifiziert sind, werden in unserer Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025 und 2024 zum beizulegenden Zeitwert ausgewiesen:

	in Millionen Dollar					
	Buchwert					
	Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		Kurzfristige Finanzanlagen		Finanzanlagen und langfristige Forderungen	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Wichtigste Wertpapierart						
Unternehmensanleihen	\$	—	308	338	651	612
Commercial Paper	—	2	72	77		
US-Staatsanleihen	—	—	46	43	224	218
Schuldverschreibungen von US-Regierungsbehörden			—	—	1	7
Schuldtitel ausländischer Regierungen			9	4	9	12
Asset-Backed Securities			18	33	263	205
	\$	—	453	495	1.148	1.054

Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie kurzfristige Finanzanlagen haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr. Finanzanlagen und langfristige Forderungen haben Restlaufzeiten, die zwischen mehr als einem Jahr und 13 Jahren variieren.

Die folgende Tabelle fasst die fortgeführten Anschaffungskosten und den beizulegenden Zeitwert der als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifizierten Investitionen in Schuldverschreibungen zum 31. Dezember zusammen:

	in Millionen Dollar			
	Anschaffungskosten		Beizulegend	
	er Zeitwert			
	2025	2024	2025	2024
Wichtigste Wertpapierart				
Unternehmensanleihen	\$ 953	947	959	950
Commercial Paper	72	79	72	79
US-Staatsanleihen	268	262	270	261
Schuldtitel von US-Regierungsbehörden	1	7	1	7
Schuldtitel ausländischer Regierungen	18	16	18	16
Asset-Backed Securities	280	237	281	238
	\$ 1.592	1.548	1.601	1.551

Für Investitionen in Schuldverschreibungen, die einen nicht realisierten Verlust aufweisen, wurde keine Wertberichtigung für Kreditausfälle vorgenommen.

Für die am 31. Dezember 2025 und 2024 endenden Geschäftsjahre beliefen sich die Erlöse aus Verkäufen und Rücknahmen von als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifizierten Anleihen auf 962 Mio. US-Dollar bzw. 868 Mio. US-Dollar. Die im Ergebnis erfassten realisierten Bruttogewinne und -verluste aus diesen Verkäufen und Rücknahmen waren vernachlässigbar. Die Anschaffungskosten der verkauften und zurückgenommenen Wertpapiere werden nach der Methode der spezifischen Identifizierung ermittelt.

Kreditrisiko

Finanzinstrumente, die potenziell einem Konzentrationskreditrisiko ausgesetzt sind, bestehen in erster Linie aus Zahlungsmitteläquivalenten, kurzfristigen Anlagen, langfristigen Anlagen in Schuldtiteln, außerbörslichen Derivatekontrakten und Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Unsere Zahlungsmitteläquivalente und kurzfristigen Anlagen können in hochwertiges Commercial Paper, staatliche Geldmarktfonds, Schuldverschreibungen der US-Regierung und staatlicher Behörden, Festgeldanlagen bei großen internationalen Banken und Finanzinstituten, hochwertige Unternehmensanleihen, Schuldverschreibungen ausländischer Regierungen und forderungsbesicherte Wertpapiere investiert werden. Unsere langfristigen Anlagen in Schuldverschreibungen bestehen aus hochwertigen Unternehmensanleihen, forderungsbesicherten Wertpapieren, Schuldtiteln der US-Regierung und staatlicher Behörden sowie Schuldtiteln ausländischer Regierungen.

Das Kreditrisiko aus unseren OTC-Derivatekontrakten, wie Termingeschäften, Swaps und Optionen, ergibt sich aus der Gegenpartei der Transaktion. Das Risiko gegenüber einzelnen Gegenparteien wird im Rahmen vorab festgelegter Kreditlimits gesteuert und umfasst gegebenenfalls die Einforderung von Margen, wodurch das Risiko eines erheblichen Ausfalls verringert wird. Wir nutzen zudem Futures-, Swap- und Optionskontrakte, die ein vernachlässigbares Kreditrisiko aufweisen, da diese Geschäfte in erster Linie über eine Börsenclearingstelle abgewickelt werden und bis zur Abrechnung verbindlichen Margenanforderungen unterliegen; wir sind jedoch dem Kreditrisiko dieser Börsenmakler ausgesetzt, sowohl hinsichtlich Forderungen aus täglichen Margin-Nachschussforderungen als auch hinsichtlich der zur Erfüllung der anfänglichen Margenanforderungen hinterlegten Barmittel.

Unsere Forderungen aus Lieferungen und Leistungen resultieren in erster Linie aus unserem Mineralölgeschäft und spiegeln einen breiten nationalen und internationalen Kundenstamm wider, wodurch unser Risiko durch Kreditkonzentrationen begrenzt wird. Der Großteil dieser Forderungen hat Zahlungsfristen von 30 Tagen oder weniger, und wir überwachen dieses Risiko sowie die Bonität der Gegenparteien kontinuierlich. Wir können Sicherheiten verlangen, um das Verlustrisiko zu begrenzen, darunter Akkreditive, Vorauszahlungen und Bürgschaften sowie Rahmen-Netting-Vereinbarungen zur Minderung des Kreditrisikos bei Gegenparteien, die sowohl von uns kaufen als auch an uns verkaufen, da diese Vereinbarungen es ermöglichen, die von uns geschuldeten oder anderen geschuldeten Beträge mit den uns zustehenden Beträgen zu verrechnen.

Bestimmte unserer Derivate enthalten Bestimmungen, die uns zur Stellung von Sicherheiten verpflichten, wenn das Derivate-Risiko einen Schwellenwert überschreitet. Wir verfügen über Verträge mit festen Schwellenwerten und andere Verträge mit variablen Schwellenwerten, die von unserem Kreditrating abhängen. Die variablen Schwellenwerte sinken in der Regel bei niedrigeren Kreditratings, während sowohl die variablen als auch die festen Schwellenwerte in der Regel auf null zurückfallen, wenn wir unter das Investment-Grade-Niveau fallen. Barmittel sind die primäre Sicherheit in allen Verträgen; viele Verträge erlauben uns jedoch auch, Akkreditive als Sicherheit zu hinterlegen, wie beispielsweise bei Transaktionen, die über die New York Mercantile Exchange abgewickelt werden.

Der Gesamtbeizulegende Zeitwert aller Derivate mit solchen kreditrisikobezogenen bedingten Merkmalen, die zum 31. Dezember 2025 und 2024 eine Verbindlichkeitsposition darstellten, betrug 73 Millionen US-Dollar bzw. 70 Millionen US-Dollar. Für diese Instrumente wurden zum 31. Dezember 2025 und 2024 keine Sicherheiten gestellt. Wäre unser Kreditrating zum 31. Dezember 2025 unter „Investment Grade“ herabgestuft worden, hätten wir zusätzliche Sicherheiten in Höhe von 32 Millionen US-Dollar entweder in Form von Barmitteln oder Akkreditiven stellen müssen.

Anmerkung 11 – Bewertung zum beizulegenden Zeitwert

Wir bewerten einen Teil unserer Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum beizulegenden Zeitwert, der zum Bilanzstichtag anhand eines Ausstiegspreises (d. h. des Preises, der beim Verkauf eines Vermögenswerts erzielt bzw. bei der Übertragung einer Verbindlichkeit gezahlt würde) ermittelt und entsprechend der Qualität der Bewertungsgrundlagen gemäß der Fair-Value-Hierarchie ausgewiesen wird.

Die Einstufung eines Vermögenswerts oder einer Verbindlichkeit basiert auf der niedrigsten Ebene der für den beizulegenden Zeitwert wesentlichen Inputgrößen. Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die ursprünglich in Stufe 3 eingestuft wurden, werden anschließend in Stufe 2 ausgewiesen, wenn der aus nicht beobachtbaren Inputgrößen abgeleitete beizulegende Zeitwert für den Gesamtbeizulegenden Zeitwert unerheblich ist oder wenn bestätigte Marktdaten verfügbar werden. Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die ursprünglich in Stufe 2 ausgewiesen wurden, werden anschließend in Stufe 3 ausgewiesen, wenn bestätigte Marktdaten nicht mehr verfügbar sind. Im Jahr 2025 und 2024 gab es keine wesentlichen Umgliederungen in oder aus Stufe 3.

Wiederkehrende Bewertung zum beizulegenden Zeitwert

Zu den regelmäßig zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten zählen unsere als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifizierten Investitionen in Schuldverschreibungen, Warenderivate sowie unsere Vereinbarung über eine bedingte Gegenleistung im Zusammenhang mit der Übernahme von Surmont. *Siehe Anmerkung 3.*

- Derivative Vermögenswerte und Verbindlichkeiten der Stufe 1 stellen in erster Linie börsengehandelte Futures und Optionen dar, die anhand der von der zugrunde liegenden Börse bereitgestellten, unbereinigten Preise bewertet werden. Zu den finanziellen Vermögenswerten der Stufe 1 gehören auch unsere Investitionen in US-Staatsanleihen, die als zur Veräußerung verfügbare Schuldtitel klassifiziert sind und anhand von Börsenkursen bewertet werden.
- Derivative Vermögenswerte und Verbindlichkeiten der Stufe 2 umfassen in erster Linie OTC-Swaps, Optionen sowie Terminkauf- und -verkaufsverträge, die anhand angepasster Börsenkurse, von Maklern oder Preisinformationsdiensten bereitgestellter Kurse bewertet werden, die alle durch Marktdaten bestätigt sind. Zu den finanziellen Vermögenswerten der Stufe 2 gehören auch unsere Anlagen in als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifizierte Schuldtitel, einschließlich Anlagen in Unternehmensanleihen, Commercial Paper, forderungsbesicherte Wertpapiere, Schuldtitel von US-Regierungsbehörden sowie Schuldtitel ausländischer Regierungen, die anhand von Kursangaben von Maklern oder Kursdienstleistern bewertet werden, die durch Marktdaten bestätigt sind.
- Derivative Vermögenswerte und Verbindlichkeiten der Stufe 3 bestehen aus OTC-Swaps, Optionen sowie Terminkauf- und -verkaufsverträgen, bei denen ein wesentlicher Teil des beizulegenden Zeitwerts anhand von zugrunde liegenden Marktdaten berechnet wird, die nicht ohne Weiteres verfügbar sind. Der abgeleitete Wert basiert auf branchenüblichen Methoden, die historische Zusammenhänge zwischen verschiedenen Rohstoffen, modellierte Marktpreise, Zeitwert, Volatilitätsfaktoren und andere relevante wirtschaftliche Kennzahlen berücksichtigen können. Die Verwendung dieser Inputdaten führt zu der bestmöglichen Schätzung des beizulegenden Zeitwerts durch die Unternehmensleitung. Die Aktivitäten mit Rohstoffderivaten der Stufe 3 waren in allen dargestellten Berichtszeiträumen nicht wesentlich.
- Die Verbindlichkeiten der Stufe 3 umfassen den beizulegenden Zeitwert künftiger vierteljährlicher bedingter Zahlungen im Zusammenhang mit der Übernahme von Surmont. Im Oktober 2023 haben wir die Übernahme der verbleibenden 50-prozentigen Beteiligung an Surmont, einem Vermögenswert in unserem Segment Kanada, von TotalEnergies EP Canada Ltd. abgeschlossen. Der Kaufpreis für die Übernahme umfasste eine Vereinbarung über eine bedingte Gegenleistung, die die Zahlung von bis zu 0,4 Mrd. CAD über einen Zeitraum von fünf Jahren vorsieht. Die bedingten Zahlungen belaufen sich auf 2 Millionen Dollar für jeden Dollar, um den der WCS-Preis im Laufe des Monats 52 Dollar pro Barrel übersteigt, vorbehaltlich der Erreichung bestimmter Produktionsziele. Der nicht diskontierte Betrag, den wir im Rahmen dieser Vereinbarung zum Zeitpunkt des Abschlusses zahlen könnten, belief sich auf bis zu 0,3 Milliarden US-Dollar.

Die folgende Tabelle fasst die Fair-Value-Hierarchie für Bruttofinanzaktiva und -passiva zusammen (d. h. unbereinigt, sofern ein Aufrechnungsrecht für Rohstoffderivate besteht, die wiederkehrend zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden):

in Millionen US-Dollar								
	31. Dezember 2025				31. Dezember 2024			
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Vermögenswerte								
Anlagen in Schuldverschreibungen	\$ 270	1.331	—	1.601	261	1.290	—	1.551
Rohstoffderivate	306	230	68	604	201	252	35	488
Gesamtvermögen	\$ 576	1.561	68	2.205	462	1.542	35	2.039
Verbindlichkeiten								
Rohstoffderivate	\$ 354	124	60	538	275	160	45	480
Bedingte Gegenleistung	—	—	—	—	—	—	145	145
Gesamtverbindlichkeiten	\$ 354	124	60	538	275	160	190	625

Für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr haben wir seit dem Datum der Übernahme von Surmont Zahlungen in Höhe von 80 Millionen US-Dollar und insgesamt 237 Millionen US-Dollar im Rahmen der Vereinbarung über bedingte Gegenleistungen geleistet, die in der Zeile „Sonstiges“ im Abschnitt „Finanzierungstätigkeit“ unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung ausgewiesen sind. Zum 31. Dezember 2025 betrug der beizulegende Zeitwert der Verbindlichkeit aus der bedingten Gegenleistung aufgrund der Rohstoffpreisprognosen für die verbleibende Laufzeit null. Die Bandbreite und der arithmetische Mittelwert der wesentlichen nicht beobachtbaren Inputgrößen, die bei der Bewertung des beizulegenden Zeitwerts nach Level 3 verwendet wurden, stellten sich wie folgt dar:

	Beizulegender Zeitwert (in Millionen Dollar)	Bewertungstechnik Methode	Bereich der nicht beobachtbaren Inputgrößen	(arithmetischer Mittelwert)
Bedingte Gegenleistung – Surmont zum:				
31. Dezember 2025	\$ —	Prognose für den diskontierten Rohstoffpreis*		43,17 \$ – 51,97 \$ (46,47 \$)
31. Dezember 2024	145	Cashflow	(\$/BOE)	48,63 \$ – 57,53 \$ (53,38 \$)

*Der Rohstoffpreisaussblick basiert auf einer Kombination aus den Prognosen externer Preisinformationsdienste und internen Prognosen.

Die folgende Tabelle fasst die in unserer Konzernbilanz ausgewiesenen Bestände an Rohstoffderivaten zusammen, die einem Aufrechnungsrecht unterliegen. Wir haben uns dafür entschieden, die in unseren Abschlüssen erfassten beizulegenden Zeitwerte für mehrere mit derselben Gegenpartei abgeschlossene Derivate miteinander zu verrechnen, sofern ein gesetzliches Aufrechnungsrecht besteht.

in Millionen US-Dollar								
		Beträge, die dem Aufrechnungsrecht unterliegen						
		Brutto Beträge, die	Beträge, die dem Aufrechnungsrecht unterliegen	Brutto beträge	Brutto Beträge Verrechnete	Netto Vorgelegte Beträge	Basisrisiken	Nett obeträge
31. Dezember 2025								
Vermögenswerte	\$	604	2	602	361	241	6	235
Verbindlichkeiten		538	1	537	361	176	53	123
31. Dezember 2024								
Vermögenswerte	\$	488	—	488	278	210	—	210
Verbindlichkeiten		480	—	480	278	202	73	129

Zum 31. Dezember 2025 und 2024 haben wir in unserer Konzernbilanz keine Bruttobeträge ausgewiesen, bei denen wir ein Aufrechnungsrecht hatten.

Ausgewiesene beizulegende Zeitwerte von Finanzinstrumenten

Zur Schätzung des beizulegenden Zeitwerts von Finanzinstrumenten haben wir die folgenden Methoden und Annahmen zugrunde gelegt:

- Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie kurzfristige Finanzanlagen: Der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert entspricht annähernd dem beizulegenden Zeitwert. Bei den als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifizierten Schuldverschreibungen entspricht der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert dem beizulegenden Zeitwert.
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Wechsel (einschließlich langfristiger Forderungen und Forderungen gegenüber nahestehenden Unternehmen und Personen): Der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert entspricht annähernd dem beizulegenden Zeitwert.
- Anlagen in Schuldverschreibungen, die als „zur Veräußerung verfügbar“ klassifiziert sind: Der beizulegende Zeitwert von Anlagen in Schuldverschreibungen, die in der Fair-Value-Hierarchie als Stufe 1 eingestuft sind, wird anhand von Börsenkursen ermittelt. Der beizulegende Zeitwert von Anlagen in Schuldverschreibungen, die in der Fair-Value-Hierarchie als Stufe 2 eingestuft sind, wird anhand von Kursangaben von Maklern oder Kursdienstleistern ermittelt, die durch Marktdaten bestätigt werden. *Siehe Anmerkung 10.*
- Verbindlichkeiten (einschließlich verbundener Unternehmen) und variabel verzinsliche Verbindlichkeiten: Der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert der Verbindlichkeiten und variabel verzinslichen Verbindlichkeiten entspricht annähernd dem beizulegenden Zeitwert.
- Festverzinsliche Verbindlichkeiten: Der geschätzte beizulegende Zeitwert festverzinslicher Verbindlichkeiten wird anhand von Kursen ermittelt, die von einem Kursinformationsdienst bereitgestellt und durch Marktdaten bestätigt werden; daher werden diese Verbindlichkeiten in der Fair-Value-Hierarchie der Stufe 2 zugeordnet.
- Commercial Paper: Der Buchwert unserer Commercial-Paper-Instrumente entspricht in etwa dem beizulegenden Zeitwert und wird in der Bilanz als kurzfristige Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Die folgende Tabelle fasst den Netto-Beizulegenden Zeitwert der Finanzinstrumente zusammen (d. h. bereinigt um das Aufrechnungsrecht bei Warenderivaten):

	in Millionen Dollar			
	Buchwert		Beizulegender Zeitwert	
	2025	2024	2025	2024
Finanzielle Vermögenswerte				
Rohstoffderivate	237	210	237	210
Anlagen in Schuldverschreibungen	1.601	1.551	1.601	1.551
Finanzverbindlichkeiten				
Gesamtverschuldung ohne Finanzierungsleasing	22.643	23.384	22.698	22.997
Rohstoffderivate	124	129	124	129

Anmerkung 12 – Eigenkapital

Stammaktien

Die Veränderungen bei unseren Stammaktien, die im Abschnitt „Eigenkapital“ der Bilanz ausgewiesen sind, stellten sich wie folgt dar:

	Aktien		
	2025	2024	2023
Ausgegeben			
Zu Jahresbeginn	2.250.672.734	2.103.772.516	2.100.885.134
Übernahme von Marathon Oil	—	142.941.624	—
Ausschüttung im Rahmen von Vorsorgeplänen	2.845.548	3.958.594	2.887.382
Stand zum Jahresende	2.253.518.282	2.250.672.734	2.103.772.516
In der Staatskasse gehalten			
Zu Beginn des Jahres	974.806.010	925.670.961	877.029.062
Rückkauf von Stammaktien	53.544.176	49.135.049	48.641.899
Stand zum Jahresende	1.028.350.186	974.806.010	925.670.961

Vorzugsaktien

Wir haben 500 Millionen Vorzugsaktien mit einem Nennwert von 0,01 US-Dollar pro Aktie genehmigt, von denen zum 31. Dezember 2025 bzw. 2024 keine ausgegeben oder im Umlauf waren.

Rückkauf von Stammaktien

Ende 2016 haben wir unser aktuelles Aktienrückkaufprogramm gestartet. Im Oktober 2024 genehmigte unser Vorstand eine Erhöhung unserer bisherigen Genehmigung in Höhe von 45 Milliarden US-Dollar um insgesamt 20 Milliarden US-Dollar oder die Anzahl der im Rahmen unserer Übernahme von Marathon Oil ausgegebenen Aktien, je nachdem, welcher Betrag geringer ist, sodass das Unternehmen insgesamt nicht mehr als 65 Milliarden US-Dollar für Rückkäufe aufwenden darf. Seit Beginn unseres aktuellen Programms wurden bis Ende Dezember 2025 insgesamt 486 Millionen Aktien zu einem Preis von 39,3 Milliarden US-Dollar zurückgekauft.

Anmerkung 13 – Nicht-Mineralien-Pachtverträge

Das Unternehmen mietet in erster Linie Bürogebäude und Bohrgeräte sowie Seetransportschiffe, Schlepper, Firmenflugzeuge und andere Einrichtungen und Ausrüstungen. Bestimmte Leasingverträge enthalten Indexierungsklauseln zur Anpassung der Leasingraten an Veränderungen der Preisindizes, während andere Leasingverträge Zahlungsbestimmungen enthalten, die je nach Art der Nutzung des Leasinggegenstands variieren. Darüber hinaus hat das Unternehmen bestimmte Leasingverträge abgeschlossen, die ihm die Option einräumen, die Laufzeit des Leasingvertrags zu verlängern oder zu erneuern, den Leasingvertrag vor Ablauf der Laufzeit zu kündigen oder den Leasinggegenstand zum Ende der Laufzeit zu erwerben. In anderen Fällen hat das Unternehmen Leasingverträge abgeschlossen, die es verpflichten, den Restwert bestimmter geleaster Bürogebäude zu garantieren. Weitere Informationen zu Garantien finden Sie in Anmerkung 8. Bei Leasingvereinbarungen, bei denen der zugrunde liegende Vermögenswert noch nicht errichtet ist, übt das Unternehmen während der Bauphase keine Kontrolle über den Vermögenswert aus. Die Leasingverträge sehen keine wesentlichen Einschränkungen für uns hinsichtlich Dividenden, Veräußerungen von Vermögenswerten oder der Kreditaufnahmefähigkeit vor.

Wir stellen bei Vertragsbeginn fest, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis darstellt oder ein solches enthält. Bestimmte vertragliche Vereinbarungen können sowohl Leasing- als auch Nicht-Leasing-Komponenten enthalten. Nur die Leasing-Komponenten dieser vertraglichen Vereinbarungen unterliegen den Bestimmungen von ASC Topic 842, „Leasingverhältnisse“, während Nicht-Leasing-Komponenten anderen geltenden Rechnungslegungsvorschriften unterliegen; wir haben uns jedoch dafür entschieden, die optionale Vereinfachungsregel anzuwenden, bei bestehenden Anlageklassen – mit Ausnahme von Rohöl- und LNG-Tankern – keine Trennung zwischen Leasing- und Nicht-Leasing-Komponenten vorzunehmen. Bei vertraglichen Vereinbarungen, die eine neue Leasingvermögenskategorie betreffen, entscheiden wir bei Vertragsbeginn, ob wir die optionale Vereinfachung auf die neue Leasingvermögenskategorie anwenden werden.

Leasingverhältnisse werden zum Beginn des Leasingverhältnisses auf ihre Einstufung als Operating- oder Finanzierungsleasing geprüft, und Nutzungsrechte sowie die entsprechenden Verbindlichkeiten werden in unserer Konzernbilanz auf der Grundlage des Barwerts der künftigen Leasingzahlungen, die sich auf die Nutzung des zugrunde liegenden Vermögenswerts während der Laufzeit des Leasingverhältnisses beziehen, erfasst. Künftige Leasingzahlungen umfassen variable Leasingzahlungen, die von einem Index oder einem Zinssatz abhängen, wobei der Index oder Zinssatz zum Beginn des Leasingverhältnisses zugrunde gelegt wird, sowie voraussichtliche Beträge, die im Rahmen von Restwertgarantien geschuldet werden. Der Betrag der künftigen Leasingzahlungen kann um zusätzliche Zahlungen im Zusammenhang mit Verlängerungs-, Kündigungs- und/oder Kaufoptionen erhöht werden, wenn das Unternehmen zum Zeitpunkt des Leasingbeginns oder danach – in der Regel aufgrund begrenzter Verfügbarkeit von Vermögenswerten oder betrieblicher Verpflichtungen – mit hinreichender Sicherheit davon ausgeht, diese Optionen auszuüben. Wir verwenden unseren Grenzzinssatz als Abzinsungssatz zur Ermittlung des Barwerts der künftigen Leasingzahlungen, es sei denn, der in der Leasingvereinbarung implizite Zinssatz ist ohne Weiteres bestimmbar. Leasingzahlungen, die sich nach dem Beginn des Leasingverhältnisses in Abhängigkeit von der künftigen Nutzungsintensität, der Art der Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Leasinggegenstand oder bestimmten anderen Eventualitäten ändern, werden bei der Bewertung der Leasing-Nutzungsrechte und der entsprechenden Verbindlichkeiten nicht berücksichtigt. Wir haben uns dafür entschieden, bei Leasingverhältnissen mit einer Laufzeit von 12 Monaten oder weniger keine Vermögenswerte und Verbindlichkeiten in unserer Konzernbilanz auszuweisen.

Häufig schließen wir Leasingverträge in unserer Eigenschaft als Betreiber für und/oder im Namen bestimmter Öl- und Gas-Joint-Ventures mit ungeteilten Anteilen ab. Wenn der Leasingvertrag rechtlich nur gegen uns als Betreiber durchsetzbar ist und keine separate Vereinbarung zur Untervermietung des zugrunde liegenden Leasinggegenstands an unsere Joint-Venture-Partner besteht, erfassen wir zu Beginn des Leasingverhältnisses einen Nutzungsrechtsvermögenswert und eine entsprechende Leasingverbindlichkeit in unserer Konzernbilanz auf Bruttobasis. Während wir Leasingkosten in unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung sowie in der Konzern-Kapitalflussrechnung auf Bruttobasis erfassen, werden diese Kosten durch die Erstattung ausgeglichen, die wir von unseren Joint-Venture-Partnern für deren Anteil an den Leasingkosten erhalten, da der zugrunde liegende Leasinggegenstand im Rahmen der Joint-Venture-Aktivitäten genutzt wird. Infolgedessen werden die Leasingkosten in unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung sowie in der Konzern-Kapitalflussrechnung anteilig ausgewiesen. Sind wir ein nicht operativer Joint-Venture-Partner, erfassen wir einen Nutzungsrechtsvermögenswert und eine entsprechende Leasingverbindlichkeit nur dann, wenn wir eine ausdrücklich benannte Vertragspartei der Leasingvereinbarung waren und die Vereinbarung rechtlich gegen uns durchgesetzt werden könnte. In diesem Fall würden wir sowohl den Nutzungsrechtsvermögenswert als auch die entsprechende Leasingverbindlichkeit in unserer Konzernbilanz anteilig erfassen, entsprechend unserem ungeteilten Beteiligungsanteil an dem betreffenden Joint Venture.

Das Unternehmen hat in der Vergangenheit Vermögenswerte und Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasingverträgen im Zusammenhang mit bestimmten Öl- und Gas-Joint-Ventures auf proportionaler Basis gemäß den vor dem Zeitpunkt der Übernahme von ASC Topic 842 geltenden Rechnungslegungsvorschriften erfasst. In Übereinstimmung mit den Übergangsbestimmungen von ASC Topic 842 und da wir uns für die Anwendung des Pakets optionaler praktischer Erleichterungen im Zusammenhang mit dem Übergang entschieden haben, wurde die bisherige bilanzielle Behandlung dieser Leasingverträge beibehalten und unterliegt einer Überprüfung im Falle einer Änderung oder einer sonstigen erforderlichen Neubewertung der Vereinbarungen vor Ablauf der Leasinglaufzeit.

Die folgende Tabelle fasst die Nutzungsrechtsvermögenswerte und Leasingverbindlichkeiten sowohl für Operating- als auch für Finanzierungsleasingverhältnisse in unserer Konzernbilanz zum 31. Dezember zusammen:

	in Millionen US-Dollar			
	2025	2024		
	Operating-Leasingverhältnisse	Finanzierungsleasing	Operatives Leasing	Finanzierungsleasing
Nutzungsrechte				
Sachanlagen				
Brutto		2.007		1.983
Kumulierte Abschreibungen		(1.507)		(1.336)
Netto-Sachanlagen*		500		647
Sonstige Vermögenswerte	950		1.017	
Leasingverbindlichkeiten				
Kurzfristige Verbindlichkeiten**		306		292
Sonstige Rückstellungen	383		329	
Langfristige Verbindlichkeiten***		495		648
Sonstige Verbindlichkeiten und abgegrenzte Gutschriften	567		695	
Gesamtbetrag der Leasingverbindlichkeiten	\$ 950	801	1.024	940

* Enthält anteilig konsolidierte Vermögenswerte aus Finanzierungsleasing in Höhe von 83 Millionen \$ zum 31. Dezember 2025 und 107 Millionen \$ zum 31. Dezember 2024.

** Enthält anteilig konsolidierte Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing in Höhe von 188 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2025 und 181 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2024.

*** Enthält anteilig konsolidierte Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing in Höhe von 192 Mio. \$ zum 31. Dezember 2025 und 259 Mio. \$ zum 31. Dezember 2024.

Die folgende Tabelle fasst unsere Leasingkosten zusammen:

	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Leasingkosten*			
Kosten für Operating-Leasing	\$ 447	325	229
Finanzierungsleasingkosten			
Abschreibung auf Nutzungsrechte	171	173	180
Zinsen auf Leasingverbindlichkeiten	24	29	35
Kurzfristige Leasingkosten**	65	49	40
Gesamtleasingkosten***	\$ 707	576	484

* Die in der obigen Tabelle aufgeführten Beträge wurden nicht um Beträge bereinigt, die von Öl- und Gas-Kooperationspartnern zurückgefordert oder erstattet wurden.

** Kurzfristige Pachtverträge werden in unserer Konzernbilanz nicht ausgewiesen.

*** Variable Leasingkosten und Erträge aus Untervermietung sind für die dargestellten Zeiträume unwesentlich und daher in der obigen Tabelle nicht enthalten.

Die folgende Tabelle fasst die Leasinglaufzeiten und Abzinsungssätze zum 31. Dezember zusammen:

Leasinglaufzeit und Abzinsungssatz	2025	2024
Gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Jahre)		
Operating-Leasingverträge	4,06	4,41
Finanzierungsleasingverträge	4,18	4,86
Gewichteter durchschnittlicher Diskontsatz (in Prozent)		
Operatives Leasing	4,58	4,62
Finanzierungsleasing	3,47	3,40

Die folgende Tabelle fasst weitere Informationen zu Leasingverhältnissen zusammen:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Sonstige Angaben*			
Barzahlungen für Beträge, die in die Bewertung der Leasingverbindlichkeiten einfließen			
Cashflow aus Operating-Leasingverhältnissen	\$ 385	248	173
Operativer Cashflow aus Finanzierungsleasing	24	29	33
Finanzierungs-Cashflow aus Finanzierungsleasingverhältnissen	175	172	169
Nutzungsrechte, die im Austausch gegen Verbindlichkeiten aus Operating-Leasingverhältnissen erworben wurden	\$ 320	628	355
Nutzungsrechte, die im Tausch gegen Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasingverhältnissen erworben wurden	25	—	9

**Die in der obigen Tabelle dargestellten Beträge wurden nicht um Beträge bereinigt, die von Öl- und Gas-Kooperationspartnern zurückgefordert oder erstattet wurden. Darüber hinaus werden gemäß anderen geltenden Rechnungslegungsvorschriften Leasingzahlungen, die im Zusammenhang mit der Vorbereitung eines anderen Vermögenswerts für seinen beabsichtigten Verwendungszweck geleistet wurden, im Abschnitt „Cashflows aus Investitionstätigkeit“ unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung ausgewiesen.*

Die folgende Tabelle fasst die künftigen Leasingzahlungen für Operating- und Finanzierungsleasingverträge zum 31. Dezember 2025 zusammen:

	in Millionen Dollar	
	Operative Leasingverträge	Finanzierungsleasing
Fälligkeit der Leasingverbindlichkeiten		
2026	\$ 417	363
2027	219	164
2028	143	181
2029	102	91
2030	55	57
Verbleibende Jahre	109	48
Gesamt	1.045	904
Abzüglich: Anteil der kalkulatorischen Zinsen	(95)	(103)
Gesamtbetrag der Leasingverbindlichkeiten	\$ 950	801

Zum 31. Dezember 2025 und zum 31. Dezember 2024 verfügte das Unternehmen über künftige, nicht diskontierte Cashflows in Höhe von rund 1 Milliarde \$ bzw. null \$ aus noch nicht begonnenen Leasingverhältnissen im Zusammenhang mit zeitgecharterten LNG-Schiffen zur Unterstützung der künftigen LNG-Abnahme.

Anmerkung 14 – Altersversorgungspläne

Pensions- und Altersversorgungspläne

Nachfolgend finden Sie eine Aufschlüsselung der prognostizierten Leistungsverpflichtungen für unsere Pensionspläne sowie der kumulierten Leistungsverpflichtungen für unsere Kranken- und Lebensversicherungspläne nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses:

in Millionen US-Dollar						
	Altersversorgungsleistungen				Sonstige Leistungen	
	2025		2024		2025	2024
	USA	Internati onal	USA	Internati onal		
Veränderung der Leistungsverpflichtung						
Leistungsverpflichtung zum 1. Januar	\$ 1.806	2.591	1.525	2.866	145	107
Servicekosten	58	34	49	38	2	1
Zinsaufwendungen	93	130	76	114	8	5
Beiträge der Planteilnehmer	—	—	—	—	14	12
Planänderungen	—	—	—	57	(2)	—
Unternehmenszusammenschlüsse			237			42
Versicherungsmathematischer (Gewinn) Verlust	89	(59)	(4)	(202)	(3)	5
Gezahlte Leistungen	(204)	(142)	(98)	(134)	(39)	(27)
Kürzung	3	(8)	8	—	1	—
Bilanzierung von Abfindungen	—	—	13	—	—	—
Wechselkursänderungen	—	243	—	(148)	—	—
Leistungsverpflichtung zum 31. Dezember*	\$ 1.845	2.789	1.806	2.591	126	145
<i>*Anteil der kumulierten Leistungsverpflichtungen an den oben genannten Beträgen zum 31. Dezember:</i>	\$ 1.767	2.577	1.703	2.392		
Veränderung des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens						
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens zum 1. Januar	\$ 1.556	2.907	1.306	3.085	—	—
Tatsächliche Rendite des Planvermögens	166	192	66	18	—	—
Arbeitgeberbeiträge	148	50	83	88	25	15
Beiträge der Planteilnehmer	—	—	—	—	14	12
Unternehmenszusammenschlüsse			199			
Gezahlte Leistungen	(204)	(142)	(98)	(134)	(39)	(27)
Wechselkursänderungen	—	277	—	(150)	—	—
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens zum 31. Dezember	\$ 1.666	3.284	1.556	2.907	—	—
Finanzierungsstatus	\$ (179)	495	(250)	316	(126)	(145)

Millionen Dollar

	Millionen Dollar					
	Rentenleistungen				Sonstige Leistungen	
	2025		2024		2025	2024
	USA	International	USA	International		
In der Konzernbilanz erfasste Beträge						
Bilanz zum 31. Dezember						
Langfristige Vermögenswerte	\$ 29	744	1	553	—	—
Kurzfristige Verbindlichkeiten	(81)	(10)	(28)	(10)	(24)	(26)
Langfristige Verbindlichkeiten	(127)	(239)	(223)	(227)	(102)	(119)
Gesamtbetrag der erfassten	\$ (179)	495	(250)	316	(126)	(145)

Gewichtete Durchschnittsannahmen zum 31. Dezember
Ermittlung der Leistungsverpflichtungen zum

Diskontsatz	5,25 %	4,95	5,70	4,90	5,60	5,60
Erhöhungssatz der Entschädigung	4,50	4,05	5,00	4,05		
Zinssatz für die Gutschrift der entsprechenden Leistungen	4,75		4,30			

Ermittlung der periodischen Netto-Leistungskosten für
Gewichtete durchschnittliche Annahmen für die am 31.

Dezember endenden Geschäftsjahre

Abzinsungssatz	5,70 %	4,90	5,35	4,10	4,25	5,35
Erwartete Rendite des Planvermögens	5,30	6,20	5,30	5,40		
Erhöhungssatz der Vergütung	5,00	4,10	5,00	3,65		
Zinssatz für die Gutschrift der entsprechenden Leistungen	4,35		4,20			

Sowohl für US-amerikanische als auch für internationale Pensionspläne wird die insgesamt erwartete langfristige Rendite aus den erwarteten zukünftigen Renditen der einzelnen Anlageklassen abgeleitet, gewichtet nach der erwarteten Allokation des Pensionsvermögens auf diese Anlageklassen. Bei der Ermittlung der erwarteten Rendite für jede Anlageklasse stützen wir uns auf eine Vielzahl unabhängiger Marktprognosen.

Im Jahr 2025 standen die versicherungsmathematischen Verluste im Zusammenhang mit den Leistungsverpflichtungen für US-Pläne in erster Linie im Zusammenhang mit einem Rückgang des Abzinsungssatzes sowie einem Anstieg der Vergütungen und Leistungen. Darüber hinaus wurden bei den internationalen Plänen versicherungsmathematische Gewinne aufgrund höherer Abzinsungssätze und niedrigerer Inflationsannahmen erfasst. Im Jahr 2024 standen die versicherungsmathematischen Gewinne im Zusammenhang mit den Leistungsverpflichtungen für internationale Pläne in erster Linie im Zusammenhang mit einem Anstieg der Abzinsungssätze.

Die folgenden Tabellen fassen Informationen zu den Pensionsplänen des Unternehmens zusammen, bei denen die prognostizierten und kumulierten Leistungsverpflichtungen den beizulegenden Zeitwert des Planvermögens übersteigen:

	in Millionen Dollar			
	Pensionsleistungen			
	2025		2024	
	USA	International	USA	International
des Planvermögens				
Pensionspläne mit einer prognostizierten Leistungsverpflichtung, die				
Prognostizierte Leistungsverpflichtung	\$ 208	258	450	242
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	—	9	199	6

Überschuss des Planvermögens
Pensionspläne mit kumulierten Leistungsverpflichtungen in

Kumulierte Leistungsverpflichtung	\$ 190	223	425	210
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	—	9	199	6

In den kumulierten sonstigen Gesamtergebnissen zum 31. Dezember waren die folgenden Beträge vor Steuern enthalten, die nicht im periodischen Netto-Leistungskostenaufwand erfasst worden waren:

	in Millionen Dollar					
	Pensionsleistungen				Sonstige Leistungen	
	2025		2024		2025	2024
	USA	International	USA	International		
Nicht erfasster versicherungsmathematischer Nettoverlust (Gewinn)	\$ 92	364	112	445	—	2
Nicht erfasste Kosten (Erträge) aus früheren Dienstjahren	—	61	—	58	1	(21)

	Millionen Dollar					
	Rentenleistungen				Sonstige Leistungen	
	2025		2024		2025	2024
	USA	International	USA	International		
Ursachen für die Veränderungen im sonstigen Gesamtergebnis (Verlust)						
Im Berichtszeitraum entstandener Nettogewinn (Nettoverlust)	\$ 5	34	3	83	3	(5)
Amortisation des versicherungsmathematischen (Gewinns) Verlusts, enthalten im Ergebnis (Verlust)*	15	47	8	57	(1)	—
Nettoveränderung im Berichtszeitraum	\$ 20	81	11	140	2	(5)
Anrechnung früherer Dienstzeiten (Kosten), die während des Berichtsperiode	\$ —	2	—	(57)	2	—
Abschreibung (Gutschrift) des nachträglichen Dienstzeitaufwands im Ergebnis enthalten	—	3	—	—	(24)	(38)
Nettoveränderung im Berichtszeitraum	\$ —	5	—	(57)	(22)	(38)

*Beinhaltet im Jahr 2025 und 2024 erfasste (Gewinne) Verluste aus der Abwicklung.

Die Bestandteile des periodischen Netto-Leistungsaufwands aller leistungsorientierten Versorgungspläne sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

in Millionen Dollar									
	Pensionsleistungen						Sonstige Leistungen		
	2025		2024		2023		2025	2024	2023
	USA	International	USA	International	USA	International			
Bestandteile der periodischen Netto-Leistungskosten									
Dienstzeitaufwand	\$ 58	34	49	38	51	38	2	1	1
Zinsaufwendungen	93	130	76	114	77	113	8	5	5
Erwartete Rendite des Planvermögens	(77)	(189)	(66)	(163)	(58)	(148)	—	—	—
Abschreibung von nachträglichen Dienstzeitgutschriften	—	3	—	—	—	—	(24)	(38)	(38)
Erfasster versicherungsmathematischer Nettoverlust (Gewinn)	10	47	8	58	12	67	—	—	(3)
Verlust (Gewinn) aus Abwicklungen	5	—	—	(1)	6	—	—	—	—
Verlust (Gewinn) aus der Reduzierung	8	(3)	8	—	—	—	1	—	—
Periodischer Netto-Leistungsaufwand	\$ 97	22	75	46	88	70	(13)	(32)	(35)

Die Bestandteile des periodischen Netto-Pensionsaufwands, mit Ausnahme des Dienstzeitaufwands, sind in der Position „Sonstige Aufwendungen“ unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung enthalten.

Wir haben im Jahr 2025 einen Verlust aus der Abwicklung von Pensionsverpflichtungen in Höhe von 5 Millionen US-Dollar, im Jahr 2024 einen Gewinn in Höhe von 1 Million US-Dollar und im Jahr 2023 einen Verlust in Höhe von 6 Millionen US-Dollar erfasst, da die pauschalen Leistungszahlungen aus bestimmten US-amerikanischen und internationalen Pensionsplänen die Summe aus Dienstzeitaufwand und Zinsaufwand für diese Pläne überstiegen und zur Erfassung von Abwicklungsgewinnen oder -verlusten führten.

Bei der Ermittlung der Nettokosten für Pensionen und sonstige Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses schreiben wir die Kosten für vergangene Dienstjahre linear über die durchschnittliche verbleibende Dienstzeit der Mitarbeiter ab, die voraussichtlich Leistungen aus dem Plan erhalten werden. Bei versicherungsmathematischen Nettogewinnen und -verlusten schreiben wir jährlich 10 Prozent des nicht abgeschrieben Restbetrags ab.

Wir verfügen über mehrere nicht pensionsbezogene Pläne für Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses im Bereich Kranken- und Lebensversicherung. Die Krankenversicherungspläne sind beitragspflichtig und unterliegen verschiedenen Kostenteilungsregelungen, wobei die Beiträge der Teilnehmer und des Unternehmens in den meisten Fällen jährlich angepasst werden; die Lebensversicherungspläne sind beitragsfrei. Die Bewertung der kumulierten Verpflichtung für medizinische Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses für in den USA vor dem 65. Lebensjahr in den Ruhestand getretene Mitarbeiter geht von einer Trendrate der Gesundheitskosten von 6,50 Prozent im Jahr 2026 aus, die bis 2032 auf 5 Prozent sinkt. Bei der Bewertung der kumulierten Verpflichtung für medizinische Leistungen nach der Pensionierung für Rentner über 65 in den USA wird von einer Trendrate der Gesundheitskosten von 4,7 Prozent im Jahr 2026 ausgegangen, die bis 2030 auf 5 Prozent ansteigt.

Planvermögen

Wir verfolgen eine Strategie der breiten Diversifizierung des Planvermögens über verschiedene Anlageklassen und einzelne Positionen hinweg. Daher weist unser Planvermögen keine nennenswerten Konzentrationen von Kreditrisiken auf. Zu den als geeignet erachteten Anlageklassen zählen US-Aktien, Nicht-US-Aktien, US-Rentenpapiere, Nicht-US-Rentenpapiere, Immobilien sowie Private-Equity-Investitionen. Die Treuhänder des Pensionsplans können von Zeit zu Zeit andere Anlageklassen in Betracht ziehen und in das Anlageprogramm aufnehmen. Die Zielallokationen für das Planvermögen, aggregiert über US-amerikanische und internationale Pläne, betragen 28 Prozent in Aktien, 68 Prozent in Schuldtiteln und 4 Prozent in Immobilien. Im Allgemeinen handelt es sich bei den Plananlagen um öffentlich gehandelte Wertpapiere, wodurch das Liquiditätsrisiko im Portfolio minimiert wird.

Im Folgenden werden die für das Planvermögen verwendeten Bewertungsmethoden beschrieben. Zum 31. Dezember 2025 und 2024 gab es keine Änderungen an den verwendeten Methoden.

- Die beizulegenden Zeitwerte von Aktien und staatlichen Schuldtiteln, die der Stufe 1 zugeordnet sind, basieren in erster Linie auf notierten Marktpreisen in aktiven Märkten für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten.
- Die beizulegenden Zeitwerte von Unternehmensanleihen, Agency- und hypotheckenbesicherten Wertpapieren sowie staatlichen Schuldtiteln, die der Stufe 2 zugeordnet sind, werden anhand kürzlich abgeschlossener Transaktionen und notierter Marktpreise für ähnliche Vermögenswerte und Verbindlichkeiten auf aktiven Märkten sowie für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten auf nicht aktiven Märkten geschätzt. Wenn für ein bestimmtes festverzinsliches Wertpapier keine Markttransaktionen vorliegen, wird sein beizulegender Zeitwert anhand von Bewertungsmodellen berechnet, die das Wertpapier mit anderen Wertpapieren mit tatsächlichen Marktpreisen verglichen. Wenn keine beobachtbaren Marktnotierungen verfügbar sind, basiert der beizulegende Zeitwert auf Bewertungsmodellen, die andere Größen als tatsächliche

Marktpreisen (z. B. beobachtbare Inputgrößen wie Referenzrenditen, gemeldete Handelsgeschäfte und Emittentenspreads für ähnliche Wertpapiere), und diese Wertpapiere werden in Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie eingestuft.

- Die beizulegenden Zeitwerte von Anlagen in Investmentfonds werden vom Emittenten des jeweiligen Fonds auf der Grundlage des beizulegenden Zeitwerts der zugrunde liegenden Vermögenswerte ermittelt.
- Die beizulegenden Zeitwerte von Investmentfonds basieren auf notierten Marktpreisen, die den Nettoinventarwert der gehaltenen Anteile widerspiegeln.
- Festgeldanlagen werden zu Anschaffungskosten bewertet, die dem beizulegenden Zeitwert nahekommen.
- Barmittel werden zu Anschaffungskosten bewertet, die dem beizulegenden Zeitwert nahekommen. Die beizulegenden Zeitwerte internationaler Zahlungsmitteläquivalente, die der Stufe 2 zugeordnet sind, werden anhand beobachtbarer Zinskurven, Abzinsungs- und Zinssätze ermittelt. US-Barmittelbestände in Form von Anteilen an kurzfristigen Fonds, die zum Bewertungsstichtag rückkaufbar sind, werden der Stufe 2 zugeordnet.
- Die beizulegenden Zeitwerte von börsengehandelten Derivaten, die der Stufe 1 zugeordnet sind, basieren auf notierten Marktpreisen. Bei anderen Derivaten der Stufe 2 werden die Werte in der Regel anhand von Bewertungsmodellen mit Marktparametern aus Quellen Dritter berechnet.
- Die beizulegenden Zeitwerte von Versicherungsverträgen entsprechen dem Barwert der künftigen Leistungszahlungen, zu denen die Versicherungsgesellschaft gegenüber den Teilnehmern der Vorsorgepläne verpflichtet ist.
- Die beizulegenden Zeitwerte von Immobilieninvestitionen werden unter Verwendung von Immobilienbewertungsmethoden und anderen Verfahren ermittelt, die, sofern verfügbar, auf Daten von Drittquellen und Vergleichsverkäufe zurückgreifen.
- Ein Teil des Vermögens der US-Pensionspläne wird als Beteiligungsanteil an einem Versicherungsrentenvertrag gehalten, der sich aus dem Marktwert der im Rahmen dieses Vertrags gehaltenen Anlagen abzüglich der durch den Vertrag gedeckten kumulierten Leistungsverpflichtung ergibt. Der Beteiligungsanteil wird in der Fair-Value-Hierarchie der Stufe 3 zugeordnet, da der beizulegende Zeitwert durch eine Kombination aus notierten Marktpreisen, kürzlich abgeschlossenen Transaktionen und einer versicherungsmathematischen Barwertberechnung für die vertraglichen Verpflichtungen ermittelt wird. Zum 31. Dezember 2025 wurde die Beteiligung am Rentenvertrag mit 40 Millionen US-Dollar bewertet und setzte sich aus Schuldverschreibungen in Höhe von 107 Millionen US-Dollar abzüglich 67 Millionen US-Dollar für die durch den Vertrag abgedeckte kumulierte Leistungsverpflichtung zusammen. Zum 31. Dezember 2024 wurde die Beteiligung am Rentenvertrag mit 42 Mio. \$ bewertet und setzte sich aus Schuldverschreibungen in Höhe von 113 Mio. \$ abzüglich 71 Mio. \$ für die durch den Vertrag abgedeckte kumulierte Leistungsverpflichtung zusammen. Die Beteiligung steht kurzfristig nicht zur Erfüllung allgemeiner Pensionsverpflichtungen zur Verfügung. Es sind keine künftigen Unternehmensbeiträge erforderlich, und im Rahmen dieses Versicherungsrentenvertrags werden keine neuen Leistungen angesammelt.

Die beizulegenden Zeitwerte unseres Pensionsplanvermögens zum 31. Dezember nach Anlageklassen stellten sich wie folgt dar:

	in Millionen US-Dollar							
	US				International			
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
2025								
Aktien								
Internationale	1	—	—	1	1	—	—	1
Investmentfonds	20	—	—	20	514	103	—	617
Schuldtitel								
Unternehmen	—	—	1	1	—	—	—	—
Investmentfonds	—	—	—	—	572	—	—	572
Private-Equity-Fonds			2	2				
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	1	—	—	1	18	—	—	18
Versicherungsverträge			4	4				
Immobilien	—	—	2	2	—	—	169	169
Gesamtbetrag in der Fair-Value-Hierarchie	\$ 22	—	9	31	1.105	103	169	1.377
Zum Nettoinventarwert bewertete Kapitalanlagen*								
Aktien								
Stammaktien/Investmentfonds				353				325
Schuldtitel								
Gemeinschaftsfonds				1.213				1.579
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente				9				—
Immobilien				21				—
Gesamt**	\$ 22	—	9	1.627	1.105	103	169	3.281

*Gemäß FASB ASC Topic 715, „Vergütung – Altersversorgungsleistungen“, wurden bestimmte Kapitalanlagen, die unter Anwendung der praktischen Vereinfachung des Nettovermögenswerts pro Anteil (oder dessen Äquivalent) zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, nicht in die Fair-Value-Hierarchie eingestuft. Die in dieser Tabelle ausgewiesenen Fair-Value-Beträge dienen der Abstimmung der Fair-Value-Hierarchie mit den in der Position „Veränderung des beizulegenden Zeitwerts der Planvermögenswerte“ ausgewiesenen Beträgen.

**Ausgenommen sind die Beteiligung an dem Versicherungs-Rentenvertrag mit einem Nettovermögen von 40 Millionen US-Dollar sowie Nettoforderungen im Zusammenhang mit Wertpapiertransaktionen in Höhe von 2 Millionen US-Dollar.

Die beizulegenden Zeitwerte unseres Planvermögens zum 31. Dezember stellten sich nach Anlageklassen wie folgt dar:

	in Millionen US-Dollar							
	US				International			
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
2024								
Aktienwertpapiere								
USA	\$ 5	—	—	5	—	—	—	—
International	38	—	—	38	—	—	—	—
Investmentfonds	17	—	—	17	445	77	—	522
Schuldtitel								
Unternehmensanleihen	—	1	—	1	—	—	—	—
Investmentfonds	—	—	—	—	451	—	—	451
Private-Equity-Fonds			3	3				
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	—	—	—	—	25	—	—	25
Versicherungsverträge			4	4				
Immobilien	—	—	3	3	—	—	136	136
Gesamtbetrag in der Fair-Value-Hierarchie	\$ 60	1	10	71	921	77	136	1.134
Zum Nettoinventarwert bewertete Kapitalanlagen*								
Aktien								
Stammaktien/Investmentfonds				479				194
Schuldtitel								
Gemeinschaftsfonds				938				1.575
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente				3				—
Immobilien				22				—
Gesamt**	\$ 60	1	10	1.513	921	77	136	2.903

*Gemäß FASB ASC Topic 715, „Vergütung – Altersversorgungsleistungen“, wurden bestimmte Kapitalanlagen, die unter Anwendung der praktischen Vereinfachung des Nettovermögenswerts pro Anteil (oder dessen Äquivalent) zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, nicht in die Fair-Value-Hierarchie eingestuft. Die in dieser Tabelle ausgewiesenen Fair-Value-Beträge dienen der Abstimmung der Fair-Value-Hierarchie mit den in der Position „Veränderung des beizulegenden Zeitwerts der Planvermögenswerte“ ausgewiesenen Beträgen.

**Ausgenommen sind die Beteiligung an dem Versicherungs-Rentenvertrag mit einem Nettovermögen von 42 Mio. US-Dollar sowie Nettoforderungen im Zusammenhang mit Wertpapiertransaktionen in Höhe von 5 Mio. US-Dollar.

Aktivitäten der Stufe 3 waren in allen dargestellten Zeiträumen nicht wesentlich.

Unsere Finanzierungsrichtlinie für US-amerikanische Pläne sieht vor, mindestens den vom „Employee Retirement Income Security Act“ von 1974 und vom „Internal Revenue Code“ von 1986 in der jeweils gültigen Fassung vorgeschriebenen Mindestbeitrag zu leisten. Beiträge zu ausländischen Plänen richten sich nach den lokalen Gesetzen und Steuervorschriften. Für das Jahr 2026 erwarten wir Einzahlungen in Höhe von etwa 160 Millionen US-Dollar in unsere inländischen qualifizierten und nicht qualifizierten Pensions- und Altersversorgungspläne sowie 60 Millionen US-Dollar in unsere internationalen qualifizierten und nicht qualifizierten Pensions- und Altersversorgungspläne.

Es wird erwartet, dass die folgenden Leistungszahlungen, in denen Beträge aus dem Versicherungsrentenvertrag nicht enthalten sind und die gegebenenfalls die erwartete künftige Dienstzeit widerspiegeln, geleistet werden:

	in Millionen Dollar Rente			
	es		Sonstig	
	Leistungen		Leistungen	
	U.S.	Inter		
	national			
2026	\$ 511	135		17
2027	279	139		17
2028	164	142		16
2029	161	146		14
2030	151	151		13
2031–2035	628	799		52

Restrukturisierungskosten

Im Jahr 2025 kündigten wir bestimmte Umstrukturierungsmaßnahmen an und reduzierten unsere Gesamtbelegschaft, was zu entsprechenden Abfindungsaufwendungen in Höhe von 286 Millionen US-Dollar führte, wobei 214 Millionen US-Dollar unter „Produktions- und Betriebskosten“ und 72 Millionen US-Dollar in der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung unter „Vertriebs-, allgemeine und Verwaltungsaufwendungen“ ausgewiesen wurden. Davon entfielen etwa 43 Millionen US-Dollar auf Alaska, 87 Millionen US-Dollar auf die kontinentalen 48 Bundesstaaten, 29 Millionen US-Dollar auf Kanada, 48 Millionen US-Dollar auf Europa, den Nahen Osten und Nordafrika, 7 Millionen US-Dollar auf den asiatisch-pazifischen Raum sowie 72 Millionen US-Dollar auf den Konzern und Sonstiges.

Im Jahr 2024 umfassten die Rückstellungen Abfindungskosten im Zusammenhang mit vertraglichen Abfindungsleistungen für Führungskräfte und Mitarbeiter von Marathon Oil zum Zeitpunkt der Übernahme. *Siehe Anmerkung 3.*

Die folgende Tabelle fasst die Entwicklung unserer Rückstellungen für Abfindungen zusammen:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Stand zum 1. Januar	\$ 331	12	31
Abgrenzungen*	365	328	1
Leistungszahlungen	(320)	(9)	(20)
Währungsumrechnungsdifferenz	2	—	—
Stand zum 31. Dezember**	\$ 378	331	12

*Von Partnern eingezogene Beträge in Höhe von 73 Millionen \$ sind zum 31. Dezember 2025 als Forderungen abgegrenzt. Die Aufwendungen in unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung werden um diesen Betrag bereinigt ausgewiesen.

**Vom verbleibenden Saldo zum 31. Dezember 2025 werden 300 Millionen \$ als kurzfristig klassifiziert.

Beitragsorientierte Pläne

Die meisten Mitarbeiter in den USA sind zur Teilnahme an einem beitragsorientierten Plan berechtigt. Die Unternehmensbeiträge können je nach Vergütung des Mitarbeiters und dessen Beitragswahl variieren, ebenso davon, ob der Mitarbeiter Ansprüche in einem leistungsorientierten Plan erwirbt, sowie nach dem Ermessen des Unternehmens. Die als Aufwand erfassten Unternehmensbeiträge für beitragsorientierte Pläne in den USA beliefen sich im Jahr 2025 auf 160 Millionen US-Dollar, im Jahr 2024 auf 152 Millionen US-Dollar und im Jahr 2023 auf 151 Millionen US-Dollar.

Für unsere internationalen Mitarbeiter bieten wir mehrere beitragsorientierte Pläne an, die je nach Standort unterschiedliche Bedingungen und Teilnahmeberechtigungen haben. Der für diese internationalen Pläne erfasste Gesamtvergütungsaufwand belief sich auf etwa 27 Millionen US-Dollar im Jahr 2025, 25 Millionen US-Dollar im Jahr 2024 und 23 Millionen US-Dollar im Jahr 2023.

Aktienbasierte Vergütungspläne

Der „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips (Omnibus-Plan) wurde im Mai 2023 von den Aktionären genehmigt; er ersetzt ähnliche frühere Pläne und sieht vor, dass im Rahmen der früheren Pläne keine neuen Zuteilungen mehr gewährt werden dürfen. Während seiner zehnjährigen Laufzeit ermöglicht der Omnibus-Plan die Ausgabe von bis zu 36 Millionen Stück unserer Stammaktien zur Vergütung unserer Mitarbeiter und Vorstandsmitglieder, wobei sich die verfügbaren Aktien jedoch (i) um die im Rahmen des früheren Plans zwischen dem Datum der Verabschiedung durch den Vorstand (15. Februar 2023) und dem Datum der Zustimmung durch die Aktionäre (16. Mai 2023) gewährten Zuteilungen verringert und (ii) um alle Stammaktien erhöht, die durch im Rahmen des Omnibus-Plans oder der früheren Pläne gewährte Zuteilungen repräsentiert werden und die

verfallen, erlöschen oder ohne Lieferung von Stammaktien annulliert werden oder die zum Verfall von Stammaktien zugunsten des Unternehmens führen, mit Ausnahme von Aktien, die zur Begleichung der Ausübung einer Aktienoption oder eines Wertsteigerungsrechts zurückgegeben werden, von Aktien, die nicht im Zusammenhang mit der Aktienabrechnung eines Wertsteigerungsrechts ausgegeben werden, oder von Aktien, die vom Unternehmen unter Verwendung von Barerlösen aus der Ausübung einer Aktienoption zurückgekauft werden. Der Personal- und Vergütungsausschuss unseres Vorstands ist befugt, die Arten, Laufzeiten, Bedingungen und Beschränkungen der gewährten Zuteilungen festzulegen. Zuteilungen können unter anderem in Form von Aktienoptionen, RSUs und Performance Share Units (PSUs) an Mitarbeiter und nicht angestellte Vorstandsmitglieder gewährt werden, die zum anhaltenden Erfolg und zur Rentabilität des Unternehmens beitragen.

Der Gesamtbetrag der aktienbasierten Vergütungsaufwendungen wird anhand des beizulegenden Zeitwerts zum Zeitpunkt der Gewährung für unsere als Eigenkapital klassifizierten Zuteilungen und anhand des beizulegenden Zeitwerts zum Zeitpunkt der Abwicklung für unsere als Verbindlichkeiten klassifizierten Zuteilungen ermittelt. Wir erfassen den Aufwand für aktienbasierte Vergütungen über den kürzeren der beiden Zeiträume: den Dienstzeitraum (d. h. den festgelegten Zeitraum, der erforderlich ist, um die Prämie zu erwerben) oder – bei Prämien, die eine auf den Ruhestand bezogene Unverfallbarkeit vorsehen – den Zeitraum, der mit Beginn des Dienstzeitraums beginnt und an dem Tag endet, an dem ein Mitarbeiter gemäß den Prämienbedingungen erstmals Anspruch auf die Unverfallbarkeit im Ruhestand erwirbt. Abgesehen von bestimmten Bindungsprämien sehen unsere aktienbasierten Vergütungsprogramme im Allgemeinen eine vollständige oder teilweise vorzeitige Unverfallbarkeit vor (d. h. einen Verzicht auf die verbleibende Dienstzeit, die zum Erwerb einer Prämie erforderlich ist) für Prämien, die Mitarbeiter zum Zeitpunkt ihres Ausscheidens aus dem Dienst halten.

Einige unserer aktienbasierten Vergütungen werden anteilig unverfallbar (d. h., Teile der Vergütung werden zu unterschiedlichen Zeitpunkten unverfallbar), während andere Vergütungen sofort unverfallbar werden (d. h., die gesamte Vergütung wird gleichzeitig unverfallbar). Wir erfassen den Aufwand linear über den Dienstzeitraum für die gesamte Vergütung, unabhängig davon, ob die Vergütung mit anteiliger oder sofortiger Unverfallbarkeit gewährt wurde.

Vergütungsaufwand – Der im Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) erfasste Gesamtbetrag des aktienbasierten Vergütungsaufwands und der damit verbundene Steuervorteil beliefen sich auf:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Vergütungsaufwand	\$ 336	268	334
Steuervorteil	79	67	84

Aktienoptionen – Aktienoptionen, die gemäß den Bestimmungen des Omnibus-Plans und früherer Pläne gewährt wurden, ermöglichen den Erwerb unserer Stammaktien zu Ausübungspreisen, die dem durchschnittlichen Marktwert der ConocoPhillips-Stammaktien am Tag der Optionsgewährung entsprechen. Die Optionen haben eine Laufzeit von 10 Jahren und werden in der Regel am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des Gewährungsdatums anteilig unverfallbar. Optionen, die bestimmten Mitarbeitern gewährt wurden, die bereits pensionsberechtigt sind, werden innerhalb von sechs Monaten nach dem Zuteilungsdatum unverfallbar, sind jedoch erst nach Ablauf der regulären Unverfallbarkeitsfrist ausübbar. Ab 2018 wurden keine Aktienoptionen mehr gewährt.

Die folgende Übersicht fasst unsere Aktienoptionsaktivitäten für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr zusammen:

	Optionen	Gewichteter Durchschnitt Ausübungspreis	Millionen Dollar	
			Gesamt	Innerer Wert
Ausstehend zum 31. Dezember 2024	2.051.075	\$ 43,16	\$	113
Ausgeübt	(1.086.350)	38,71		60
Ausstehend zum 31. Dezember 2025	964.725	\$ 48,17	\$	44
Unverfallbar zum 31. Dezember 2025	964.725	\$ 48,17	\$	44
Ausübbar zum 31. Dezember 2025	964.725	\$ 48,17	\$	44

Die gewichtete durchschnittliche verbleibende Vertragslaufzeit der ausstehenden, unverfallbaren und ausübenden Optionen betrug zum 31. Dezember 2025 jeweils 1,03 Jahre. Der Gesamtinnerwert der ausgeübten Optionen belief sich im Jahr 2024 auf 63 Millionen \$ und 58 Millionen \$ im Jahr 2023.

Im Jahr 2025 erhielten wir 15 Millionen \$ in bar und 27 Millionen \$ aus bargeldlosen Ausübungen und erzielten einen Steuervorteil von 13 Millionen \$ aus der Ausübung von Optionen. Zum 31. Dezember 2025 waren alle ausstehenden Aktienoptionen vollständig unverfallbar, sodass keine weiteren Vergütungskosten mehr zu verbuchen waren.

Aktionsoptionsprogramme – RSUs, die jährlich gemäß den Bestimmungen des Omnibus-Plans sowie der allgemeinen und der Führungskräfte-RSU-Programme gewährt werden, werden am dritten Jahrestag des Zuteilungsdatums in einer einzigen Tranche unverfallbar. RSUs, die im Rahmen des Omnibus-Plans für ein variables langfristiges Anreiz- und Bindungsprogramm gewährt werden, werden am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des Zuteilungsdatums anteilig unverfallbar. RSUs werden zudem ad hoc gewährt, um Schlüsselpersonal zu gewinnen oder zu binden, oder im Rahmen einer Übernahme übernommen; die Bedingungen, unter denen diese RSUs unverfallbar werden, variieren je nach Zuteilung.

Aktienbasierte Abrechnung

Bei der Unverfallbarkeit werden diese RSUs durch die Ausgabe einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit abgerechnet. Einheiten, die im Rahmen der allgemeinen und der RSU-Programme für Führungskräfte an pensionsberechtigte Mitarbeiter gewährt werden, können früher unverfallbar werden; diese Einheiten werden jedoch erst nach dem Ausscheiden aus dem Unternehmen oder nach Ablauf der regulär vorgesehenen Unverfallbarkeitsfrist – je nachdem, was früher eintritt – durch die Ausgabe von Stammaktien abgerechnet. Bis zur Ausgabe in Form von Aktien erhalten die meisten Empfänger der RSUs eine Barzahlung in Höhe eines Dividendenäquivalents oder eines aufgelaufenen, reinvestierten Dividendenäquivalents, das den Gewinnrücklagen belastet wird. Der Marktwert dieser RSUs zum Zuteilungszeitpunkt entspricht dem durchschnittlichen Aktienkurs von ConocoPhillips am Zuteilungszeitpunkt. Der Marktwert von RSUs zum Zuteilungszeitpunkt, für die während der Unverfallbarkeitsfrist kein Dividendenäquivalent gezahlt wird, entspricht dem durchschnittlichen Aktienkurs von ConocoPhillips am Zuteilungszeitpunkt abzüglich des Barwerts der geschätzten Dividenden, die nicht erhalten werden.

Im Folgenden sind unsere aktienbasierten RSU-Transaktionen für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr zusammengefasst:

	Aktieneinheiten	Gewichteter durchschnittlicher Marktwert zum Zuteilungsdatum	Millionen Dollar Gesamtmarktwert
Im Umlauf am 31. Dezember 2024	6.471.773	\$ 104,89	
Gewährt	2.998.555		99,26
Verfallen	(274.989)		103,37
Ausgegeben	(2.938.338)		98,14 \$
Im Umlauf zum 31. Dezember 2025	6.257.001	\$ 105,43	285
Noch nicht unverfallbar zum 31. Dezember 2025	4.300.663	\$ 105,25	

Zum 31. Dezember 2025 beliefen sich die verbleibenden, noch nicht erfassten Vergütungskosten aus den noch nicht unverfallbaren, aktienbasierten RSUs auf 188 Millionen \$, die über einen gewichteten Durchschnittszeitraum von 1,71 Jahren erfasst werden, wobei der längste Zeitraum 3,42 Jahre beträgt. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert zum Zuteilungszeitpunkt der im Jahr 2024 und 2023 gewährten aktienbasierten RSUs betrug 109,79 \$ bzw. 110,91 \$. Der Gesamtbeizulegende Zeitwert der im Jahr 2024 und 2023 ausgegebenen aktienbasierten RSUs belief sich auf 410 Millionen \$ bzw. 284 Millionen \$.

Performance-Share-Programm – Im Rahmen des Omnibus-Plans gewähren wir der Geschäftsleitung außerdem jährlich gebundene PSUs. Diese PSUs werden drei Jahre vor ihrem tatsächlichen Zuteilungsdatum (dem Leistungszeitraum) genehmigt. Der Vergütungsaufwand wird zunächst anhand des durchschnittlichen Marktwerts der ConocoPhillips-Stammaktien ermittelt und anschließend auf der Grundlage der Veränderungen des ConocoPhillips-Aktienkurses bis zum Ende jedes nachfolgenden Berichtszeitraums angepasst, und zwar bis zum Zuteilungsdatum bei aktienbasierten Prämien und bis zum Abrechnungsdatum bei barabgerechneten Prämien.

Aktienbasierte

Aktienbasierte PSUs werden durch die Ausgabe einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit erfüllt. Für Leistungszeiträume, die vor 2009 beginnen, werden PSUs erst dann unverfallbar, wenn der Mitarbeiter durch das Erreichen des 55. Lebensjahres bei einer Betriebszugehörigkeit von fünf Jahren in den Ruhestand treten kann, und die Beschränkungen erlöschen erst, wenn der Mitarbeiter aus dem Unternehmen ausscheidet. Bei Zuteilungen für Leistungszeiträume, die zwischen 2009 und 2012 beginnen, werden die PSUs erst am früheren der folgenden Zeitpunkte unverfallbar: dem Zeitpunkt, zu dem der Mitarbeiter durch das Erreichen des 55. Lebensjahres bei einer Betriebszugehörigkeit von fünf Jahren in den Ruhestand treten kann, oder fünf Jahre nach dem Zuteilungsdatum der Zuteilung; die Beschränkungen erlöschen erst am früheren der folgenden Zeitpunkte: dem Ausscheiden des Mitarbeiters aus dem Unternehmen oder fünf Jahre nach dem Zuteilungsdatum (wobei die Empfänger jedoch wählen können, das Erlöschen der Beschränkungen bis zum Ausscheiden aufzuschieben). Wir erfassen den Vergütungsaufwand für diese Zuteilungen ab dem Zuteilungsdatum bis zu dem Datum, an dem die PSUs planmäßig unverfallbar werden. Da diese Zuteilungen drei Jahre vor dem tatsächlichen Zuteilungsdatum genehmigt werden, erfassen wir für Mitarbeiter, die zum Zuteilungsdatum oder kurz danach in den Ruhestand treten können, den Vergütungsaufwand über den Zeitraum vom Datum der Genehmigung bis zum Zuteilungsdatum. Bis zur Ausgabe als Aktien erhalten die Empfänger der vor 2013 gewährten, aktienbasierten PSUs eine Barzahlung in Höhe eines Dividendenäquivalents, das den Gewinnrücklagen belastet wird. Ab 2013 werden aktienbasierte PSUs, die für zukünftige Zuteilungen genehmigt wurden, nach Ablauf des dreijährigen Leistungszeitraums bei der Abwicklung unverfallbar. Wir erfassen den Personalaufwand über den Zeitraum, der am Tag der Genehmigung beginnt und mit dem Ende des Leistungszeitraums endet. Bis zur Ausgabe in Form von Aktien erhalten die Empfänger dieser PSUs einen aufgelaufenen, reinvestierten Dividendenäquivalentbetrag, der als Personalaufwand verbucht wird.

Im Folgenden sind die Aktivitäten im Rahmen unseres aktienbasierten Performance-Share-Programms für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr zusammengefasst:

	Aktieneinheiten	Gewichteter durchschnittlicher beizulegender Zeitwert zum Zuteilungsdatum	Millionen Dollar Gesamtbeizulegender Zeitwert
Im Umlauf zum 31. Dezember 2024	774.503	\$ 50,75	
Gewährt	4.737	100,90	
Ausgegeben	(193.286)	52,05	\$ 18
Im Umlauf zum 31. Dezember 2025	585.954	\$ 50,73	

Zum 31. Dezember 2025 gab es keine verbleibenden, noch nicht erfassten Vergütungskosten, die für die noch nicht unverfallbaren, aktienbasierten Leistungsaktien zu verbuchen waren. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert zum Zeitpunkt der Gewährung der in den Jahren 2024 und 2023 gewährten aktienbasierten PSUs betrug 110,39 \$ bzw. 112,50 \$. Der Gesamtbeizulegende Zeitwert der in den Jahren 2024 und 2023 ausgegebenen aktienbasierten PSUs betrug 23 Mio. \$ bzw. 29 Mio. \$.

Barabgerechnete

Im Zusammenhang mit und unmittelbar nach der Ausgliederung unserer Downstream-Geschäftsbereiche im Jahr 2012 wurden Zuteilungen neuer, barabgerechneter PSUs genehmigt, die einem verkürzten Leistungszeitraum unterliegen. Nach ihrer Zuteilung werden diese PSUs – sofern der Mitarbeiter sich nicht für einen Aufschub entscheidet – entweder fünf Jahre nach dem Zuteilungsdatum der Prämie oder an dem Tag, an dem der Mitarbeiter in den Ruhestand treten kann, je nachdem, welcher Zeitpunkt früher liegt, unverfallbar. Für Mitarbeiter, die zum Zeitpunkt der Zuteilung oder kurz danach in den Ruhestand treten können, erfassen wir den Vergütungsaufwand über den Zeitraum vom Tag der Genehmigung bis zum Tag der Zuteilung.

Andernfalls erfassen wir den Personalaufwand ab dem Zuteilungsdatum bis zu dem Datum, an dem die PSUs planmäßig unverfallbar werden. Diese PSUs werden in bar in Höhe des beizulegenden Zeitwerts einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit am Abrechnungsdatum beglichen und werden daher in der Bilanz als Verbindlichkeiten ausgewiesen. Bis zur Abrechnung erhalten die Empfänger der PSUs eine Barzahlung in Höhe eines Dividendenäquivalents, die als Personalaufwand verbucht wird.

Ab 2013 werden bar abgerechnete PSUs nach Ablauf des dreijährigen Leistungszeitraums bei der Abrechnung unverfallbar. Wir erfassen den Vergütungsaufwand über den Zeitraum vom Tag der Genehmigung bis zum Ende des Leistungszeitraums. Diese PSUs werden in bar in Höhe des beizulegenden Zeitwerts einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit am Abrechnungstag abgerechnet und in der Bilanz als Verbindlichkeiten ausgewiesen. Für Leistungszeiträume, die vor 2018 beginnen, erhalten die Empfänger der PSUs während des Leistungszeitraums keine Barzahlung in Höhe eines Dividendenäquivalents; nach Ablauf des Leistungszeitraums jedoch bis zur Barabrechnung erhalten sie eine Barzahlung in Höhe eines Dividendenäquivalents, die als Personalaufwand verbucht wird. Für die Leistungszeiträume

, die 2018 oder später beginnen, erhalten die Empfänger der PSUs eine aufgelaufene, reinvestierte Dividendenäquivalenz, die als Personalaufwand verbucht wird. Die aufgelaufene, reinvestierte Dividende wird zum Zeitpunkt der Abrechnung ausgezahlt, vorbehaltlich der Bedingungen der Zuteilung.

Im Folgenden wird die Entwicklung unseres barabgerechneten Performance-Share-Programms für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr zusammengefasst:

	Aktieneinheiten		Gewichteter durchschnittlicher beizulegender Zeitwert zum Zuteilungszeitpunkt	Millionen Dollar Gesamtbeizulegen der Zeitwert
Im Umlauf zum 31. Dezember 2024	89.583	\$	98,20	
Gewährt	647.382		100,90	
Abgerechnet	(659.340)		100,14	\$ 66
Ausstehend zum 31. Dezember 2025	77.625	\$	94,00	

Zum 31. Dezember 2025 waren alle ausstehenden, bar abgerechneten Leistungsprämien vollständig unverfallbar, sodass keine weiteren Vergütungskosten mehr zu erfassen waren. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert zum Zeitpunkt der Gewährung der im Jahr 2024 und 2023 gewährten, bar abgerechneten PSUs betrug 110,39 \$ bzw. 112,50 \$. Der Gesamtbeizulegende Zeitwert der in den Jahren 2024 und 2023 abgerechneten, bar abgerechneten Leistungsaktienzuteilungen betrug 171 Mio. \$ bzw. 111 Mio. \$.

Seit Einführung des Performance-Share-Programms bis einschließlich 2013 wurden genehmigte PSU-Zuteilungen nach Ablauf der Leistungszeiträume gewährt. Seit Februar 2014 werden PSU-Zuteilungen mit anfänglichem Zielwert zu Beginn neuer Leistungszeiträume ausgegeben. Diese PSU-Zuteilungen mit anfänglichem Zielwert enden am Ende der Leistungszeiträume und werden nach Ablauf der Leistungszeiträume abgerechnet. Ebenfalls im Jahr 2014 wurden PSU-Zuteilungen mit anfänglichem Zielwert für offene Leistungszeiträume ausgegeben, die in früheren Jahren begonnen hatten. Für den offenen Leistungszeitraum, der 2012 begann, erloschen die anfänglichen Ziel-PSU-Zuteilungen am Ende des dreijährigen Leistungszeitraums und wurden durch genehmigte PSU-Zuteilungen ersetzt. Für den offenen Leistungszeitraum, der 2013 begann, erloschen die anfänglichen Ziel-PSU-Zuteilungen am Ende des dreijährigen Leistungszeitraums und wurden nach Ablauf des Leistungszeitraums abgerechnet. Dies hat keine Auswirkungen auf die Erfassung des Vergütungsaufwands.

Sonstiges – Zusätzlich zu den oben genannten aktiven Programmen verfügen wir über ausstehende Aktien mit Sperrfrist und RSUs, die entweder im Rahmen unseres Vergütungsprogramms für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder für aktuelle und ehemalige Mitglieder des Verwaltungsrats des Unternehmens oder im Rahmen eines Vergütungsprogramms für Führungskräfte ausgegeben wurden, das eingestellt oder infolge einer Übernahme übernommen wurde. Im Allgemeinen erhalten die Empfänger der Aktien mit Sperrfrist oder der Einheiten eine Dividende oder eine Dividendenäquivalenz.

Im Folgenden sind die Gesamtbewegungen dieser Aktien mit Veräußerungsbeschränkung und Einheiten für das am 31. Dezember 2025 endende Geschäftsjahr zusammengefasst:

	Aktieneinheiten		Gewichteter durchschnittlicher beizulegender Zeitwert zum Zuteilungszeitpunkt	Millionen Dollar Gesamtbeizulegender Zeitwert
Im Umlauf am 31. Dezember 2024	629.681	\$	60,22	
Gewährt	43.292		98,68	
Ausgegeben	(110.284)		52,23	\$ 12
Im Umlauf am 31. Dezember 2025	562.689	\$	64,75	

Zum 31. Dezember 2025 waren alle ausstehenden gebundenen Aktien und RSUs vollständig unverfallbar, sodass keine weiteren Vergütungskosten zu erfassen waren. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert zum Zuteilungszeitpunkt der im Jahr 2024 und 2023 gewährten Zuteilungen betrug 111,91 \$ bzw.

115,88 \$. Der Gesamtbeizulegende Zeitwert der in den Jahren 2024 und 2023 ausgegebenen Zuteilungen betrug 35 Mio. \$ bzw. 46 Mio. \$.

Anmerkung 15 – Ertragsteuern

Die Bestandteile der Rückstellung (des Ertrags) für Ertragsteuern waren:

	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Ertragsteuern			
Bund			
Laufend	\$ 655	629	1.054
Abgegrenzte	537	247	825
Ausländisch			
Kurzfristig	3.287	3.249	2.931
Abgegrenzte	33	71	254
Staatlich und kommunal			
Laufend	177	182	202
Aufgeschoben	(21)	49	65
Gesamtsteuerrückstellung (Steuerertrag)	\$ 4.668	4.427	5.331

Latente Steuern spiegeln die Netto-Steuerwirkung temporärer Unterschiede zwischen den Bilanzwerten von Vermögenswerten und Verbindlichkeiten für Rechnungslegungszwecke und den für steuerliche Zwecke herangezogenen Beträgen wider. Die wesentlichen Bestandteile der latenten Steuerverbindlichkeiten und -ansprüche zum 31. Dezember waren:

	in Millionen Dollar	
	2025	2024
Latente Steuerverbindlichkeiten		
Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	\$ 16.244	15.609
Vorräte	15	91
Sonstiges	160	155
Gesamtbetrag der latenten Steuerverbindlichkeiten	16.419	15.855
Latente Steueransprüche		
Rückstellungen für Versorgungsleistungen	330	432
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und abgegrenzte Umweltkosten	2.985	2.799
Anteile an Gemeinschaftsunternehmen	2.356	2.269
Sonstige finanzielle Abgrenzungen	507	497
Verlust- und Gutschriftsvorträge	4.048	4.910
Sonstiges	103	187
Gesamtbetrag der latenten Steueransprüche	10.329	11.094
Abzüglich: Wertberichtigung	(5.926)	(6.435)
Gesamtbetrag der latenten Steueransprüche abzüglich Wertberichtigung	4.403	4.659
Netto-latente Steuerverbindlichkeiten	\$ 12.016	11.196

Zum 31. Dezember 2025 enthielten die langfristigen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten latente Steuern in Höhe von 221 Mio. \$ bzw. 12.237 Mio. \$. Zum 31. Dezember 2024 enthielten die langfristigen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten latente Steuern in Höhe von 230 Mio. \$ bzw. 11.426 Millionen US-Dollar.

Zum 31. Dezember 2025 bezogen sich die latenten Steueransprüche aus Verlust- und Steuergutschriftsvorträgen in erster Linie auf vorgetragene US-Auslandssteuergutschriften in Höhe von 2,9 Milliarden \$ sowie auf vorgetragene Nettobetriebsverluste und Steuergutschriften aus verschiedenen Ländern in Höhe von 1,1 Milliarden \$.

Zum 31. Dezember 2024 bezogen sich die latenten Steueransprüche aus Verlust- und Steuergutschriftsvorträgen in erster Linie auf vorgetragene ausländische Steuergutschriften in den USA in Höhe von 3,3 Milliarden US-Dollar sowie auf vorgetragene Nettobetriebsverluste und Steuergutschriften aus verschiedenen Ländern in Höhe von 1,6 Milliarden US-Dollar. Im Jahr 2024 verfielen ausländische Steuergutschriften in den USA in Höhe von 1,2 Milliarden US-Dollar. Dieser Rückgang wurde teilweise durch einen Anstieg unserer US-Nettobetriebsverluste, ausländischen Steuergutschriften und sonstigen Steuergutschriften aufgrund unserer Übernahme von Marathon Oil ausgeglichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Die folgende Tabelle zeigt eine Überleitung der Wertberichtigung auf latente Steueransprüche zu Beginn und am Ende der Geschäftsjahre 2025, 2024 und 2023:

	in Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Stand zum 1. Januar	\$ 6.435	7.656	8.049
Als Aufwand (Ertrag) verbucht	(59)	(409)	(2)
Sonstiges*	(450)	(812)	(391)
Stand zum 31. Dezember	\$ 5.926	6.435	7.656

*Bezieht sich auf Veränderungen aufgrund latenter Steueransprüche, die keinen Einfluss auf unseren effektiven Steuersatz haben, sowie auf Akquisitionen, Veräußerungen, Anpassungen und die Auswirkungen der Umrechnung ausländischer Abschlüsse.

Es wurden Wertberichtigungen gebildet, um latente Steueransprüche auf einen Betrag zu reduzieren, dessen Realisierung mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten ist. Zum 31. Dezember 2025 haben wir eine Wertberichtigung in Bezug auf im Wesentlichen alle vorgetragenen ausländischen Steuergutschriften aus den USA, Basisunterschiede bei unserer APLNG-Beteiligung sowie bestimmte vorgetragene operative Nettoverluste für verschiedene Steuerhoheitsgebiete beibehalten. Im Jahr 2025 steht die ergebniswirksame Veränderung der Wertberichtigung in erster Linie im Zusammenhang mit der Nutzung zuvor nicht erfasster vorgetragener Kapitalverluste aufgrund unserer Vereinbarung über den Verkauf unserer Anteile an den Ursa- und Europa-Feldern sowie an der Ursa Pipeline Company LLC. Im Jahr 2024 steht die im Ergebnis erfasste Veränderung der Wertberichtigung in erster Linie im Zusammenhang mit der Möglichkeit, einen Teil der vorgetragenen ausländischen Steuergutschriften von ConocoPhillips aufgrund der Übernahme von Marathon Oil zu nutzen. Sonstige Veränderungen beziehen sich hauptsächlich auf Wertberichtigungen auf auslaufende steuerliche Attribute.

Auf der Grundlage unseres historischen steuerpflichtigen Einkommens, der Erwartungen für die Zukunft und der verfügbaren Steuerplanungsstrategien geht die Unternehmensleitung davon aus, dass latente Steueransprüche, abzüglich Wertberichtigungen, in erster Linie durch die Auflösung latenter Steuerverbindlichkeiten realisiert werden. *Siehe Anmerkung 3.*

Infolge der Übernahme von Marathon Oil haben wir ausländische Steuergutschriften genutzt, die zuvor durch eine Wertberichtigung ausgeglichen worden waren. Im vierten Quartal 2024 wurde aufgrund der Übernahme und der anschließenden Nutzung der ausländischen Steuergutschriften ein Steuervorteil in Höhe von 394 Millionen US-Dollar verbucht. *Siehe Anmerkung 3.*

Zum 31. Dezember 2025 verfügten wir über nicht überwiesene Erträge, die als dauerhaft in bestimmte ausländische Tochtergesellschaften und ausländische Unternehmens-Joint-Ventures reinvestiert gelten. Auf diesen Betrag wurden keine latenten Ertragsteuern gebildet, da wir keine Maßnahmen planen, die die Zahlung von Ertragsteuern erfordern würden. Der geschätzte Betrag der zusätzlichen Steuern, hauptsächlich lokale Quellensteuer, die auf diese Erträge bei einer Ausschüttung zu zahlen wären, beläuft sich auf etwa 314 Millionen US-Dollar.

Die folgende Tabelle zeigt eine Überleitung der nicht erfassten Steuervorteile zu Beginn und am Ende der Jahre 2025, 2024 und 2023:

	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Stand zum 1. Januar	\$ 377	387	710
Zugänge aufgrund steuerlicher Sachverhalte im laufenden Jahr	—	3	5
Zugänge aus Steuerpositionen früherer Jahre	13	127	1
Abzüge für Steuerpositionen aus früheren Jahren	—	—	(9)
Vergleiche	(3)	(121)	(96)
Verjährung	(13)	(19)	(224)
Stand zum 31. Dezember	\$ 374	377	387

Im Saldo der nicht erfassten Steuervorteile für die Jahre 2025, 2024 und 2023 waren 365 Millionen \$, 368 Millionen \$ bzw. 378 Millionen \$ enthalten, die, sofern sie erfasst würden, unseren effektiven Steuersatz beeinflussen würden.

Der Saldo der nicht erfassten Steuervorteile verringerte sich im Jahr 2025 aufgrund des Ablaufs der Verjährungsfrist bei bestimmten unserer ausländischen Tochtergesellschaften, was teilweise durch Zugänge bei Steuerpositionen im Zusammenhang mit früheren Jahren bei bestimmten unserer ausländischen Tochtergesellschaften ausgeglichen wurde.

Der Saldo der nicht erfassten Steuervorteile verringerte sich im Jahr 2024 aufgrund der Klärung bestimmter Sachverhalte mit den US-amerikanischen und norwegischen Steuerbehörden. Der Saldo unserer nicht erfassten Steuervorteile stieg im Jahr 2024 vor allem aufgrund von US-Steergutschriften, die wir durch die Übernahme von Marathon Oil erworben haben. *Siehe Anmerkung 3.*

Der Saldo der nicht bilanzierten Steuervorteile verringerte sich im Jahr 2023 aufgrund des Ablaufs der Verjährungsfrist bei bestimmten unserer ausländischen Tochtergesellschaften in Höhe von 224 Millionen US-Dollar sowie aufgrund des Abschlusses unserer kanadischen Inlandsprüfung für das Jahr 2018, die zu einer Verringerung um 92 Millionen US-Dollar führte.

Zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023 beliefen sich die Rückstellungen für Zinsen und Strafen auf insgesamt 47 Mio. US-Dollar, 26 Mio. US-Dollar bzw. 45 Millionen US-Dollar, jeweils abzüglich der abgegrenzten Ertragsteuern. Zinsen und Strafen führten zu einer Verringerung des Ergebnisses um 21 Millionen US-Dollar im Jahr 2025, zu einer Steigerung des Ergebnisses um 19 Millionen US-Dollar im Jahr 2024 und zu einer Verringerung des Ergebnisses um 10 Millionen US-Dollar im Jahr 2023.

Wir reichen Steuererklärungen in den USA auf Bundesebene sowie in vielen ausländischen und bundesstaatlichen Steuerhoheitsgebieten ein. Die Steuerprüfungen in den wichtigsten Steuerhoheitsgebieten sind im Allgemeinen wie folgt abgeschlossen: Kanada (2018), Norwegen (2024) und die USA (2021). Streitfragen bezüglich der geprüften Jahre und Steuerprüfungen für nachfolgende Jahre sind in den vielen Steuerhoheitsgebieten, in denen wir weltweit tätig sind, noch nicht abgeschlossen und befinden sich in verschiedenen Phasen der Abwicklung. Folglich ist davon auszugehen, dass der Saldo der nicht erfassten Steuervorteile von Periode zu Periode schwanken wird. Innerhalb der nächsten zwölf Monate könnten Prüfungszeiträume abgeschlossen werden, die sich erheblich auf unsere gesamten nicht erfassten Steuervorteile auswirken könnten. Es ist durchaus möglich, dass solche Änderungen im Vergleich zu unseren gesamten nicht erfassten Steuervorteilen erheblich sein könnten, doch lässt sich die Höhe der Änderung nicht abschätzen.

Die Beträge der US-amerikanischen und ausländischen Erträge (Verluste) vor Ertragsteuern, mit einer Überleitung der Steuer zum gesetzlichen Bundessteuersatz auf die Rückstellung für Ertragsteuern, gemäß dem neu übernommenen ASU 2023-09 „Verbesserungen der Angaben zu Ertragsteuern“, den wir für das im Jahr 2025 endende Geschäftsjahr rückwirkend übernommen haben, beliefen sich auf:

	in Millionen Dollar			Anteil am Ergebnis (Verlust) vor Steuern		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Ergebnis vor Ertragsteuern						
Vereinigte Staaten	\$ 6.176	6.731	9.472	48,8 %	49,2	58,2
Ausland	6.480	6.941	6.816	51,2	50,8	41,8
	\$ 12.656	13.672	16.288	100,0 %	100,0	100,0
Gesetzlicher Steuersatz des US-Bundes	\$ 2.658	2.871	3.421	21,0 %	21,0	21,0
Landesertragsteuern, abzüglich Bundesertragsteuer *	127	187	214	1,0	1,4	1,3
Auswirkungen ausländischer Steuern						
Norwegen						
Unterschied im gesetzlichen Steuersatz zwischen Norwegen und den USA	1.020	1.205	1.298	8,1	8,8	8,0
Sonstiges	(48)	(97)	(96)	(0,4)	(0,7)	(0,5)
Libyen				—	—	—
Zusätzliche ausländische Einkommensteuer	1.087	1.027	1.072	8,6	7,5	6,6
Sonstiges	(25)	(17)	(11)	(0,2)	(0,1)	(0,1)
Australien				—	—	—
Anteil am Ergebnis nach Steuern	(160)	(230)	(242)	(1,3)	(1,7)	(1,5)
Sonstiges	(6)	(3)	(12)	—	—	(0,1)
Andere ausländische Rechtsordnungen	102	(126)	51	0,8	(0,9)	0,3
Auswirkungen grenzüberschreitender Steuergesetze	44	59	21	0,4	0,4	0,1
Steuergutschriften	(21)	—	—	(0,2)	—	—
Wertberichtigungen	(60)	(409)	(25)	(0,5)	(3,0)	(0,2)
Nicht steuerpflichtige oder nicht abzugsfähige Posten	(24)	18	(44)	(0,2)	0,1	(0,3)
Veränderungen bei nicht erfassten Steuervorteilen	(11)	(54)	(312)	(0,1)	(0,4)	(1,9)
Sonstige Anpassungen	(15)	(4)	(4)	(0,1)	—	—
Gesamt	\$ 4.668	4.427	5.331	36,9 %	32,4	32,7

*Für das Jahr 2025 trugen die staatlichen Steuern in Alaska zum Großteil (mehr als 50 Prozent) zum Steuereffekt in dieser Kategorie bei. Für das Jahr 2024 trugen die staatlichen Steuern in Alaska zum Großteil (mehr als 50 Prozent) zum Steuereffekt in dieser Kategorie bei. Für das Jahr 2023 trugen die Landessteuern in Alaska und Kalifornien zum Großteil (mehr als 50 Prozent) zum Steuereffekt in dieser Kategorie bei.

Unser effektiver Steuersatz für das Jahr 2025 ergab sich aus unseren landesspezifischen Steuersätzen für diese Gewinnzusammensetzung, wobei sich die Nutzung zuvor nicht erfasster vorgetragener Kapitalverluste positiv auswirkte.

Unser effektiver Steuersatz für das Jahr 2024 wurde durch unsere lokalen Steuersätze für diese Gewinnzusammensetzung bestimmt, wobei sich die Übernahme von Marathon Oil positiv auswirkte, da dadurch die Nutzung von ausländischen Steuergutschriften ermöglicht wurde, die zuvor durch eine Wertberichtigung ausgeglichen worden waren. *Siehe Anmerkung 3.*

Unser effektiver Steuersatz für 2023 wurde durch unsere landesspezifischen Steuersätze für diese Gewinnzusammensetzung bestimmt, wobei sich routinemäßige Steuergutschriften positiv auswirkten. Die Anpassung der Steuerrückstellungen steht in erster Linie im Zusammenhang mit dem Ablauf der Verjährungsfrist für bestimmte unserer ausländischen Tochtergesellschaften und dem Abschluss der kanadischen Inlandsprüfung für 2018.

Anmerkung 16 – Kumuliertes sonstiges Gesamtergebnis

Das kumulierte sonstige Gesamtergebnis im Eigenkapitalteil der Bilanz umfasste:

in Millionen Dollar					
	Leistungsorientierte Versorgungspläne	Netto nicht realisierte Gewinn/(Verlust) aus Wertpapieren	Währungsumrechnung	Unrealisiert Gewinn/(Verlust) aus Sicherungsgeschäften	Kumuliert Sonstiges Gesamtergebnis
31. Dezember 2022	\$ (448)	(11)	(5.541)	—	(6.000)
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	55	13	197	62	327
31. Dezember 2023	(393)	2	(5.344)	62	(5.673)
Sonstiges Gesamtergebnis	3	1	(760)	(44)	(800)
31. Dezember 2024	(390)	3	(6.104)	18	(6.473)
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	55	5	502	—	562
31. Dezember 2025	\$ (335)	8	(5.602)	18	(5.911)

Anmerkung 17 – Angaben zum Cashflow

in Millionen Dollar			
	2025	2024	2023
Nicht zahlungswirksame Investitions- und Finanzierungstätigkeiten			
Zunahme (Abnahme) der Sachanlagen im Zusammenhang mit einer Zunahme (Abnahme) der Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten, ohne Akquisitionen	\$ 12	26	727
Beizulegender Zeitwert der bedingten Gegenleistung aus dem Erwerb	—	—	320
Barzahlungen			
Zinsen	757	806	701
Einkommensteuern			
Bundessteuern	1.077	296	757
Ausländische Steuern			
Norwegen	1.758	1.580	2.758
Libyen	1.461	1.280	1.317
Sonstige Länder	374	304	349
Landesabgaben	152	161	225
Gesamtsteuern	\$ 4.822	3.621	5.406
Nettoverkäufe (Käufe) von Kapitalanlagen			
Erworbene kurzfristige Finanzanlagen	\$ (1.249)	(2.606)	(1.463)
Verkaufte kurzfristige Finanzanlagen	1.751	3.567	3.574
Erworbene langfristige Finanzanlagen	(861)	(747)	(867)
Verkaufte langfristige Finanzanlagen	304	201	129
Veräußerungen (Erwerbe) von Beteiligungen insgesamt	\$ (55)	415	1.373

Die folgenden Posten sind im Abschnitt „Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit“ unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung enthalten. Im

Jahr 2025 haben wir insgesamt 116 Millionen \$ in unseren qualifizierten Pensionsplan in den USA eingezahlt.

Weitere Informationen zu den zahlungswirksamen und nicht zahlungswirksamen Veränderungen in unserer Konzernbilanz finden Sie in *Anmerkung 3* und *Anmerkung 11* zu unserer Übernahme von Marathon Oil und dem Erwerb der verbleibenden Beteiligung an Surmont.

Anmerkung 18 – Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge

Umsatzerlöse aus Verträgen mit Kunden

Die folgende Tabelle enthält eine weitere Aufschlüsselung unserer konsolidierten Umsatzerlöse und sonstigen betrieblichen Erlöse:

	in Millionen US-Dollar		
	2025	2024	2023
Umsatzerlöse aus Verträgen mit Kunden	\$ 51.824	49.418	48.522
Umsatzerlöse aus Verträgen, die nicht unter ASC Topic 606 fallen			
Physische Verträge, die der Definition eines Derivats entsprechen	7.201	5.483	8.203
Finanzderivate	(81)	(156)	(584)
Konsolidierter Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse	\$ 58.944	54.745	56.141

Umsatzerlöse aus Verträgen, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 „Umsatzerlöse aus Verträgen mit Kunden“ fallen, beziehen sich in erster Linie auf physische Gasverträge zu Marktpreisen, die als Derivate im Sinne von ASC Topic 815 „Derivate und Absicherung“ gelten und für die wir uns nicht für die NPNS-Methode entschieden haben. Es bestehen keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich der Vertragsbedingungen oder der Grundsätze für die Erfassung von Umsatzerlösen aus diesen Verträgen und denen, die in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen. Eine weitere Aufschlüsselung der Umsatzerlöse ist in *Anhangangabe 22 – Segmentangaben und zugehörige Informationen* enthalten.

Praktische Erleichterungen

In der Regel haben unsere Rohstoffverkaufsverträge eine Laufzeit von weniger als 12 Monaten; in bestimmten Fällen kann sich die Laufzeit jedoch verlängern und bis zum Ende der Lebensdauer des Feldes reichen. Wir verfügen über langfristige Rohstoffverkaufsverträge, bei denen die zum Zeitpunkt der Lieferung geltenden Marktpreise zugrunde gelegt werden, und im Rahmen dieser Verträge wird die marktbasierende variable Gegenleistung für jede Leistungsverpflichtung (d. h. die Lieferung des Rohstoffs) den einzelnen, noch nicht vollständig erfüllten Leistungsverpflichtungen innerhalb des Vertrags zugeordnet. Dementsprechend haben wir die in ASC Topic 606 zugelassene praktische Vereinfachung angewendet und geben weder den Gesamtbetrag des auf die Leistungsverpflichtungen zugeordneten Transaktionspreises noch den Zeitpunkt an, zu dem wir erwarten, die zum Ende des Berichtszeitraums noch nicht erfüllten Umsatzerlöse zu erfassen.

Forderungen aus Verträgen mit Kunden

Zum 31. Dezember 2025 umfasste die Position „Forderungen aus Lieferungen und Leistungen“ in unserer Konzernbilanz Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 4.416 Millionen US-Dollar gegenüber 5.398 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2024 und umfasste sowohl Verträge mit Kunden, die in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, als auch solche, die außerhalb des Anwendungsbereichs von ASC Topic 606 liegen. In der Regel erhalten wir die Zahlung innerhalb von 30 Tagen oder weniger (abhängig von den Rechnungsbedingungen) nach erfolgter Lieferung. Umsatzerlöse, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, beziehen sich in erster Linie auf physische Erdgasverkaufsverträge zu Marktpreisen, für die wir uns nicht für die NPNS-Methode entscheiden und die daher gemäß ASC Topic 815 als Derivate bilanziert werden. Hinsichtlich der Art der Kunden oder der Bonität der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, die mit Erdgasverkäufen im Rahmen von Verträgen verbunden sind, für die die NPNS-Methode nicht gewählt wurde, bestehen kaum Unterschiede zu Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, bei denen die NPNS-Methode gewählt wurde.

Anmerkung 19 – Transaktionen mit nahestehenden Personen

Die folgenden Tabellen fassen die Salden und Transaktionen mit nahestehenden Personen zusammen, die hauptsächlich mit assoziierten Unternehmen bestehen:

	in Millionen US-Dollar	
	31. Dezember 2025	31. Dezember 2024
Bilanz		
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	\$ 79	74
Verbindlichkeiten	64	57

	Millionen Dollar		
	2025	2024	2023
Gewinn- und Verlustrechnung			
Betriebserlöse und sonstige Erträge	\$ 73	88	90
Eingekaufte Rohstoffe	1	—	—
Betriebsaufwendungen sowie Vertriebs-, allgemeine und Verwaltungsaufwendungen	286	246	282

Anmerkung 20 – Sonstige Finanzinformationen

		in Millionen Dollar		
		2025	2024	2023
Zinsen und Finanzaufwendungen				
Aufgenommene Schulden	\$	1.176	941	824
Sonstiges		63	90	109
		1.239	1.031	933
Aktiviert		(384)	(248)	(153)
Als Aufwand verbucht	\$	855	783	780
Sonstige Erträge				
Zinserträge	\$	311	402	412
Sonstige, netto		227	50	73
Gesamt	\$	538	452	485
Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen – als Aufwand verbucht				
	\$	78	81	81
Versand- und Bearbeitungskosten				
	\$	2.438	1.958	1.695
(Gewinne) Verluste aus Fremdwährungstransaktionen – nach Steuern				
Alaska	\$	—	—	—
die 48 kontinentalen Bundesstaaten		—	—	—
Kanada		20	(35)	11
Europa, Naher Osten und Nordafrika		30	(37)	(39)
Asien-Pazifik		(33)	(1)	12
Segmente insgesamt		17	(73)	(16)
Konzern und Sonstiges		(17)	36	86
Gesamt	\$	—	(37)	70

		Millionen Dollar	
		2025	2024
Sachanlagen			
Nachgewiesene Vorkommen	\$	167.969	155.364
Nicht nachgewiesene Liegenschaften		10.822	15.490
Sonstiges		4.844	4.574
Brutto-Sachanlagen		183.635	175.428
Abzüglich: Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungen		(90.396)	(81.072)
Nettobuchwert der Sachanlagen	\$	93.239	94.356

Anmerkung 21 – Ergebnis je Aktie

Die folgende Tabelle zeigt die Berechnung des den Stammaktionären zustehenden Jahresüberschusses (Jahresfehlbetrags) sowie des unverwässerten und verwässerten Ergebnisses je Aktie für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023. Für jeden der in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Zeiträume, in denen ein Jahresüberschuss ausgewiesen wurde, war das nach der Zwei-Klassen-Methode berechnete verwässerte Ergebnis je Aktie stärker verwässernd.

Geschäftsjahre zum 31. Dezember	in Millionen Dollar (außer Beträge pro Aktie)		
	2025	2024	2023
Unverwässertes Ergebnis je Aktie			
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	\$ 7.988	9.245	10.957
Abzüglich: Dividenden und nicht ausgeschüttete Gewinne			
den Beteiligungswertpapieren zugewiesene Beträge	27	27	35
Den Stammaktionären zustehender Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	\$ 7.961	9.218	10.922
Gewichtete durchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien (in Millionen)	1.252	1.179	1.203
Nettoergebnis (Verlust) je Stammaktie	\$ 6,36	7,82	9,08
Verwässertes Ergebnis je Aktie			
Den Stammaktionären zustehender Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag)	\$ 7.961	9.218	10.922
Gewichtete durchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien (in Millionen)	1.252	1.179	1.203
Zuzüglich: Verwässerungseffekt durch Optionen und noch nicht unverfallbare			
nicht am Gewinn beteiligten RSU/PSU	1	2	3
Gewichtete durchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen verwässerten Aktien (in Millionen)	1.253	1.181	1.206
Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) je Stammaktie	\$ 6,35	7,81	9,06

Anmerkung 22 – Segmentangaben und zugehörige Informationen

Wir erkunden, fördern, transportieren und vermarkten weltweit Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs. Wir gliedern unsere Geschäftstätigkeit in fünf operative Segmente, die in erster Linie nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; die 48 kontinentalen US-Bundesstaaten (L48); Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika (EMENA); sowie Asien-Pazifik (AP).

„Konzern und Sonstiges“ (Konzern) umfasst Erträge und Kosten, die nicht direkt einem operativen Segment zugeordnet sind, wie beispielsweise der Großteil der Zinsaufwendungen, Prämien für die vorzeitige Tilgung von Verbindlichkeiten, Konzern-Gemeinkosten sowie bestimmte Technologieaktivitäten, einschließlich Lizenzerlöse. Zu den Konzernvermögenswerten zählen alle Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie kurzfristige Finanzanlagen.

Mit Wirkung zum vierten Quartal 2025 haben wir festgestellt, dass unser ehemaliges operatives Segment „Sonstige internationale Aktivitäten“, das aus Aktivitäten im Zusammenhang mit früheren Geschäftstätigkeiten in anderen Ländern bestand, kein operatives Segment mehr darstellt. Die verbleibenden Ergebnisse werden unter „Konzern“ zusammengefasst. Unsere historische Berichterstattung nach operativen Segmenten wurde angepasst, um dieser Änderung Rechnung zu tragen.

Unser Hauptentscheidungsträger (Chief Operating Decision Maker, CODM) ist unser Vorstandsvorsitzender und Chief Executive Officer, der die Leistung bewertet und die Ressourcen auf unsere operativen Segmente auf der Grundlage des Nettogewinns (oder -verlusts) der einzelnen Segmente verteilt. Dies erfolgt im Rahmen des jährlichen Budgetierungs- und Prognoseprozesses.

Die Rechnungslegungsgrundsätze für die Segmente entsprechen denen in *Anmerkung 1*. Interne Umsätze zwischen den Segmenten erfolgen zu Preisen, die den Marktpreisen nahekommen. Die wesentlichen Aufwandsarten und -beträge der Segmente in den nachstehenden Tabellen stimmen mit den Informationen auf Segmentebene überein, die dem CODM regelmäßig zur Verfügung gestellt werden.

2025 Segmentergebnis (Verlust)

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2025

in Millionen Dollar

	Alaska	L48	Kanada	EMENA	AP	Segmente Gesamt	Konzern	Konsolidierter Gesamtum satz
Segmentumsatz und sonstige betriebliche Umsatz								
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse	5.638	41.404	5.600	6.485	1.770	60.897	63	60.960
Segmentübergreifende Eliminierungen	—	(9)	(1.975)	(1)	—	(1.985)	(31)	(2.016)
Konsolidierter Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse ^{# *}	5.638	41.395	3.625	6.484	1.770	58.912	32	58.944
Wesentliche Segmentaufwendungen								
Produktions- und Betriebskosten	2.158	5.856	833	962	367	10.176	155	10.331
Abschreibungen und Wertminderungen	1.399	8.121	556	912	460	11.448	52	11.500
Rückstellung (Ertrag) für Einkommensteuer	271	1.380	236	2.820	238	4.945	(277)	4.668
Gesamt	3.828	15.357	1.625	4.694	1.065	26.569	(70)	26.499
Sonstige Segmentposten								
Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen	(1)	(11)	—	(558)	(762)	(1.332)	(3)	(1.335)
Zinserträge	—	—	—	—	(8)	(8)	(303)	(311)
Zins- und Finanzaufwendungen	—	—	—	—	—	—	855	855
Sonstiges**	1.081	20.785	1.259	1.124	308	24.557	691	25.248
Gesamt	1.080	20.774	1.259	566	(462)	23.217	1.240	24.457

Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) \$ 730 5.264 741 1.224 1.167 9.126 (1.138) 7.988
 # Beinhaltet Umsätze aus physischen Verträgen, die der Definition eines Derivats entsprechen und nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, für die Segmente L48, Kanada und EMENA in Höhe von 5,7 Mrd. \$, 0,7 Mrd. \$ bzw. 0,8 Mrd. \$.

*Im Jahr 2025 entfielen auf den Umsatz unseres L48-Segments mit einem bestimmten Pipeline-Unternehmen rund 5,3 Mrd. US-Dollar bzw. etwa 10 Prozent unseres gesamten konsolidierten Umsatzes und der sonstigen betrieblichen Erlöse.

**Zu den sonstigen Segmentposten, die nicht für jedes berichtspflichtige Segment gesondert ausgewiesen werden müssen, gehören:

Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen: L48, EMENA und Konzern

Sonstige Erträge: L48, Kanada, EMENA, AP und Konzern

Gekaufte Rohstoffe: Alaska, L48, Kanada, EMENA und AP

Vertriebs-, allgemeine und Verwaltungsaufwendungen, Explorationsaufwendungen, sonstige Steuern außer Ertragsteuern und Aufzinsung diskontierter Verbindlichkeiten: Alaska, L48, Kanada, EMENA, AP und Konzern

Wertminderungen: Alaska, L48 und Kanada

(Gewinn) Verlust aus Fremdwährungstransaktionen: Kanada, EMENA, AP und Konzern

Sonstige Aufwendungen: Alaska, L48, Kanada, EMENA und Konzern

Sonstige Segmentangaben

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2025

in Millionen Dollar –

	Alaska	L48	Kanada	EMENA	AP	Segmente Gesamt	Konzern	Konsolidiert Gesamt
Beteiligungen	\$ 3	—	—	2.268	4.926	7.197	1.636	8.833
Gesamtvermögen	20.224	61.933	9.978	10.554	8.273	110.962	10.977	121.939
Investitionen und Ausrüstungsausgaben	3.607	6.702	593	1.194	342	12.438	115	12.553

2024 Segmentergebnis (Verlust)

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2024

in Millionen Dollar Segmente

	Alaska	L48	Kanada	EMENA	AP	Gesamt	Konzern	Konzern Gesamt
Segmentumsatz und sonstige betriebliche Umsatz								
Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse	6.553	37.028	5.636	5.788	1.847	56.852	54	56.906
Segmentübergreifende Eliminierungen	—	(2)	(2.122)	—	—	(2.124)	(37)	(2.161)
Konsolidierter Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse [#] *	6.553	37.026	3.514	5.788	1.847	54.728	17	54.745
Wesentliche Segmentaufwendungen								
Produktions- und Betriebskosten	1.951	4.751	902	671	384	8.659	92	8.751
Abschreibungen und Wertminderungen	1.299	6.442	639	761	425	9.566	33	9.599
Rückstellung für Ertragsteuern (Ertrag)	480	1.462	228	2.854	211	5.235	(808)	4.427
Gesamt	3.730	12.655	1.769	4.286	1.020	23.460	(683)	22.777
Sonstige Segmentposten								
Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen	1	(5)	—	(586)	(1.089)	(1.679)	(26)	(1.705)
Zinserträge	—	—	—	—	(8)	(8)	(394)	(402)
Zins- und Finanzaufwendungen	—	—	—	—	—	—	783	783
Sonstiges**	1.496	19.201	1.033	899	200	22.829	1.218	24.047
Gesamt	1.497	19.196	1.033	313	(897)	21.142	1.581	22.723

Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) 1.326 \$, 5.175, 712, 1.189, 1.724, 10.126, (881), 9.245
 # Beinhaltet Umsätze aus physischen Verträgen, die der Definition eines Derivats entsprechen und nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, für die Segmente L48, Kanada und EMENA in Höhe von 4,2 Mrd. \$, 0,5 Mrd. \$ bzw. 0,8 Mrd. \$.

*Im Jahr 2024 entfielen auf den Umsatz unseres L48-Segments mit einem bestimmten Pipeline-Unternehmen rund 6,7 Mrd. US-Dollar bzw. etwa 12 Prozent unseres gesamten konsolidierten Umsatzes und der sonstigen betrieblichen Erlöse.

**Zu den sonstigen Segmentposten, die nicht für jedes berichtspflichtige Segment gesondert ausgewiesen werden müssen, gehören:

Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen: L48, Kanada, EMENA und Konzern

Sonstige Erträge; Vertriebs-, Verwaltungs- und allgemeine Aufwendungen; Explorationsaufwendungen; Steuern außer Ertragsteuern; und

Aufzinsung diskontierter Verbindlichkeiten: Alaska, L48, Kanada, EMENA, AP und Konzern

Eingekaufte Rohstoffe und Wertminderungen: Alaska, L48, Kanada und EMENA **(Gewinn) oder**

Verlust aus Fremdwährungstransaktionen: Kanada, EMENA und Konzern **Sonstige**

Aufwendungen: Alaska, L48, EMENA und Konzern

Sonstige Segmentangaben

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2024

in Millionen Dollar Segmente

	Alaska	L48	Kanada	EMENA	AP	Gesamt	Konzern	Konzern Gesamt
Beteiligungen	\$ 3	123	—	1.948	4.977	7.051	1.559	8.610
Gesamtvermögen	18.030	66.977	9.513	9.770	8.390	112.680	10.100	122.780
Investitionen und Ausrüstungsausgaben	3.194	6.510	551	1.021	370	11.646	472	12.118

2023 Segmentergebnis (Verlust)

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2023

in Millionen Dollar

	Alaska	L48	Kanada	EMENA	AP	Segment Gesamt	Konzern	Konsolidierter Gesamtumsatz
Segmentumsatz und sonstige betriebliche Umsatz								
Umsatz und sonstige betriebliche Erträge	7.098	38.244	4.873	5.854	1.913	57.982	63	58.045
Segmentübergreifende Eliminierungen	—	(7)	(1.867)	—	—	(1.874)	(30)	(1.904)
Konsolidierter Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse [#] *	7.098	38.237	3.006	5.854	1.913	56.108	33	56.141
Wesentliche Segmentaufwendungen								
Produktions- und Betriebskosten	1.829	4.199	619	593	391	7.631	62	7.693
Abschreibungen und Wertminderungen	1.061	5.722	420	587	455	8.245	25	8.270
Ertragsteuerrückstellung (Ertrag)	642	1.763	26	3.065	42	5.538	(207)	5.331
Gesamt	3.532	11.684	1.065	4.245	888	21.414	(120)	21.294
Sonstige Segmentposten								
Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen	(1)	9	—	(580)	(1.151)	(1.723)	3	(1.720)
Zinserträge	—	—	—	(1)	(8)	(9)	(403)	(412)
Zins- und Finanzaufwendungen	—	—	—	—	—	—	780	780
Sonstiges**	1.789	20.083	1.539	1.001	223	24.635	607	25.242
Gesamt	1.788	20.092	1.539	420	(936)	22.903	987	23.890

[#] Jahresüberschuss (Jahresfehlbetrag) 1.778 \$, 6.461, 402, 1.189, 1.961, 11.791, (834), 10.957
 # Beinhaltet Umsätze aus physischen Verträgen, die der Definition eines Derivats entsprechen und nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, für die Segmente L48, Kanada und EMENA in Höhe von 6,6 Mrd. US-Dollar, 1,3 Mrd. US-Dollar bzw. 0,3 Mrd. US-Dollar.

*Im Jahr 2023 entfielen auf den Umsatz unseres Segments „Lower 48“ mit einem bestimmten Pipeline-Unternehmen rund 5,8 Mrd. US-Dollar bzw. etwa 10 Prozent unseres gesamten konsolidierten Umsatzes und der sonstigen betrieblichen Erlöse.

**Zu den sonstigen Segmentposten, die nicht für jedes berichtspflichtige Segment gesondert ausgewiesen werden müssen, gehören:

Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen: Alaska, L48, AP und Konzern

Sonstige Erträge; Vertriebs-, allgemeine und Verwaltungsaufwendungen; Explorationsaufwendungen; Steuern außer Ertragsteuern; und Aufzinsung diskontierter Verbindlichkeiten: Alaska, L48, Kanada, EMENA, AP und Konzern

Gekaufte Rohstoffe: Alaska, L48, Kanada, EMENA und AP

Wertminderungen: L48, Kanada und Konzern

(Gewinn) Verlust aus Fremdwährungstransaktionen: Kanada, EMENA, AP und Konzern

Sonstige Aufwendungen: Alaska, L48, EMENA und Konzern

Sonstige Segmentangaben

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2023

in Millionen Dollar Segment

	Alaska	L48	Kanada	EMENA	AP	Gesamt	Konzern	Konzern Gesamt
Beteiligungen	\$ 32	118	—	1.191	5.419	6.760	1.145	7.905
Gesamtvermögen	16.174	42.415	10.277	8.396	8.903	86.165	9.759	95.924
Investitionen und Ausrüstungsausgaben	1.705	6.487	456	1.111	354	10.113	1.135	11.248

Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse nach Produkten**Konsolidierter Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse**

in Millionen US-Dollar

		2025	2024	2023
Rohöl	\$	39.068	39.010	37.833
Erdgas		8.854	6.444	10.725
Erdgasflüssigkeiten		3.705	2.889	2.609
Sonstiges*		7.317	6.402	4.974
Gesamt	\$	58.944	54.745	56.141

*Beinhaltet Bitumen, Strom und LNG.

Erlöse aus physischen Verträgen, die der Definition eines Derivats entsprechen außerhalb des Anwendungsbereichs von ASC Topic 606

in Millionen Dollar

		2025	2024	2023
Rohöl	\$	494	376	143
Erdgas		5.465	3.753	6.622
Strom		1.242	1.354	1.438
Gesamt	\$	7.201	5.483	8.203

Geografische Angaben

in Millionen Dollar

		Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse*			Langfristige Vermögenswerte**		
		2025	2024	2023	2025	2024	2023
USA	\$	46.611	43.480	45.101	77.453	79.141	53.955
International		12.333	11.265	11.040	24.619	23.825	23.994
*Weltweit konsolidiert	\$	58.944	54.745	56.141	102.072	102.966	77.949

*Umsatz und sonstige betriebliche Erlöse werden den Ländern entsprechend dem Standort ihrer Vertriebsaktivitäten zugeordnet.

** Definiert als Netto-Sachanlagen zuzüglich Beteiligungen und Ausleihungen an verbundene Unternehmen.

Anmerkung 23 – Neue Rechnungslegungsstandards

Im November 2024 veröffentlichte das FASB die ASU Nr. 2024-03, „Aufschlüsselung der Aufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung“, um die Angaben zu den Aufwendungen öffentlicher Unternehmen (einschließlich des Erwerbs von Vorräten, der Mitarbeitervergütung, der Abschreibungen sowie der Wertminderungen und Amortisationen) in den üblicherweise ausgewiesenen Aufwandspositionen zu verbessern. Die ASU wirkt sich ausschließlich auf die Angaben in unserem Jahresabschluss aus und ist prospektiv anzuwenden, wobei eine rückwirkende Anwendung zulässig ist. Die ASU gilt für Geschäftsjahre, die nach dem 15. Dezember 2026 beginnen, sowie für Zwischenberichtsperioden, die nach dem 15. Dezember 2027 beginnen; eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Wir prüfen derzeit die Auswirkungen der Anwendung dieser ASU.

Öl- und Gasgeschäft (ungeprüft)

In Übereinstimmung mit FASB ASC Topic 932, „Extractive Activities—Oil and Gas“, und den Vorschriften der SEC nehmen wir bestimmte ergänzende Angaben zu unseren Öl- und Gasförderungs- und -produktionsaktivitäten vor.

Diese Angaben umfassen Informationen zu unseren konsolidierten Öl- und Gasaktivitäten sowie zu unserem anteiligen Anteil an den Öl- und Gasaktivitäten unserer assoziierten Unternehmen in unseren operativen Segmenten. Infolgedessen können die als assoziierte Unternehmen im Geschäftsbereich Öl- und Gasgeschäft ausgewiesenen Beträge von den in den einzelnen Segmentangaben an anderer Stelle in diesem Bericht dargestellten Beträgen abweichen. Unsere Angaben nach geografischen Regionen umfassen die USA, Kanada, Europa, den asiatisch-pazifischen Raum/Nahen Osten (einschließlich assoziierter Unternehmen) und Afrika.

Gemäß den geltenden maßgeblichen Richtlinien basiert der geschätzte zukünftige Zeitpunkt, zu dem ein Vermögenswert aus wirtschaftlichen Gründen endgültig stillgelegt wird, auf den historischen 12-Monats-Durchschnittspreisen zum Monatsanfang sowie den aktuellen Kosten. Dieser geschätzte Zeitpunkt, zu dem die Förderung endet, wirkt sich auf die Höhe der geschätzten Reserven aus. Da sich Preise und Kostenniveaus von Jahr zu Jahr ändern, ändert sich daher auch die Schätzung der nachgewiesenen Reserven. Im Allgemeinen sinken unsere nachgewiesenen Reserven bei fallenden Preisen und steigen bei steigenden Preisen.

Unsere nachgewiesenen Reserven umfassen geschätzte Mengen im Zusammenhang mit Produktionsbeteiligungsverträgen (PSCs), die nach der „Economic-Interest“-Methode ausgewiesen werden, sowie mit variablen Lizenzgebührenregelungen und unterliegen Schwankungen bei den Rohstoffpreisen, den erstattungsfähigen Betriebskosten und den Kapitalkosten. Bleiben die Kosten stabil, ändern sich die der Kostendeckung zurechenbaren Reservenmengen umgekehrt proportional zu den Veränderungen der Rohstoffpreise. Steigen beispielsweise die Preise, würden unsere entsprechenden Reservenmengen sinken. Zum 31. Dezember 2025 entfielen etwa drei Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven auf PSCs in unseren geografischen Berichtsregionen Asien-Pazifik/Naher Osten und Afrika, und sechs Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven entfielen auf ein variables Lizenzgebührenmodell in unserer geografischen Berichtsregion Kanada.

Regelungen zu den Reserven

Die Erfassung und Berichterstattung über nachgewiesene Reserven unterliegt den Kriterien, die durch die Vorschriften der SEC und des FASB festgelegt sind. Nachgewiesene Reserven sind jene Öl- und Gasmengen, bei denen anhand einer Analyse geowissenschaftlicher und technischer Daten mit hinreichender Sicherheit geschätzt werden kann, dass sie – ab einem bestimmten Zeitpunkt, aus bekannten Lagerstätten und unter den bestehenden wirtschaftlichen Bedingungen, Betriebsmethoden und behördlichen Vorschriften – wirtschaftlich förderbar sind, und zwar vor Ablauf der Verträge, die das Recht zur Förderung gewähren, es sei denn, es liegen Anhaltspunkte dafür vor, dass eine Verlängerung hinreichend sicher ist, unabhängig davon, ob für die Schätzung deterministische oder probabilistische Methoden verwendet werden. Das Projekt zur Förderung der Kohlenwasserstoffe muss bereits begonnen haben oder der Betreiber muss hinreichend sicher sein, dass er das Projekt innerhalb einer angemessenen Frist in Angriff nehmen wird.

Nachgewiesene Reserven werden weiter in erschlossene und unerschlossene Reserven unterteilt. Nachgewiesene erschlossene Reserven sind nachgewiesene Reserven, deren Förderung durch bestehende Bohrlöcher mit vorhandener Ausrüstung und bestehenden Betriebsmethoden zu erwarten ist oder bei denen die Kosten für die erforderliche Ausrüstung im Vergleich zu den Kosten für ein neues Bohrloch relativ gering sind, sowie durch installierte Förderanlagen und Infrastruktur, die zum Zeitpunkt der Reservenschätzung betriebsbereit sind, sofern die Förderung ohne Bohrloch erfolgt. Nachgewiesene, noch nicht erschlossene Reserven sind nachgewiesene Reserven, deren Gewinnung aus neuen Bohrlöchern auf noch nicht erschlossenen Flächen oder aus bestehenden Bohrlöchern erwartet wird, bei denen relativ hohe Aufwendungen für die Wiederinbetriebnahme erforderlich sind. Reserven auf noch nicht erschlossenen Flächen beschränken sich auf solche, die direkt an Erschließungsabstandsbereiche angrenzen, bei denen eine Förderung nach der Bohrung mit hinreichender Sicherheit zu erwarten ist, es sei denn, es liegen durch zuverlässige Technologien erbrachte Nachweise vor, die eine hinreichende Sicherheit hinsichtlich der wirtschaftlichen Förderbarkeit in größeren Entfernungen begründen. Gemäß den Vorschriften der SEC dürfen zuverlässige Technologien bei der Reservenabschätzung verwendet werden, wenn sie sich in der Praxis bewährt haben und in der zu bewertenden Formation oder in einer analogen Formation mit hinreichender Sicherheit konsistente und wiederholbare Ergebnisse liefern. Zu den Technologien und Daten, die bei der Abschätzung unserer nachgewiesenen Reserven verwendet werden, gehören unter anderem leistungsorientierte Methoden, volumetrische Methoden, geologische Karten, seismische Auswertungen, Bohrlochmessungen, Bohrlochtestdaten, Kerndaten, Analogieschlüsse und statistische Analysen.

Wir verfügen über eine unternehmensweite, umfassende und SEC-konforme interne Richtlinie, die die Ermittlung und Berichterstattung von nachgewiesenen Reserven regelt. Diese Richtlinie wird von den Geowissenschaftlern und Lagerstätteningenieuren in unseren Geschäftsbereichen weltweit angewendet. Im Rahmen unseres internen Kontrollprozesses werden die Reservenprozesse und -kontrollen jedes Geschäftsbereichs jährlich von einem internen Team überprüft, das vom Manager of Reserves Compliance and Reporting des Unternehmens geleitet wird. Dieses Team, bestehend aus internen Lagerstätteningenieuren, Geowissenschaftlern, Mitarbeitern der Finanzabteilung und einem hochrangigen Vertreter von DeGolyer and MacNaughton (D&M), einem externen Beratungsunternehmen für Erdöltechnik, überprüft die Reserven des Geschäftsbereichs hinsichtlich der Einhaltung der SEC-Richtlinien und der Unternehmensrichtlinie durch Vor-Ort-Besuche, Telefonkonferenzen und die Prüfung der Dokumentation. Neben der Durchführung unabhängiger Überprüfungen stellt dieses interne Team auch sicher, dass die Reserven nach einheitlichen und angemessenen Standards und Verfahren berechnet werden. Dieses Team ist unabhängig von der Linienführung der Geschäftseinheit und dafür verantwortlich, seine Ergebnisse an die Geschäftsleitung zu melden. Das Team ist für die Kommunikation unserer Reservenrichtlinien und -verfahren zuständig und steht das ganze Jahr über für interne Peer-Reviews und Beratungen zu Großprojekten oder technischen Fragen zur Verfügung. Alle unsere nachgewiesenen Reserven, die von konsolidierten Unternehmen und unserem Anteil an assoziierten Unternehmen gehalten werden, wurden von ConocoPhillips geschätzt.

Im Jahr 2025 wurden unsere Prozesse und Kontrollen, die zur Bewertung von über 90 Prozent der nachgewiesenen Reserven zum 31. Dezember 2025 verwendet wurden, von D&M überprüft. Ziel dieser Überprüfung war es, zu beurteilen, ob die Angemessenheit und Wirksamkeit unserer internen Prozesse und Kontrollen zur Ermittlung der Schätzungen der nachgewiesenen Reserven den Vorschriften der SEC entsprechen. Im Rahmen dieser Überprüfung legte das technische Personal von ConocoPhillips D&M einen Überblick über die Reserwendaten sowie die bei der Schätzung der Reserven verwendeten Methoden und Annahmen vor. Die vorgelegten Daten umfassten relevante seismische Informationen, geologische Karten, Bohrlochmessungen, Förderversuche, Materialbilanzberechnungen, Reservoirsimulationsmodelle, Bohrlochleistungsdaten, Betriebsverfahren und relevante wirtschaftliche Kriterien. Die Unternehmensleitung beauftragte D&M mit der Überprüfung ihrer Prozesse und Kontrollen, um eine objektive Einschätzung dieser Prozesse und Kontrollen durch einen unabhängigen Dritten zu erhalten. Nach Ansicht von D&M entsprechen die allgemeinen Prozesse und Kontrollen, die ConocoPhillips bei der Schätzung seiner nachgewiesenen Reserven zum 31. Dezember 2025 für die geprüften Liegenschaften angewandt hat, den Reservedefinitionen der SEC. Der Bericht von D&M ist als Anlage 99 dieses Jahresberichts auf Formular 10-K beigefügt.

Die für die Überwachung der bei der Erstellung der Reservenschätzungen des Unternehmens verwendeten Prozesse und internen Kontrollen hauptverantwortliche Fachkraft ist der Manager of Reserves Compliance and Reporting. Diese Person verfügt über einen Master-Abschluss in Reservoir Engineering. Er ist Mitglied der Society of Petroleum Engineers, verfügt über mehr als 20 Jahre Erfahrung in der Öl- und Gasindustrie und hatte Positionen mit zunehmender Verantwortung in den Bereichen Reservoir Engineering, Untergrundmanagement und Anlagenverwaltung in den USA sowie an mehreren internationalen Standorten inne.

Technische Schätzungen der Mengen an nachgewiesenen Reserven sind naturgemäß ungenau. Weitere Erläuterungen zu den Sensitivitäten im Zusammenhang mit diesen Schätzungen finden Sie im Abschnitt „Wesentliche Bilanzierungsannahmen“ der Erläuterungen der Geschäftsführung zur Finanzlage und zu den Betriebsergebnissen.

Nachgewiesene ReservenGeschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Rohöl									
	Millionen Barrel									
	Unterer		Gesamt	Asien-Pazifik/			Gesamt	Eigenkapital		Gesamt
	Alaska	48		Kanada	Europa	Naher Osten		Afrika	Geschäftstätigkeiten	Tochtergesellschaften*
Bebaut und unbebaut										
Ende 2022	955	1.508	2.463	8	175	119	210	2.975	93	3.068
Korrekturen	(57)	126	69	1	(1)	8	10	87	1	88
Verbesserte Regeneration	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	2	2	—	—	—	—	2	—	2
Erweiterungen und Entdeckungen	219	54	273	15	3	19	—	310	—	310
Produktion	(64)	(202)	(266)	(3)	(23)	(22)	(17)	(331)	(5)	(336)
Umsatz	—	(11)	(11)	—	—	—	—	(11)	—	(11)
Ende 2023	1.053	1.477	2.530	21	154	124	203	3.032	89	3.121
Revisionen	5	185	190	5	(5)	15	52	257	—	257
Verbesserte Regeneration	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	23	364	387	—	—	—	25	412	—	412
Erweiterungen und Entdeckungen	14	29	43	9	—	—	—	52	24	76
Produktion	(62)	(211)	(273)	(6)	(25)	(22)	(18)	(344)	(5)	(349)
Umsatz	—	(3)	(3)	—	—	—	—	(3)	—	(3)
Ende 2024	1.033	1.841	2.874	29	124	117	262	3.406	108	3.514
Änderungen	(9)	237	228	(6)	1	14	18	255	—	255
Verbesserte Wiederherstellung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Erweiterungen und Entdeckungen	46	64	110	4	—	—	—	114	—	114
Produktion	(63)	(269)	(332)	(6)	(23)	(21)	(25)	(407)	(5)	(412)
Umsatz	—	(47)	(47)	—	—	—	—	(47)	—	(47)
Ende 2025	1.007	1.826	2.833	21	102	110	255	3.321	103	3.424

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Rohöl									
	Millionen Barrel									
	Unter		Gesamt	Asien-Pazifik/			Gesamt	Eigenkapital		Gesamt
	Alaska	48		Kanada	Europa	Naher Osten		Afrika	Geschäftstätigkeiten	Tochtergesellschaften*
Entwickelt										
Ende 2022	867	828	1.695	5	124	102	191	2.117	58	2.175
Ende 2023	790	793	1.583	7	109	91	181	1.971	54	2.025
Ende 2024	767	1.122	1.889	11	101	88	208	2.297	49	2.346
Ende 2025	730	1.015	1.745	9	89	91	214	2.148	44	2.192
Unerschlossen										
Ende 2022	88	680	768	3	51	17	19	858	35	893
Ende 2023	263	684	947	14	45	33	22	1.061	35	1.096
Ende 2024	266	719	985	18	23	29	54	1.109	59	1.168
Ende 2025	277	811	1.088	12	13	19	41	1.173	59	1.232

*Alle Reserven der assoziierten Unternehmen befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Naher Osten.

Zu den wesentlichen Veränderungen der nachgewiesenen Rohölreserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2025 gehörten:

- Revisionen: Im Jahr 2025 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf Erschließungsbohrungen in Höhe von 407 Millionen Barrel, technische Korrekturen in Höhe von 18 Millionen Barrel sowie 13 Millionen Barrel aufgrund gesunkener Betriebskosten zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen in Höhe von 160 Millionen Barrel aufgrund von Änderungen der Erschließungspläne und 41 Millionen Barrel aufgrund gesunkener Preise ausgeglichen wurden. Nach oben korrigierte Schätzungen in Afrika betrafen Libyen, wo Aktualisierungen der Erschließungspläne 12 Millionen Barrel und technische Korrekturen 6 Millionen Barrel ausmachten. Die nach oben korrigierten Schätzungen von 14 Millionen Barrel in den konsolidierten Betrieben im asiatisch-pazifischen Raum und im Nahen Osten verteilten sich auf China, wo technische Korrekturen 4 Millionen Barrel und Aktualisierungen der Erschließungspläne 3 Millionen Barrel beitrugen, sowie auf Malaysia mit technischen Aufwärtskorrekturen von 7 Millionen Barrel. In Alaska waren die Abwärtskorrekturen von 9 Millionen Barrel auf niedrigere Preise in Höhe von 21 Millionen Barrel zurückzuführen, die teilweise durch technische Aufwärtskorrekturen von 7 Millionen Barrel und Aktualisierungen der Erschließungspläne in Höhe von 5 Millionen Barrel ausgeglichen wurden. Die Abwärtskorrekturen in Kanada waren auf technische Korrekturen von 4 Millionen Barrel und Änderungen der Erschließungspläne in Höhe von 2 Millionen Barrel zurückzuführen.

Im Jahr 2024 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf Erschließungsbohrungen in Höhe von 298 Millionen Barrel und technische Korrekturen in Höhe von 28 Millionen Barrel zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen von 114 Millionen Barrel aufgrund von Änderungen der Erschließungspläne, 23 Millionen Barrel aufgrund niedrigerer Preise und steigende Betriebskosten in Höhe von 4 Millionen Barrel ausgeglichen wurden. Eine Aufwärtskorrektur um 52 Millionen Barrel in Afrika war auf eine Ausweitung der Erschließungspläne in Libyen zurückzuführen. Bei den konsolidierten Aktivitäten im asiatisch-pazifischen Raum und im Nahen Osten waren Aufwärtskorrekturen um 15 Millionen Barrel in erster Linie auf die Projektgenehmigung für die Phase 5 des Bohai-Bay-Projekts in China zurückzuführen. Aufwärtskorrekturen um 5 Millionen Barrel in Kanada waren auf technische Anpassungen zurückzuführen. In Alaska, wo die künftige Produktion durch die Mindestdurchflussgrenze des Trans-Alaska-Pipeline-Systems begrenzt ist, deutete der aktualisierte Gesamtzeitplan für die Erschließung des North Slope darauf hin, dass die Durchflussgrenze später als bisher angenommen erreicht wird, was zu Aufwärtskorrekturen von 22 Millionen Barrel führte. Weitere Aufwärtskorrekturen in Alaska umfassen Änderungen der Erschließungspläne in Höhe von 8 Millionen Barrel. Diese wurden teilweise durch Abwärtskorrekturen aufgrund steigender Betriebskosten in Höhe von 15 Millionen Barrel und durch technische Anpassungen in Höhe von 10 Millionen Barrel ausgeglichen. Die Abwärtskorrekturen in Europa waren auf technische Anpassungen in Höhe von 3 Millionen Barrel und Änderungen am Erschließungsplan in Höhe von 2 Millionen Barrel zurückzuführen.

Im Jahr 2023 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf Erschließungsbohrungen in Höhe von 161 Millionen Barrel und technische Korrekturen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 31 Millionen Barrel zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen von 52 Millionen Barrel aufgrund niedrigerer Preise und von 14 Millionen Barrel aufgrund von Änderungen der Erschließungspläne ausgeglichen wurden. Eine Aufwärtskorrektur um 10 Millionen Barrel in Afrika war in erster Linie auf Erschließungsbohrungen in Libyen zurückzuführen. Aufwärtskorrekturen um 8 Millionen Barrel bei den konsolidierten Aktivitäten im asiatisch-pazifischen Raum und im Nahen Osten waren auf technische Anpassungen zurückzuführen. In Alaska, wo die künftige Produktion durch die Mindestdurchflussgrenze des Trans-Alaska-Pipeline-Systems begrenzt ist, deutete die aktualisierte Gesamtplanung für die Erschließungsphasen am North Slope darauf hin, dass die Durchflussgrenze früher als bisher angenommen erreicht wird, was zu Abwärtskorrekturen um 25 Millionen Barrel führte. Weitere Abwärtskorrekturen in Alaska umfassen Änderungen der Erschließungspläne in Höhe von 14 Millionen Barrel, Kostensteigerungen in Höhe von 13 Millionen Barrel sowie 7 Millionen Barrel aufgrund niedrigerer Preise, die teilweise durch technische Korrekturen in Höhe von 2 Millionen Barrel ausgeglichen wurden.

- Zukäufe: Im Jahr 2024 führte unsere Übernahme von Marathon Oil zu Zukäufen in den „Lower 48“ sowie in Afrika, die Reserven in Äquatorialguinea umfassen. Die Zukäufe in Alaska betreffen den Erwerb zusätzlicher Anteile an den Einheiten Kuparuk River und Prudhoe Bay.
- Erweiterungen und Entdeckungen: Im Jahr 2025 fanden die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vorwiegend in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken statt. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Alaska betrafen hauptsächlich das Greater-Kuparuk-Gebiet, mit 34 Millionen Barrel im Coyote-Erschließungsprojekt und 8 Millionen Barrel im Nuna-Projekt sowie 4 Millionen Barrel aus Projekten am westlichen North Slope. Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada fanden in Montney statt.

Im Jahr 2024 erfolgten die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vor allem in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Alaska waren hauptsächlich auf das Nuna-Projekt und andere Projekte am westlichen North Slope zurückzuführen. Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada fanden im Montney-Gebiet statt. Erweiterungen und Entdeckungen bei unseren Beteiligungsgesellschaften erfolgten im Nahen Osten.

Im Jahr 2023 wurden die Erweiterungen und Entdeckungen in Alaska vor allem durch die Projekte Willow und Nuna vorangetrieben. Die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ fanden hauptsächlich in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken statt. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada sowie im asiatisch-pazifischen Raum und im Nahen Osten wurden vor allem durch Montney bzw. Bohai Phase 4B in China vorangetrieben.

- Verkäufe: Im Jahr 2025 umfassen die Verkäufe in den „Lower 48“ die Veräußerung von Nicht-Kernvermögenswerten im Anadarko-Becken in Höhe von 17 Millionen Barrel, von Offshore-Vermögenswerten in den USA in Höhe von 14 Millionen Barrel sowie von sonstigen Vermögenswerten in Höhe von 16 Millionen Barrel, vorwiegend im Permbecken.

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Erdgasflüssigkeiten									
	Millionen Barrel									
	Alaska	Lower 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidiert Geschäftstätigkeit	Eigenkapital Tochtergesellschaften*	Gesamt
Erschließt und unerschließt										
Ende 2022	78	749	827	5	13	—	—	845	50	895
Änderungen	(1)	119	118	—	2	—	—	120	1	121
Verbesserte Rückgewinnung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	1	1	—	—	—	—	1	—	1
Erweiterungen und Entdeckungen	—	20	20	6	—	—	—	26	—	26
Produktion	(5)	(90)	(95)	(1)	(2)	—	—	(98)	(3)	(101)
Umsatz	—	(2)	(2)	—	—	—	—	(2)	—	(2)
Ende 2023	72	797	869	10	13	—	—	892	48	940
Überarbeitungen	4	123	127	1	(2)	—	—	126	—	126
Verbesserte Regeneration	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	1	209	210	—	—	—	14	224	—	224
Erweiterungen und Entdeckungen	—	15	15	3	—	—	—	18	17	35
Produktion	(6)	(102)	(108)	(2)	(2)	—	—	(112)	(3)	(115)
Umsatz	—	(1)	(1)	—	—	—	—	(1)	—	(1)
Ende 2024	71	1.041	1.112	12	9	—	14	1.147	62	1.209
Änderungen	2	181	183	—	—	—	—	183	—	183
Verbesserte Regeneration	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Erweiterungen und Entdeckungen	—	34	34	2	—	—	—	36	—	36
Produktion	(6)	(139)	(145)	(2)	(1)	—	(2)	(150)	(3)	(153)
Umsatz	—	(50)	(50)	—	—	—	—	(50)	—	(50)
Ende 2025	67	1.067	1.134	12	8	—	12	1.166	59	1.225

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Erdgasflüssigkeiten									
	Millionen Barrel									
	Alaska	Unter 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidiert Geschäftstätigkeit	Eigenkapital Tochtergesellschaften*	Gesamt
Entwickelt										
Ende 2022	78	409	487	3	10	—	—	500	31	531
Ende 2023	72	426	498	4	9	—	—	511	28	539
Ende 2024	71	653	724	6	7	—	13	750	25	775
Ende 2025	67	620	687	6	7	—	11	711	22	733
Unbebaut										
Ende 2022	—	340	340	2	3	—	—	345	19	364
Ende 2023	—	371	371	6	4	—	—	381	20	401
Ende 2024	—	388	388	6	2	—	1	397	37	434
Ende 2025	—	447	447	6	1	—	1	455	37	492

*Alle Reserven der assoziierten Unternehmen befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten.

Zu den wesentlichen Veränderungen der nachgewiesenen NGL-Reserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2025 gehörten:

- Revisionen: Im Jahr 2025 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf zusätzliche Erschließungsbohrungen im Umfang von 224 Millionen Barrel, technische Korrekturen in Höhe von 49 Millionen Barrel sowie auf 13 Millionen Barrel aufgrund gesunkener Betriebskosten zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch Änderungen im Erschließungsplan in Höhe von 89 Millionen Barrel und durch niedrigere Preise in Höhe von 16 Millionen Barrel ausgeglichen.

Im Jahr 2024 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in Höhe von 164 Millionen Barrel sowie technische Korrekturen in Höhe von 52 Millionen Barrel zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch Änderungen am Erschließungsplan in Höhe von 73 Millionen Barrel und niedrigere Preise, die sich auf 20 Millionen Barrel auswirkten, ausgeglichen.

Im Jahr 2023 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Fördergebieten in Höhe von 86 Millionen Barrel sowie auf technische Korrekturen in Höhe von 71 Millionen Barrel zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch niedrigere Preise, die sich auf 34 Millionen Barrel auswirkten, und durch Änderungen am Erschließungsplan in Höhe von 4 Millionen Barrel ausgeglichen.

- Zukäufe: Die Zukäufe im Jahr 2024 ergaben sich aus unserer Übernahme von Marathon Oil, was zu Zukäufen in den „Lower 48“ sowie in Afrika führte, die Reserven in Äquatorialguinea umfassen.
- Erweiterungen und Entdeckungen: Im Jahr 2025 fanden die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vorwiegend in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken statt.

Im Jahr 2024 fanden die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vor allem in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken statt. Erweiterungen und Entdeckungen bei unseren Beteiligungsgesellschaften erfolgten im Nahen Osten.

Im Jahr 2023 erfolgten die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vor allem in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada fanden in Montney statt.

- Verkäufe: Im Jahr 2025 umfassen die Verkäufe in den „Lower 48“ die Veräußerung von Nicht-Kernvermögenswerten im Anadarko-Becken in Höhe von 40 Millionen Barrel, von Offshore-Vermögenswerten in den USA in Höhe von 2 Millionen Barrel sowie von sonstigen Vermögenswerten in Höhe von 8 Millionen Barrel, vorwiegend im Permbecken.

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Erdgas									
	Milliarden Kubikfuß									
	Alaska	Unter 48	Gesamt USA Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Naher Osten	Afrika	Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	Beteiligungen Verbundene Unternehmen*	Gesamt	
Erschließt und unerschließt										
Ende 2022	2.502	4.742	7.244	94	862	326	241	8.767	5.753	14.520
Anpassungen	(243)	521	278	27	73	6	(57)	327	(90)	237
Verbesserte Rückgewinnung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	4	4	—	—	—	—	4	—	4
Erweiterungen und Entdeckungen	—	121	121	144	1	4	—	270	58	328
Produktion	(84)	(570)	(654)	(25)	(113)	(24)	(12)	(828)	(446)	(1.274)
Umsatz	—	(97)	(97)	—	—	—	—	(97)	—	(97)
Ende 2023	2.175	4.721	6.896	240	823	312	172	8.443	5.275	13.718
Revisionen	102	356	458	15	47	9	3	532	(26)	506
Verbesserte Rückgewinnung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	47	1.177	1.224	—	—	—	310	1.534	—	1.534
Erweiterungen und Entdeckungen	—	87	87	67	1	—	—	155	1.075	1.230
Produktion	(78)	(599)	(677)	(43)	(125)	(25)	(17)	(887)	(454)	(1.341)
Umsatz	—	(6)	(6)	—	—	—	—	(6)	—	(6)
Ende 2024	2.246	5.736	7.982	279	746	296	468	9.771	5.870	15.641
Korrekturen	(76)	1.167	1.091	(29)	45	123	18	1.248	319	1.567
Verbesserte Rückgewinnung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Erweiterungen und Entdeckungen	—	187	187	47	—	—	—	234	67	301
Produktion	(77)	(793)	(870)	(49)	(126)	(29)	(68)	(1.142)	(442)	(1.584)
Umsatz	—	(406)	(406)	—	—	—	—	(406)	—	(406)
Ende 2025	2.093	5.891	7.984	248	665	390	418	9.705	5.814	15.519

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Erdgas									
	Milliarden Kubikfuß									
	Alaska	Lower 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/Naher Osten	Afrika	Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	Beteiligungs-gesellschaften*	Gesamt
Entwickelt										
Ende 2022	2.474	2.628	5.102	64	641	322	241	6.370	3.974	10.344
Ende 2023	2.156	2.525	4.681	92	591	305	172	5.841	3.558	9.399
Ende 2024	2.186	3.670	5.856	147	642	289	457	7.391	3.189	10.580
Ende 2025	1.994	3.379	5.373	123	584	385	413	6.878	3.148	10.026
Ungebaut										
Ende 2022	28	2.114	2.142	30	221	4	—	2.397	1.779	4.176
Ende 2023	19	2.196	2.215	148	232	7	—	2.602	1.717	4.319
Ende 2024	60	2.066	2.126	132	104	7	11	2.380	2.681	5.061
Ende 2025	99	2.512	2.611	125	81	5	5	2.827	2.666	5.493

*Alle Reserven der assoziierten Unternehmen befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Naher Osten.

Die Erdgasproduktion in der Reserventabelle kann von der Gasproduktion (zum Verkauf geliefert) in unseren veröffentlichten Statistiken abweichen, vor allem weil die oben genannten Mengen das im Produktionsbetrieb verbrauchte Gas enthalten. Die im Produktionsbetrieb verbrauchten Mengen sind in den dargestellten Zeiträumen nicht wesentlich. Der Wert der im Betrieb verbrauchten Nettoproduktion spiegelt sich weder in den Nettoumsätzen noch in den Produktionskosten wider, und die Mengen haben auch keinen Einfluss auf die jeweiligen Kennzahlen pro Einheit.

Die Reservenmengen umfassen Erdgas, das im Betrieb verbraucht wird, in Höhe von 2.211 BCF, 2.285 BCF bzw. 2.263 BCF zum 31. Dezember 2025, 2024 und 2023. Diese Mengen fließen nicht in die Berechnung unserer standardisierten Kennzahl der diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows in Bezug auf nachgewiesene Öl- und Gasreserven ein.

Die Erdgasreserven werden bei einem Druck von 14,65 Pfund pro Quadratzoll absolut und einer Temperatur von 60 Grad Fahrenheit berechnet.

Zu den wesentlichen Veränderungen bei den nachgewiesenen Erdgasreserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2025 gehörten:

- **Korrekturen:** Im Jahr 2025 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in Höhe von 1.288 BCF, technische Korrekturen in Höhe von 335 BCF sowie 108 BCF aufgrund niedrigerer Betriebskosten zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen in Höhe von 487 BCF aufgrund von Änderungen der Erschließungspläne und 77 BCF aufgrund niedrigerer Preise ausgeglichen wurden. Im konsolidierten Geschäftsbereich Asien-Pazifik/Naher Osten beliefen sich die Aufwärtskorrekturen in Malaysia auf 120 BCF, wobei Aufwärtskorrekturen von 113 BCF auf die Verlängerung des PSC für den Kebabangan-Cluster (KBBC) und zusätzliche Vereinbarungen sowie auf verbesserte Preise in Höhe von 7 BCF zurückzuführen waren. Weitere 3 BCF an Aufwärtskorrekturen in China waren auf technische Anpassungen zurückzuführen. Die technischen Aufwärtskorrekturen in Europa in Höhe von 45 BCF entfielen auf Norwegen. Die Abwärtskorrekturen in Alaska umfassten 59 BCF aufgrund von Preisänderungen und 38 BCF, die im Betrieb verbraucht werden sollen, was durch Aktualisierungen der Erschließungspläne um 13 BCF und technische Aufwärtskorrekturen um 8 BCF ausgeglichen wurde. Die Abwärtskorrekturen in Kanada waren auf Änderungen der Erschließungspläne um 15 BCF und technische Korrekturen um 14 BCF zurückzuführen. Unsere Beteiligungsgesellschaften in Australien verzeichneten technische Aufwärtskorrekturen um 319 BCF.

Im Jahr 2024 waren die Aufwärtskorrekturen in den „Lower 48“ auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in Höhe von 841 BCF sowie technische Korrekturen in Höhe von 113 BCF zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen in Höhe von 422 BCF aufgrund von Änderungen der Erschließungspläne, 127 BCF aufgrund niedrigerer Preise und 49 BCF aufgrund steigender Betriebskosten ausgeglichen wurden. Die Aufwärtskorrekturen in Alaska in Höhe von 68 BCF waren auf eine aktualisierte Gesamtplanung der Erschließungsphasen am North Slope zurückzuführen, da die zukünftige Gasproduktion von der Mindestdurchflussgrenze des Trans-Alaska-Pipelinesystems abhängt, die später als bisher angenommen erreicht wird. Weitere Aufwärtskorrekturen in Alaska umfassten 28 BCF aus überarbeiteten Erschließungsplänen und 24 BCF, die im Betrieb verbraucht werden sollen. Dem standen Abwärtskorrekturen aufgrund technischer Anpassungen und Kosten in Höhe von 18 BCF gegenüber. In Europa trugen technische Anpassungen mit 64 BCF zu den Aufwärtskorrekturen bei, die durch Änderungen der Erschließungspläne in Höhe von 17 BCF ausgeglichen wurden. Bei unseren Beteiligungsgesellschaften waren die Abwärtskorrekturen auf niedrigere Preise in Höhe von 81 BCF zurückzuführen, die teilweise durch positive technische Anpassungen von 55 BCF ausgeglichen wurden.

Im Jahr 2023 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 502 BCF sowie auf technische Anpassungen von 268 BCF zurückzuführen, die teilweise durch niedrigere Preise in Höhe von 211 BCF und Abwärtskorrekturen der Erschließungspläne in Höhe von 38 BCF ausgeglichen wurden. In Europa trugen technische Anpassungen 64 BCF und Erschließungsbohrungen 14 BCF bei, was teilweise durch niedrigere Preise in Höhe von 5 BCF ausgeglichen wurde. In Kanada waren die Aufwärtskorrekturen auf technische Korrekturen in Höhe von 37 BCF zurückzuführen, die teilweise durch niedrigere Preise in Höhe von 10 BCF ausgeglichen wurden. In Alaska, wo die künftige Produktion durch die Mindestdurchflussgrenze des Trans-Alaska-Pipelinesystems begrenzt ist, deutete der aktualisierte Gesamtzeitplan für die Erschließung des North Slope darauf hin, dass die Durchflussgrenze früher als bisher angenommen erreicht wird, was zu Abwärtskorrekturen in Höhe von 121 BCF führte. Weitere Abwärtskorrekturen in Alaska umfassten 72 BCF aufgrund von Betriebseffizienzen, die zu einem geringeren Gasverbrauch im Betrieb führten, 22 BCF aufgrund niedrigerer Preise, 14 BCF aufgrund von Kostensteigerungen und 14 BCF aufgrund technischer Anpassungen. In Afrika ergaben sich Abwärtskorrekturen in Höhe von 57 BCF aufgrund von Infrastrukturengpässen und Anpassungen der Absatznachfrage. Bei unseren Beteiligungsgesellschaften waren die Abwärtskorrekturen auf niedrigere Preise in Höhe von 288 BCF zurückzuführen, die durch technische Aufwärtskorrekturen in Höhe von 198 BCF ausgeglichen wurden.

- **Zukäufe:** Im Jahr 2024 führte unsere Übernahme von Marathon Oil zu Zukäufen für die „Lower 48“ sowie für Afrika, die Reserven in Äquatorialguinea umfassen. Die Zukäufe in Alaska betreffen den Erwerb zusätzlicher Anteile an den Einheiten Kuparuk River und Prudhoe Bay.
- **Erweiterungen und Entdeckungen:** Im Jahr 2025 fanden Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 vorwiegend in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken statt. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada erfolgten in Montney. Erweiterungen und Entdeckungen bei unseren Beteiligungsgesellschaften fanden in Australien statt.

Im Jahr 2024 erfolgten Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vor allem in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken. In Kanada fanden Erweiterungen und Entdeckungen im Montney-Gebiet statt. Erweiterungen und Entdeckungen bei unseren Beteiligungsgesellschaften erfolgten im Nahen Osten und in Australien.

Im Jahr 2023 erfolgten die Erweiterungen und Entdeckungen in den „Lower 48“ vorwiegend in unkonventionellen Lagerstätten im Permbecken. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada fanden in Montney statt. Die Erweiterungen und Entdeckungen bei unseren Beteiligungsgesellschaften erfolgten in Australien.

- **Verkäufe:** Im Jahr 2025 umfassen die Verkäufe in den „Lower 48“ die Veräußerung von Nicht-Kernvermögenswerten im Anadarko-Becken in Höhe von 344 BCF, von Offshore-Vermögenswerten in den USA in Höhe von 15 BCF sowie von sonstigen Vermögenswerten in Höhe von 47 BCF, vorwiegend im Permbecken.

Im Jahr 2023 entsprechen die Verkäufe in den „Lower 48“ der Veräußerung von Nicht-Kernvermögenswerten.

Geschäftsjahre
31. Dezember

	Bitumen	
	Millionen Barrel	
	Kanada	Gesamt*
Erschlossen und unerschlossen		
Ende 2022	216	216
Änderungen	15	15
Verbesserte Wiederherstellung	—	—
Einkäufe	209	209
Erweiterungen und Entdeckungen	—	—
Produktion	(30)	(30)
Umsatz	—	—
Ende 2023	410	410
Änderungen	118	118
Verbesserte Rückgewinnung	—	—
Einkäufe	—	—
Erweiterungen und Entdeckungen	—	—
Produktion	(45)	(45)
Umsatz	—	—
Ende 2024	483	483
Überarbeitungen	(32)	(32)
Verbesserte Rückgewinnung	—	—
Einkäufe	—	—
Erweiterungen und Entdeckungen	—	—
Produktion	(49)	(49)
Umsatz	—	—
Ende 2025	402	402

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Bitumen	
	Millionen Barrel	
	Kanada	Gesamt*
Entwickelt		
Ende 2022	127	127
Ende 2023	293	293
Ende 2024	230	230
Ende 2025	234	234
Unerschlossen		
Ende 2022	89	89
Ende 2023	117	117
Ende 2024	253	253
Ende 2025	168	168

*Es gibt keine Bitumenreserven im Zusammenhang mit unseren Beteiligungsgesellschaften.

Zu den wesentlichen Veränderungen bei den nachgewiesenen Bitumenreserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2025 gehörten:

- **Korrekturen:** Im Jahr 2025 wurden Abwärtskorrekturen in Höhe von 67 Millionen Barrel aufgrund von Änderungen im Zeitplan der Erschließung teilweise durch technische Aufwärtskorrekturen in Höhe von 18 Millionen Barrel sowie eine Aufwärtskorrektur in Höhe von 17 Millionen Barrel aufgrund der Auswirkungen des Preises auf variable Lizenzgebühren ausgeglichen.

Im Jahr 2024 wurden Aufwärtskorrekturen in Höhe von 125 Millionen Barrel aufgrund von Änderungen im Zeitplan der Erschließung teilweise durch Abwärtskorrekturen in Höhe von 7 Millionen Barrel aufgrund des Preises ausgeglichen.

Im Jahr 2023 ist die Aufwärtskorrektur um 15 Millionen Barrel in erster Linie auf die Auswirkungen des Preises auf variable Lizenzgebühren zurückzuführen.

- **Zukäufe:** Im Jahr 2023 resultierten die Zukäufe in Kanada aus dem Erwerb der verbleibenden 50-prozentigen Beteiligung an Surmont.

Geschäftsjahre
zum 31.
Dezember

	Gesamtmenge der nachgewiesenen Reserven									
	Millionen Barrel Öläquivalent									
	Alaska	Lower 48	Gesam t USA	Kanada	Europa	Asien- Pazifik/Naher Osten	Afrika	Gesam t konsolidierte Geschäftstätigkei t	Beteilig ungsgesellsch aften*	Gesamt
Erschließte und unerschließte Flächen										
Ende 2022	1.450	3.048	4.498	245	331	173	250	5.497	1.102	6.599
Anpassungen	(98)	332	234	20	12	9	1	276	(14)	262
Verbesserte Rückgewinnung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	4	4	209	—	—	—	213	—	213
Erweiterungen und Entdeckungen	219	94	313	45	3	20	—	381	10	391
Produktion	(83)	(387)	(470)	(38)	(43)	(26)	(19)	(596)	(82)	(678)
Umsatz	—	(29)	(29)	—	—	—	—	(29)	—	(29)
Ende 2023	1.488	3.062	4.550	481	303	176	232	5.742	1.016	6.758
Revisionen	25	367	392	127	3	16	52	590	(6)	584
Verbesserte Rückgewinnung	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	32	768	800	—	—	—	91	891	—	891
Erweiterungen und Entdeckungen	14	59	73	23	—	—	—	96	220	316
Produktion	(81)	(413)	(494)	(60)	(48)	(26)	(21)	(649)	(83)	(732)
Umsatz	—	(5)	(5)	—	—	—	—	(5)	—	(5)
Ende 2024	1.478	3.838	5.316	571	258	166	354	6.665	1.147	7.812
Änderungen	(21)	613	592	(43)	8	35	21	613	54	667
Verbesserte Regeneration	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Einkäufe	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Erweiterungen und Entdeckungen	46	129	175	14	—	—	—	189	11	200
Produktion	(81)	(540)	(621)	(66)	(45)	(26)	(38)	(796)	(81)	(877)
Umsatz	—	(165)	(165)	—	—	—	—	(165)	—	(165)
Ende 2025	1.422	3.875	5.297	476	221	175	337	6.506	1.131	7.637

	Gesamt nachgewiesene Reserven									
	Millionen Barrel Öläquivalent Asien-Pazifik/									
	Alaska	Niedrig er 48	Gesam t USA	Kanada	Europa	Naher Osten	Afrika	Gesam t Eigenkapital Geschäftstätigkei t	Eigenkapital Tochtergesells chaften*	Gesamt
Entwickelt										
Ende 2022	1.357	1.676	3.033	147	240	155	231	3.806	751	4.557
Ende 2023	1.222	1.639	2.861	320	216	142	210	3.749	675	4.424
Ende 2024	1.202	2.387	3.589	272	215	136	297	4.509	606	5.115
Ende 2025	1.129	2.198	3.327	270	193	155	294	4.239	591	4.830
Ungebaut										
Ende 2022	93	1.372	1.465	98	91	18	19	1.691	351	2.042
Ende 2023	266	1.423	1.689	161	87	34	22	1.993	341	2.334
Ende 2024	276	1.451	1.727	299	43	30	57	2.156	541	2.697
Ende 2025	293	1.677	1.970	206	28	20	43	2.267	540	2.807

*Alle Eigenkapitalreserven der verbundenen Unternehmen befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Naher Osten.

Erdgasreserven werden im Verhältnis 6:1 in BOE umgerechnet: Sechs MCF Erdgas entsprechen einem BOE.

Nachgewiesene, noch nicht erschlossene Reserven

Die folgende Tabelle zeigt die Veränderungen der gesamten nachgewiesenen, noch nicht erschlossenen Reserven für das Jahr 2025:

	Nachgewiesene, noch nicht erschlossene Reserven
	Millionen Barrel Öläquivalent
Ende 2024	2.697
Korrekturen	554
Verbesserte Förderrate	—
Käufe	—
Erweiterungen und Entdeckungen	159
Verkäufe	(3)
Übertragungen in den Bereich „Erprobte und erschlossene Vorkommen“	(600)
Stand Ende 2025	2.807

Die Aufwärtskorrekturen in Höhe von 554 MMBOE waren vorwiegend auf die Weiterentwicklung von Förderplänen in Höhe von 635 MMBOE in den unkonventionellen Lagerstätten der Lower 48 (einschließlich Aktualisierungen der Förderpläne im Jahr 2025 nach der Übernahme von Marathon Oil Ende 2024), in Alaska und in Libyen zurückzuführen, darunter 61 MMBOE aufgrund der Ausweitung der wirtschaftlichen Grenzen infolge neuer Erschließungsmaßnahmen. Dies wird teilweise durch Änderungen der Erschließungspläne, vor allem in Kanada, ausgeglichen.

Erweiterungen und Entdeckungen waren größtenteils auf die geplante weitere Erschließung in den „Lower 48“ zurückzuführen. Die übrigen Erweiterungen und Entdeckungen ergaben sich aus der geplanten weiteren Erschließung in den anderen geografischen Regionen, darunter Alaska, Kanada und Australien.

Die Übertragungen in die nachgewiesenen erschlossenen Reserven waren auf die fortlaufende Erschließung unserer Vermögenswerte zurückzuführen. Etwa 76 Prozent der Übertragungen stammten aus der Erschließung unserer unkonventionellen Lagerstätten in den „Lower 48“. Der Rest der Übertragungen stammte aus der Erschließung in den anderen geografischen Regionen.

Zum 31. Dezember 2025 machten unsere PUDs 37 Prozent der gesamten nachgewiesenen Reserven aus, verglichen mit 35 Prozent zum 31. Dezember 2024. Die im Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2025 angefallenen Kosten im Zusammenhang mit der Erschließung von PUDs beliefen sich auf 10,3 Milliarden US-Dollar. Ein Teil unserer jährlich anfallenden Kosten bezieht sich auf Erschließungsprojekte, bei denen die PUDs in den kommenden Jahren in nachgewiesene erschlossene Reserven umgewandelt werden.

Ende 2025 befanden sich etwa 89 Prozent der gesamten PUDs in der Erschließung oder waren innerhalb von fünf Jahren nach der erstmaligen Offenlegung zur Erschließung vorgesehen, einschließlich aller unserer PUDs in den „Lower 48“. Die PUDs, deren Erschließung erst nach mehr als fünf Jahren erfolgen soll, befinden sich im Willow-Projekt in Alaska – einem Projekt, das derzeit im Gange ist und dessen Produktionsbeginn aufgrund seines großen Umfangs und seiner abgelegenen Lage für 2029 erwartet wird – sowie in bedeutenden Erschließungsgebieten, die derzeit in Produktion sind und sich in Kanada und Australien befinden.

Ergebnis der Geschäftstätigkeit

Die Geschäftsergebnisse des Unternehmens aus Öl- und Gasaktivitäten für die Jahre 2025, 2024 und 2023 sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Nicht zum Öl- und Gasgeschäft gehörende Aktivitäten, wie beispielsweise Pipeline- und Seeverkehrsbetriebe, LNG-Betriebe, Vermarktungsaktivitäten für Rohöl und Gas sowie der Gewinnanteil aus Transportbetrieben, an denen wir beteiligt sind, sind nicht berücksichtigt.

Weitere Informationen zu ausgewählten Posten in den Tabellen zum Geschäftsergebnis sind nachstehend aufgeführt:

- Der Umsatz umfasst Verkäufe an nicht verbundene Unternehmen, die in erster Linie auf die Netto-Working-Interests und Lizenzgebührenanteile des Unternehmens zurückzuführen sind. Der Umsatz versteht sich abzüglich der Gebühren für den Transport unserer geförderten Kohlenwasserstoffe über die Produktion hinaus zu einem endgültigen Lieferort unter Nutzung von Transportbetrieben, die nicht konsolidiert sind.
- Die Transportkosten spiegeln die Gebühren für den Transport unserer geförderten Kohlenwasserstoffe über die Produktion hinaus zu einem endgültigen Lieferort unter Nutzung konsolidierter Transportbetriebe wider.
- Die sonstigen Erlöse umfassen Gewinne und Verluste aus dem Verkauf von Vermögenswerten, bestimmte Beträge aus dem Kauf und Verkauf von Kohlenwasserstoffen sowie sonstige sonstige Erträge.
- Die Produktionskosten umfassen Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung von Bohrlöchern sowie der damit verbundenen Ausrüstung und Anlagen, die bei der Förderung von Erdöl und Erdgas zum Einsatz kommen.
- Andere Steuern als Ertragsteuern umfassen Produktions-, Vermögens- und sonstige nicht ertragsbezogene Steuern.
- Abschreibungen auf Hilfsausrüstung werden gegebenenfalls umgegliedert.
- Sonstige damit verbundene Aufwendungen umfassen Bestandsveränderungen, Wechselkursgewinne und -verluste sowie sonstige verschiedene Aufwendungen.

Ergebnis der Geschäftstätigkeit

Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2025	Millionen Dollar									
	Alaska	Unter 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/Naher Osten	Afrika	Sonstige Regionen	Insgesamt Konsolidierte Geschäftsbereiche	Beteiligtungsgesellschaften*
<i>Konsolidierte Geschäftsbereiche</i>										
Umsatz	5.048	21.553	26.601	2.387	3.158	1.601	2.182	—	35.929	730
Transfers	5	—	5	—	—	—	—	—	5	2.716
Transportkosten	(787)	—	(787)	—	—	—	—	—	(787)	—
Sonstige Erlöse	1	505	506	20	33	39	181	15	794	13
Gesamtumsatz	4.267	22.058	26.325	2.407	3.191	1.640	2.363	15	35.941	3.459
Produktionskosten ohne Steuern	1.485	5.856	7.341	832	613	358	296	1	9.441	540
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern	376	1.500	1.876	27	42	56	4	—	2.005	1.007
Explorationskosten	32	174	206	24	32	117	24	—	403	—
Abschreibungen und Wertminderungen	1.239	8.092	9.331	511	676	459	231	—	11.208	447
Wertminderungen	1	26	27	(1)	—	—	—	—	26	—
Sonstige damit verbundene Aufwendungen	59	70	129	18	19	(40)	12	16	154	(4)
Zuwachs	108	123	231	18	72	31	—	—	352	27
	967	6.217	7.184	978	1.737	659	1.796	(2)	12.352	1.442
Ertragsteuerrückstellung (Ertrag)	248	1.293	1.541	233	1.354	243	1.447	1	4.819	443
Ergebnis der Geschäftstätigkeit	\$ 719	4.924	5.643	745	383	416	349	(3)	7.533	999

*Alle Aktivitäten der Beteiligungsgesellschaften finden in unserer Region Asien-Pazifik/Naher Osten statt.

Geschäftsjahr zum 31.
Dezember 2024

	in Millionen Dollar									
	Alaska	Unter 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/Naher Osten	Afrika	Sonstige Regionen	Konsolidierte Geschäftsbereiche	Beteiligungsgesellschaften*
<i>Konsolidierte Geschäftsbereiche</i>										
Umsatz	5.574	19.028	24.602	2.567	3.469	1.847	1.488	—	33.973	917
Übertragungen	6	—	6	—	—	—	—	—	6	3.343
Transportkosten	(709)	—	(709)	—	—	—	—	—	(709)	—
Sonstige Erlöse	—	108	108	(34)	(69)	3	117	13	138	18
Gesamtumsatz	4.871	19.136	24.007	2.533	3.400	1.850	1.605	13	33.408	4.278
Produktionskosten ohne Steuern	1.330	4.691	6.021	902	506	350	120	—	7.899	543
Sonstige Steuern außer Ertragsteuern	410	1.372	1.782	31	36	108	4	—	1.961	1.181
Explorationskosten	74	85	159	80	68	40	8	1	356	—
Abschreibungen und Wertminderungen	1.175	6.422	7.597	594	689	424	67	—	9.371	484
Wertminderungen	32	42	74	4	2	—	—	—	80	—
Sonstige damit verbundene Aufwendungen	(36)	49	13	(52)	(68)	—	5	14	(88)	(8)
Zuwachs	106	79	185	18	68	28	—	—	299	19
	1.780	6.396	8.176	956	2.099	900	1.401	(2)	13.530	2.059
Ertragsteuerrückstellung (Ertrag)	461	1.407	1.868	224	1.539	222	1.306	(1)	5.158	623
Ergebnis der Geschäftstätigkeit	1.319 \$	4.989	6.308	732	560	678	95	(1)	8.372	1.436

*Alle Aktivitäten der Beteiligungsgesellschaften finden in unserer Region Asien-Pazifik/Naher Osten statt.

Geschäftsjahr zum 31.
Dezember 2023

	in Millionen Dollar									
	Alaska	Unter 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/Naher Osten	Afrika	Sonstige Regionen	Konsolidierte Geschäftsbereiche	Beteiligungsgesellschaften*
<i>Konsolidierte Geschäftsbereiche</i>										
Umsatz	5.918	18.976	24.894	1.517	3.449	1.914	1.447	—	33.221	822
Transfers	5	—	5	—	—	—	—	—	5	3.429
Transportkosten	(611)	—	(611)	—	—	—	—	—	(611)	—
Sonstige Erlöse	(4)	142	138	(1)	3	(1)	181	3	323	14
Gesamtumsatz	5.308	19.118	24.426	1.516	3.452	1.913	1.628	3	32.938	4.265
Produktionskosten ohne Steuern	1.242	4.175	5.417	602	499	348	74	1	6.941	493
Andere Steuern als Einkommensteuern	442	1.347	1.789	26	35	115	3	—	1.968	1.208
Explorationskosten	72	153	225	49	73	44	4	3	398	—
Abschreibungen und Wertminderungen	938	5.702	6.640	374	532	454	50	—	8.050	390
Wertminderungen	—	7	7	6	—	—	—	—	13	—
Sonstige damit verbundene Aufwendungen	71	42	113	60	(24)	17	3	12	181	(8)
Akkretion	94	65	159	12	61	27	—	—	259	30
	2.449	7.627	10.076	387	2.276	908	1.494	(13)	15.128	2.152
Ertragsteuerrückstellung (Ertrag)	640	1.667	2.307	5	1.704	66	1.375	—	5.457	658
Ergebnis der Geschäftstätigkeit	1.809 \$	5.960	7.769	382	572	842	119	(13)	9.671	1.494

*Alle Aktivitäten der Beteiligungsgesellschaften finden in unserer Region Asien-Pazifik/Naher Osten statt.

Statistiken

Nettoproduktion	2025	2024	2023
	Tausend Barrel pro Tag		
Rohöl			
<i>Konsolidierte Aktivitäten</i>			
Alaska	177	173	173
Die 48 kontinentalen Bundesstaaten	749	602	569
Vereinigte Staaten	926	775	742
Kanada	17	17	9
Europa	63	69	64
Asien-Pazifik	59	59	60
Afrika	68	49	48
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	1.133	969	923
Beteiligungen – Asien-Pazifik/Naher Osten	12	13	13
Gesamtunternehmen	1.145	982	936
<i>Delaware-Becken (Lower 48)*</i>	321	301	274
Erdgasflüssigkeiten			
<i>Konsolidierte Aktivitäten in</i>			
Alaska	15	15	16
Kontinentale USA	382	279	256
Vereinigte Staaten	397	294	272
Kanada	6	6	3
Europa	3	4	4
Afrika	5	—	—
Gesamtumsatz des Konzerns	411	304	279
Beteiligungen an assoziierten Unternehmen – Asien-Pazifik/Naher Osten	8	8	8
Gesamtunternehmen	419	312	287
<i>Delaware-Becken (Lower 48)*</i>	171	144	135
Bitumen			
Konsolidierte Geschäftstätigkeit – Kanada	133	122	81
Gesamtunternehmen	133	122	81
Erdgas	Millionen Kubikfuß täglich		
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>			
Alaska	41	39	38
Die 48 kontinentalen Bundesstaaten	2.119	1.625	1.457
Vereinigte Staaten	2.160	1.664	1.495
Kanada	125	115	65
Europa	330	329	279
Asien-Pazifik	63	50	48
Afrika	181	42	29
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	2.859	2.200	1.916
Beteiligungen nach der Equity-Methode – Asien-Pazifik/Naher Osten	1.206	1.233	1.219
Gesamtunternehmen	4.065	3.433	3.135
<i>Delaware-Becken (Lower 48)*</i>	1.011	884	768

*Zum Jahresende 2025, 2024 und 2023 entfielen auf das Delaware-Becken in den Lower 48 mehr als 15 Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven.

Durchschnittliche Verkaufspreise	2025	2024	2023
Rohöl pro Barrel Konsolidierte			
<i>Aktivitäten Alaska*</i>			
	\$ 60,59	71,32	74,46
Kontinentale USA	63,18	74,17	76,19
Vereinigte Staaten	62,65	73,49	75,75
Kanada	55,35	64,47	66,19
Europa	70,52	81,09	84,56
Asien-Pazifik	71,05	82,42	84,79
Afrika	67,45	80,65	83,07
Gesamt international	68,44	79,97	83,33
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	63,70	74,76	77,19
Beteiligungen nach der Equity-Methode – Asien-Pazifik/Naher Osten	68,94	76,76	78,45
Gesamtgeschäft	63,75	74,78	77,21

Erdgasflüssigkeiten pro Barrel*Konsolidierte Geschäftstätigkeit der*

48 kontinentalen US-Bundesstaaten	\$ 20,64	22,02	21,73
Vereinigte Staaten	20,64	22,02	21,73
Kanada	22,54	29,59	26,13
Europa	41,39	45,50	41,13
Afrika	1,00	—	—
Gesamt international	19,23	33,60	34,56
Gesamtumsatz des Konzerns	20,59	22,43	22,12
Beteiligungen nach der Equity-Methode – Asien-Pazifik/Naher Osten	46,20	51,53	47,09
Gesamtgeschäft	21,07	23,19	22,82

Bitumen pro Barrel

Konsolidierte Geschäftstätigkeit – Kanada	\$ 40,74	47,92	42,15

Erdgas pro tausend Kubikfuß*Konsolidierte Geschäftstätigkeit*

Alaska	\$ 3,81	3,90	4,47
Kontinentale USA	1,74	0,87	2,12
Vereinigte Staaten	1,74	0,88	2,13
Kanada**	1,02	0,54	1,80
Europa	12,08	11,11	13,33
Asien-Pazifik	3,59	3,74	3,95
Afrika	8,58	7,32	6,49
Gesamt international	8,44	7,87	10,01
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	3,40	2,61	3,89
Beteiligungen – Asien-Pazifik/Naher Osten	6,83	8,22	8,46
Gesamtgeschäft	4,44	4,69	5,69

*Die oben angegebenen durchschnittlichen Verkaufspreise für Rohöl aus Alaska spiegeln eine Reduzierung der Transportkosten wider, an denen wir beteiligt sind und die nach dem Endpunkt der Produktionsfunktion anfallen. Dementsprechend weichen die durchschnittlichen Verkaufspreise von den in Punkt 7 des Lageberichts zur Finanzlage und den Geschäftsergebnissen dargestellten Preisen ab.

**Die durchschnittlichen Verkaufspreise beinhalten nicht in Anspruch genommene Transportkosten.

	2025	2024	2023
Durchschnittliche Produktionskosten pro Barrel Öläquivalent*			
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>			
Alaska	\$ 20,44	18,73	17,45
Kontinentale USA	10,81	11,13	10,72
Vereinigte Staaten	11,95	12,22	11,76
Kanada	12,88	15,03	15,86
Europa	13,88	10,80	11,89
Asien-Pazifik	14,01	14,27	14,02
Afrika	7,87	5,85	3,83
Gesamt international	12,22	12,36	12,28
Gesamtumsatz des Konzerns	12,01	12,26	11,87
Beteiligungen – Asien-Pazifik/Naher Osten	6,69	6,56	6,03

Durchschnittliche Produktionskosten pro Barrel – Bitumen

Konsolidierte Aktivitäten – Kanada	\$ 11,63	15,19	14,42

Sonstige Steuern pro Barrel Öläquivalent

<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>			
Alaska	\$ 5,18	5,77	6,21
Kontinentale USA	2,77	3,25	3,46
Vereinigte Staaten	3,05	3,62	3,88
Kanada	0,42	0,52	0,68
Europa	0,95	0,77	0,83
Asien-Pazifik	2,19	4,40	4,63
Afrika	0,11	0,20	0,16
Gesamt international	0,75	1,18	1,44
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	2,55	3,04	3,37
Beteiligungen – Asien-Pazifik/Naher Osten	12,48	14,28	14,77

Abschreibungen und Wertminderungen pro Barrel Öläquivalent

<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>			
Alaska	\$ 17,06	16,55	13,18
Kontinentale USA	14,94	15,23	14,64
Vereinigte Staaten	15,19	15,42	14,42
Kanada	7,91	9,90	9,85
Europa	15,31	14,71	12,67
Asien-Pazifik	17,96	17,29	18,29
Afrika	6,14	3,27	2,58
Gesamt international	10,92	11,68	11,36
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	14,26	14,54	13,77
Beteiligungen – Asien-Pazifik/Naher Osten	5,54	5,85	4,77

*Einschließlich Bitumen.

Erschließungs- und Explorationsaktivitäten

Die folgenden beiden Tabellen geben einen Überblick über unsere Nettobeteiligungen an produktiven sowie ergebnislosen Explorations- und Erschließungsbohrungen in den am 31. Dezember 2025, 2024 und 2023 endenden Geschäftsjahren. Eine „Erschließungsbohrung“ ist eine Bohrung, die innerhalb des nachgewiesenen Bereichs eines Lagerstättenfeldes bis zur Tiefe eines stratigraphischen Horizonts niedergebracht wird, von dem bekannt ist, dass er produktiv ist. Ein „Erkundungsbohrloch“ ist ein Bohrloch, das gebohrt wird, um Rohöl oder Erdgas in einem unbekannten Feld oder einem neuen Lagerstättengebiet innerhalb eines nachgewiesenen Feldes zu finden und zu fördern. Zu den Explorationsbohrungen zählen auch Bohrungen in Gebieten in der Nähe oder abseits der aktuellen Förderung sowie in Gebieten, in denen die Bohrdichte oder die Förderhistorie noch keine statistische Sicherheit hinsichtlich der Ergebnisse bieten. Nicht in die Zählung der Explorationsbohrungen einbezogen sind stratigraphische Explorationsbohrungen, bei denen es sich in erster Linie um Bohrungen zur Abgrenzung von Ölsandvorkommen in Kanada und um CBM-Testbohrungen im asiatisch-pazifischen Raum sowie im Nahen Osten handelt.

Nettozahl der fertiggestellten Bohrlöcher

	Produktiv			Trocken		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Explorativ						
<i>Konsolidierte Aktivitäten</i>						
Alaska	—	—	—	—	—	2
die 48 kontinentalen Bundesstaaten	31	39	38	—	—	2
Vereinigte Staaten	31	39	38	—	—	4
Kanada	4	7	6	—	—	—
Europa	—	—	—	*	*	*
Asien-Pazifik/Naher Osten	*	*	—	4	—	—
Afrika	—	—	—	—	1	—
Gesamtumsatz des Konzerns	35	46	44	4	1	4
<i>Beteiligungsgesellschaften</i>						
Asien-Pazifik/Naher Osten	6	2	3	—	—	*
Gesamtkapital der assoziierten Unternehmen	6	2	3	—	—	*
Entwicklung						
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>						
Alaska	14	13	11	—	—	—
Kontinentale USA	657	507	494	—	—	—
Vereinigte Staaten	671	520	505	—	—	—
Kanada	40	38	21	—	—	—
Europa	4	8	4	—	—	—
Asien-Pazifik/Naher Osten	24	23	20	—	—	—
Afrika	11	5	4	*	—	—
Gesamtumsatz des Konzerns	750	594	554	—	—	—
<i>Beteiligungsgesellschaften</i>						
Asien-Pazifik/Naher Osten	87	54	45	—	—	—
Gesamtkapital der assoziierten Unternehmen	87	54	45	—	—	—

*Unser anteiliger Gesamtanteil lag unter eins.

Die nachstehende Tabelle gibt den Stand unserer Bohrungen zum 31. Dezember 2025 wieder und umfasst Bohrungen, die sich im Bohrvorgang befinden oder aktiv fertiggestellt werden. Sie umfasst zudem die Brutto- und Nettozahl der produktiven Bohrlöcher, einschließlich der fördernden Bohrlöcher und der Bohrlöcher, die zum 31. Dezember 2025 förderfähig sind.

Bohrlöcher zum 31. Dezember 2025

	In Bearbeitung		Produktiv			
			Öl		Gas	
	Gesamt	Netto	Brutto	Netto	Brutto	Netto
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>						
Alaska	2	2	1.547	940	—	—
Kontinentale USA	717	417	19.692	9.900	3.921	2.633
Vereinigte Staaten	719	419	21.239	10.840	3.921	2.633
Kanada	59	59	227	227	178	178
Europa	10	3	513	83	70	4
Asien-Pazifik/Naher Osten	16	8	536	254	6	2
Afrika	20	5	972	198	27	13
Gesamtumsatz des Konzerns	824	494	23.487	11.602	4.202	2.830
<i>Beteiligungsunternehmen</i>						
Asien-Pazifik/Naher Osten	242	35	—	—	5.924	1.709
Gesamtkapital der assoziierten Unternehmen	242	35	—	—	5.924	1.709

Anbaufläche zum 31. Dezember 2025

	Tausend Acre			
	Erschließt		Unerschlossen	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>				
Alaska	741	566	1.038	1.012
Die 48 kontinentalen Bundesstaaten	3.938	2.756	10.797	8.293
Vereinigte Staaten	4.679	3.322	11.835	9.305
Kanada	316	293	3.387	1.998
Europa	451	58	347	155
Asien-Pazifik/Naher Osten	422	152	7.596	4.996
Afrika	440	140	12.545	2.561
Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	6.308	3.965	35.710	19.015
<i>Beteiligungen</i>				
Asien-Pazifik/Naher Osten	1.160	342	4.003	1.039
Gesamtzahl der assoziierten Unternehmen	1.160	342	4.003	1.039

Entstandene KostenGeschäftsjahr
zum 31.
Dezember

in Millionen Dollar

		Alaska	Niedriger 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Sonstige Geschäftsbereiche	Gesamt konsolidiert Betriebsstätten Tochtergesellschaften*	Eigenkapital
2025											
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>											
Erwerb nicht nachgewiesener Liegenschaften	\$	—	215	215	—	—	—	—	—	215	—
Nachgewiesener Erwerb von Immobilien		5	42	47	—	—	—	—	—	47	—
		5	257	262	—	—	—	—	—	262	—
Erkundung		42	573	615	61	113	113	26	—	928	9
Entwicklung		3.549	6.102	9.651	574	428	282	239	—	11.174	439
		3.596 \$	6.932	10.528	635	541	395	265	—	12.364	448
2024											
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>											
Erwerb nicht nachgewiesener Liegenschaften	\$	—	10.985	10.985	—	—	—	—	—	10.985	—
Erwerb von nachgewiesenen Liegenschaften		297	12.118	12.415	(46)	—	—	1.100	—	13.469	—
		297	23.103	23.400	(46)	—	—	1.100	—	24.454	—
Exploration		98	548	646	239	49	46	7	1	988	18
Entwicklung		2.808	6.301	9.109	390	598	354	91	—	10.542	323
		3.203 \$	29.952	33.155	583	647	400	1.198	1	35.984	341
2023											
<i>Konsolidierte Geschäftstätigkeit</i>											
Erwerb nicht nachgewiesener Grundstücke	\$	—	157	157	156	—	—	—	—	313	—
Nachgewiesener Erwerb von Immobilien		—	106	106	2.973	—	—	—	—	3.079	—
		—	263	263	3.129	—	—	—	—	3.392	—
Exploration		67	396	463	144	45	49	4	3	708	46
Entwicklung		1.884	6.266	8.150	367	843	383	38	—	9.781	416
		1.951 \$	6.925	8.876	3.640	888	432	42	3	13.881	462

*Alle Aktivitäten der assoziierten Unternehmen mit Eigenkapitalbeteiligung finden in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten statt.

Aktiverte Kosten

Stand: 31. Dezember

in Millionen Dollar

		Alaska	Lower 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Sonstige Regionen	Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	Beteiligungsgesellschaften*
2025											
<i>Konsolidierte Geschäftsbereiche</i>											
Nachgewiesene Vorkommen	32.822 \$	93.970	126.792	12.060	15.047	11.561	2.509	—	—	167.969	12.121
Nicht nachgewiesene Vorkommen	117	9.102	9.219	1.299	129	76	99	—	—	10.822	2.135
	32.939	103.072	136.011	13.359	15.176	11.637	2.608	—	—	178.791	14.256
Kumulierte Abschreibungen, Wertminderungen und Abschreibungen	15.150	46.781	61.931	4.332	11.276	9.305	800	—	—	87.644	9.681
	17.789 \$	56.291	74.080	9.027	3.900	2.332	1.808	—	—	91.147	4.575
2024											
<i>Konsolidierte Betriebe</i>											
Nachgewiesene Vorkommen	29.435 \$	88.461	117.896	10.904	12.986	11.274	2.304	—	—	155.364	11.691
Nicht nachgewiesene Vorkommen	107	13.883	13.990	1.256	41	96	97	10	10	15.490	2.133
	29.542	102.344	131.886	12.160	13.027	11.370	2.401	10	10	170.854	13.824
Kumulierte Abschreibungen, Wertminderungen und Abschreibungen	13.946	42.089	56.035	3.651	9.412	8.842	575	10	10	78.525	9.246
	15.596 \$	60.255	75.851	8.509	3.615	2.528	1.826	—	—	92.329	4.578

*Alle Aktivitäten der Beteiligungsgesellschaften finden in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten statt.

Standardisierte Kennzahl für diskontierte zukünftige Netto-Cashflows in Bezug auf nachgewiesene Öl- und Gasreserven

In Übereinstimmung mit den Anforderungen der SEC und des FASB wurden die Beträge unter Verwendung der 12-Monats-Durchschnittspreise (lediglich um bestehende Vertragsbedingungen bereinigt) und der Kosten zum Jahresende, der geltenden gesetzlichen Steuersätze sowie eines vorgeschriebenen Diskontfaktors von 10 Prozent berechnet. Die 12-Monats-Durchschnittspreise werden als ungewichteter arithmetischer Durchschnitt der Preise am ersten Tag jedes Monats innerhalb des 12-Monats-Zeitraums vor Ablauf des Berichtszeitraums ermittelt. Für alle Jahre wurde von einer Fortführung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zum Jahresende ausgegangen. Die Berechnungen basierten auf Schätzungen der nachgewiesenen Reserven, die im Laufe der Zeit revidiert werden, sobald neue Daten vorliegen. Wahrscheinliche oder mögliche Reserven, die in Zukunft nachgewiesen werden könnten, wurden nicht berücksichtigt. Die Berechnungen erfordern zudem Annahmen hinsichtlich des Zeitpunkts der zukünftigen Förderung der nachgewiesenen Reserven sowie des Zeitpunkts und der Höhe zukünftiger Erschließungskosten, einschließlich Rückbau, und zukünftiger Produktionskosten, einschließlich anderer Steuern als Ertragsteuern.

Obwohl bei der Erstellung mit der gebotenen Sorgfalt vorgegangen wurde, geben wir keine Zusicherung, dass diese Daten den beizulegenden Zeitwert unserer Öl- und Gasvorkommen oder eine angemessene Schätzung des Barwerts der Cashflows darstellen, die aus deren Erschließung und Förderung erzielt werden.

Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows

Millionen Dollar										
	Alaska	Niedriger 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	Eigenkapital Tochtergesellschaften*	Gesamt
2025										
Zukünftige Zahlungsmittelzuflüsse	66.071 \$	148.328	214.399	18.409	14.974	8.965	22.224	278.971	44.287	323.258
Abzüglich:										
Zukünftige Produktionskosten	36.032	69.324	105.356	7.854	5.290	3.726	2.466	124.692	27.353	152.045
Zukünftige Entwicklungskosten	13.540	21.994	35.534	1.628	3.697	1.359	576	42.794	3.175	45.969
Rückstellungen für künftige Ertragsteuern	3.660	10.185	13.845	1.185	4.649	950	17.079	37.708	3.901	41.609
Zukünftige Netto-Cashflows	12.839	46.825	59.664	7.742	1.338	2.930	2.103	73.777	9.858	83.635
10 Prozent Jahresrabatt	5.400	14.372	19.772	2.607	(32)	914	570	23.831	3.842	27.673
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	7.439 \$	32.453	39.892	5.135	1.370	2.016	1.533	49.946	6.016	55.962

*Alle Aktivitäten der assoziierten Unternehmen finden in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten statt. Die diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows für Asien-Pazifik/Nahe Osten belaufen sich auf 8.032,9 Millionen Dollar.

Millionen Dollar										
	Alaska	die 48 kontinentalen Bundesstaaten**	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	Beteiligungsgesellschaften*	Gesamt
2024										
Zukünftige Zahlungsmittelzuflüsse	79.396 \$	164.264	243.660	24.685	18.148	10.405	26.592	323.490	51.975	375.465
Abzüglich:										
Zukünftige Produktionskosten	39.861	73.663	113.524	9.433	5.924	4.189	2.678	135.748	29.807	165.555
Zukünftige Entwicklungskosten	12.766	21.143	33.909	2.370	3.611	1.586	693	42.169	3.234	45.403
Rückstellungen für künftige Ertragsteuern	5.664	13.098	18.762	1.886	6.680	1.131	20.750	49.209	5.630	54.839
Zukünftige Netto-Cashflows	21.105	56.360	77.465	10.996	1.933	3.499	2.471	96.364	13.304	109.668
10 Prozent Jahresrabatt	9.742	17.667	27.409	4.217	94	1.087	828	33.635	5.170	38.805
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	11.363 \$	38.693	50.056	6.779	1.839	2.412	1.643	62.729	8.134	70.863

*Alle Aktivitäten der assoziierten Unternehmen mit Eigenkapitalbeteiligung finden in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten statt. Die diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows für die Region Asien-Pazifik/Nahe Osten belaufen sich auf 10.546 Millionen Dollar.

in Millionen US-Dollar										
	Alaska	Lower 48	Gesamt USA	Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Gesamt konsolidierte Geschäftstätigkeit	Beteiligungsgesellschaften*	Gesamt
2023										
Zukünftige Zahlungsmittelzuflüsse	83.793	141.307	225.100	19.937	23.569	11.322	21.562	301.490	51.887	353.377
Abzüglich:										
Zukünftige Produktionskosten	39.069	57.303	96.372	8.699	6.576	4.586	1.008	117.241	28.579	145.820
Zukünftige Entwicklungskosten	13.685	21.391	35.076	2.058	3.802	1.458	400	42.794	2.299	45.093
Rückstellungen für künftige Ertragsteuern	7.386	12.451	19.837	880	10.140	1.316	18.687	50.860	5.647	56.507
Zukünftige Netto-Cashflows	23.653	50.162	73.815	8.300	3.051	3.962	1.467	90.595	15.362	105.957
10 Prozent Jahresrabatt	11.522	16.850	28.372	2.723	432	1.257	570	33.354	5.543	38.897
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	12.131 \$	33.312	45.443	5.577	2.619	2.705	897	57.241	9.819	67.060

*Alle Aktivitäten der assoziierten Unternehmen mit Eigenkapitalbeteiligung finden in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten statt. Die diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows für die Region Asien-Pazifik/Nahe Osten belaufen sich auf 12.524 \$.

Ursachen für die Veränderung der diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows

	in Millionen US-Dollar								
	Konsolidierte Geschäftstätigkeit			Beteiligungsunternehmen			Gesamtunternehmen		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Abgezinst zukünftige Netto-Cashflows zu Jahresbeginn	62.729 \$	57.241 \$	85.720	8.134	9.819	13.272	70.863	67.060	98.992
Veränderungen im Laufe des Jahres									
Umsatzerlöse abzüglich Produktionskosten für das Geschäftsjahr	(23.701)	(23.410)	(23.706)	(1.899)	(2.536)	(2.550)	(25.600)	(25.946)	(26.256)
Nettoveränderung bei Preisen und Produktionskosten									
Kosten	(16.493)	(10.025)	(51.887)	(3.081)	(941)	(4.519)	(19.574)	(10.966)	(56.406)
Erweiterungen, Entdeckungen und verbesserte Förderung, abzüglich geschätzter zukünftiger Kosten	(1.959)	(1.015)	1.751	(95)	507	118	(2.054)	(508)	1.869
Entwicklungskosten des Geschäftsjahres	11.110	10.197	9.129	458	402	326	11.568	10.599	9.455
Veränderungen der geschätzten zukünftigen Entwicklungskosten	(5.229)	(3.512)	(6.754)	(94)	(274)	(150)	(5.323)	(3.786)	(6.904)
Erwerb von vorhandenen Reserven, abzüglich geschätzte zukünftige Kosten	—	11.068	3.024	—	—	—	—	11.068	3.024
Umsatz aus vorhandenen Reserven, abzüglich geschätzte zukünftige Kosten	(1.161)	(113)	(446)	—	—	—	(1.161)	(113)	(446)
Korrekturen früherer Mengenangaben Schätzungen	9.242	14.175	9.047	491	23	492	9.733	14.198	9.539
Aufzinsung des Diskonts	8.553	8.137	12.414	1.049	1.199	1.635	9.602	9.336	14.049
Nettoveränderung der Ertragsteuern	6.855	(14)	18.949	1.053	(65)	1.195	7.908	(79)	20.144
Gesamtveränderungen	(12.783)	5.488	(28.479)	(2.118)	(1.685)	(3.453)	(14.901)	3.803	(31.932)
Abgezinst zukünftige Netto-Cashflows zum Jahresende	49.946 \$	62.729 \$	57.241	6.016	8.134	9.819	55.962	70.863	67.060

- Die Nettoveränderung bei Preisen und Produktionskosten ergibt sich aus der zu Jahresbeginn geltenden Prognose für Reserven und Produktion, multipliziert mit der jährlichen Nettoveränderung des Verkaufspreises pro Einheit und der Produktionskosten, abgezinst mit 10 Prozent.
- Käufe und Verkäufe von vorhandenen Reserven sowie Erweiterungen, Entdeckungen und verbesserte Förderraten werden anhand der Förderprognosen für die entsprechenden Reservenmengen des Jahres berechnet, multipliziert mit den durchschnittlichen Verkaufspreisen der letzten 12 Monate, abzüglich der geschätzten zukünftigen Kosten, abgezinst mit 10 Prozent.
- Anpassungen früherer Mengenschätzungen werden anhand von Änderungen der Förderprognosen für das Jahr, einschließlich Änderungen im Förderzeitpunkt, berechnet, multipliziert mit den durchschnittlichen 12-Monats-Verkaufspreisen, abzüglich der geschätzten zukünftigen Kosten, abgezinst mit 10 Prozent.
- Der Diskontzuwachs beträgt 10 Prozent der diskontierten zukünftigen Zahlungsströme des Vorjahres, abzüglich der zukünftigen Produktions- und Erschließungskosten.
- Die Nettoveränderung der Ertragsteuern entspricht der jährlichen Veränderung der diskontierten künftigen Ertragsteuerrückstellungen.

Punkt 9. Änderungen und Meinungsverschiedenheiten mit den Wirtschaftsprüfern hinsichtlich der Rechnungslegung und der Finanzberichterstattung

Keine.

Punkt 9A. Kontrollen und Verfahren

Wir unterhalten Offenlegungskontrollen und -verfahren, die sicherstellen sollen, dass Informationen, die in Berichten offengelegt werden müssen, die wir gemäß dem Securities Exchange Act von 1934 in seiner geänderten Fassung (das „Gesetz“) einreichen oder vorlegen, innerhalb der in den Vorschriften und Formularen der SEC festgelegten Fristen erfasst, verarbeitet, zusammengefasst und gemeldet werden und dass diese Informationen gesammelt und der Geschäftsleitung, einschließlich unseres Hauptgeschäftsführers und unseres Finanzvorstands, gegebenenfalls mitgeteilt werden, um zeitnahe Entscheidungen hinsichtlich der erforderlichen Offenlegung zu ermöglichen. Zum 31. Dezember 2025 führten unser Vorstandsvorsitzender und Chief Executive Officer (leitender Geschäftsführer) sowie unser Finanzvorstand und Executive Vice President Strategie und Handel (leitender Finanzvorstand) eine Bewertung der Offenlegungskontrollen und -verfahren von ConocoPhillips (im Sinne von Regel 13a-15(e) des Gesetzes) gemäß Regel 13a-15(b) des Gesetzes durch. Auf der Grundlage dieser Bewertung kamen unser Vorstandsvorsitzender und Chief Executive Officer sowie unser Chief Financial Officer und Executive Vice President, Strategie und Handel zu dem Schluss, dass unsere Offenlegungskontrollen und -verfahren zum 31. Dezember 2025 wirksam funktionierten.

Im ersten Quartal 2025 haben wir die letzte Phase der mehrjährigen Einführung eines aktualisierten globalen Enterprise-Resource-Planning-Systems abgeschlossen. Infolgedessen haben wir entsprechende Änderungen an unseren Geschäftsprozessen und Informationssystemen vorgenommen und die anwendbaren internen Kontrollen der Finanzberichterstattung, wo erforderlich, aktualisiert.

Es gab im Berichtszeitraum keine weiteren Änderungen an unseren internen Kontrollen der Finanzberichterstattung im Sinne von Regel 13a-15(f) des Gesetzes, die unsere internen Kontrollen der Finanzberichterstattung wesentlich beeinflusst haben oder mit hinreichender Wahrscheinlichkeit wesentlich beeinflussen werden.

Jahresbericht der Geschäftsführung über die internen Kontrollen zur Finanzberichterstattung

Dieser Bericht ist unter Punkt 8 auf Seite 67 enthalten und wird hiermit durch Verweis einbezogen.

Bericht der unabhängigen registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dieser Bericht ist in Punkt 8 auf Seite 68 enthalten und wird hiermit durch Verweis einbezogen.

Punkt 9B. Sonstige Informationen

Insiderhandelsvereinbarungen

Während des am 31. Dezember 2025 endenden Dreimonatszeitraums hat kein leitender Angestellter oder Vorstandsmitglied des Unternehmens eine Handelsvereinbarung gemäß Rule 10b5-1 oder eine Handelsvereinbarung außerhalb von Rule 10b5-1 abgeschlossen oder beendet.

Punkt 9C. Angaben zu ausländischen Rechtsordnungen, die Einsichtnahmen verhindern

Nicht zutreffend.

Teil III

Punkt 10. Vorstandsmitglieder, leitende Angestellte und Corporate Governance

Informationen zu unseren Führungskräften finden Sie in Teil I dieses Berichts auf Seite 28.

Verhaltenskodex für Vorstandsmitglieder und Mitarbeiter

Wir verfügen über einen Kodex für Geschäftsethik und Verhalten für Vorstandsmitglieder und Mitarbeiter (Ethikkodex), der sich auch auf unseren leitenden Geschäftsführer, unseren Finanzvorstand, unseren Leiter der Rechnungslegung und Personen mit ähnlichen Funktionen bezieht. Eine Kopie unseres Ethikkodex haben wir im Abschnitt „Corporate Governance“ auf unserer Website unter www.conocophillips.com (im Bereich „Investoren > Corporate Governance“) veröffentlicht. Jede Abweichung vom Ethikkodex muss vorab von unserem gesamten Vorstand genehmigt werden. Alle Änderungen am Ethikkodex oder Abweichungen davon, die für unsere Führungskräfte und Vorstandsmitglieder gelten, werden im Bereich „Corporate Governance“ auf unserer Website veröffentlicht.

Richtlinien und Verfahren zum Insiderhandel

Wir haben Richtlinien und Verfahren zum Insiderhandel verabschiedet, die den Kauf, Verkauf und/oder sonstige Veräußerungen unserer Wertpapiere durch Verwaltungsratsmitglieder, Führungskräfte und sonstige Mitarbeiter, die bei uns oder einer unserer Tochtergesellschaften beschäftigt sind, regeln. Alle Mitarbeiter sind dafür verantwortlich, sicherzustellen, dass auch ihre „verbundenen Parteien“ (wie in den Richtlinien definiert) diese Vorschriften einhalten. Wir verfügen über eine zusätzliche Richtlinie zum Insiderhandel, die ausschließlich für unsere Vorstandsmitglieder, Führungskräfte gemäß Section 16 sowie andere benannte Führungskräfte und Mitarbeiter gilt. Wir sind der Ansicht, dass unsere Richtlinien zum Insiderhandel angemessen gestaltet sind, um die Einhaltung der geltenden Gesetze, Vorschriften und Regelungen zum Insiderhandel, der Notierungsstandards der NYSE sowie der Meldepflichten gemäß Section 16 zu fördern.

Alle weiteren gemäß Punkt 10 von Teil III erforderlichen Informationen werden in unserer Vollmachtserklärung im Zusammenhang mit unserer Jahreshauptversammlung 2026 enthalten sein, die gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2026 eingereicht wird und durch Verweis in dieses Dokument aufgenommen wird.*

Punkt 11. Vergütung der Führungskräfte

Die gemäß Punkt 11 von Teil III erforderlichen Informationen werden in unserer Vollmachtserklärung im Zusammenhang mit unserer Jahreshauptversammlung 2026 enthalten sein, die gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2026 eingereicht wird, und werden hiermit durch Verweis einbezogen.*

Punkt 12. Wertpapierbesitz bestimmter wirtschaftlicher Eigentümer und der Geschäftsführung sowie damit zusammenhängende Angelegenheiten der Aktionäre

Die gemäß Punkt 12 von Teil III erforderlichen Informationen werden in unserer Vollmachtserklärung im Zusammenhang mit unserer Jahreshauptversammlung 2026 enthalten sein, die gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2026 eingereicht wird, und werden hiermit durch Verweis einbezogen.*

Punkt 13. Bestimmte Beziehungen und damit verbundene Transaktionen sowie Unabhängigkeit der Verwaltungsratsmitglieder

Die gemäß Teil III, Punkt 13 erforderlichen Informationen werden in unserer Vollmachtserklärung zur Hauptversammlung 2026 enthalten sein, die gemäß Regulation 14A spätestens am 30. April 2026 eingereicht wird, und werden hiermit durch Verweis einbezogen.*

Punkt 14. Wesentliche Honorare und Dienstleistungen im Bereich Rechnungslegung

Die gemäß Punkt 14 von Teil III erforderlichen Informationen werden in unserer Vollmachtserklärung zur Hauptversammlung 2026 enthalten sein, die gemäß Vorschrift 14A am oder vor dem 30. April 2026 eingereicht wird, und werden hiermit durch Verweis einbezogen.*

* Mit Ausnahme der Informationen oder Daten, die gemäß den Punkten 10 bis 14 ausdrücklich durch Verweis in dieses Dokument aufgenommen wurden, gelten andere Informationen und Daten, die in unserer Vollmachtserklärung für das Jahr 2026 enthalten sind, nicht als Teil dieses Jahresberichts auf Formular 10-K und gelten auch nicht als im Rahmen dieses Berichts bei der Kommission eingereicht.

Teil IV

Punkt 15. Anlagen, Anhänge zum Jahresabschluss

- (a) 1. Jahresabschlüsse und ergänzende Daten
Die im Inhaltsverzeichnis zum Jahresabschluss auf Seite 66 aufgeführten Jahresabschlüsse und ergänzenden Informationen werden als Teil dieses Jahresberichts eingereicht.
2. Anhang zum Jahresabschluss
Alle Anhangangaben wurden weggelassen, da sie nicht vorgeschrieben, nicht wesentlich oder nicht anwendbar sind oder die Informationen bereits in einer anderen Anhangangabe, im Jahresabschluss oder im Anhang zum Konzernabschluss enthalten sind.
3. Anhänge
Die im Verzeichnis der Anlagen auf den Seiten 154 bis 157 aufgeführten Anlagen werden als Teil dieses Geschäftsberichts eingereicht.

ConocoPhillips

Verzeichnis der Anlagen

Anhang Nr.	Beschreibung	Durch Verweis einbezogen		
		Anlage	Formular	Aktenzeichen
2.1	Trennungs- und Verteilungsvereinbarung zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 26. April 2012.	2.1	8-K	001-32395
2.2	Fusionsvereinbarung und -plan vom 28. Mai 2024 zwischen ConocoPhillips, Puma Merger Sub Corp und Marathon Oil Corporation.	2.1	8-K	001-32395
3.1	Geänderte und neu gefasste Gründungsurkunde von ConocoPhillips.	3.1	10-Q	001-32395
3.2	Urkunde über die Bestimmungen der nachrangigen partizipierenden Vorzugsaktien der Serie A von ConocoPhillips.	3.2	8-K	000-49987
3.3	Zweite geänderte und neu gefasste Satzung vom 16. Mai 2023.	3.1	8-K	001-32395
3.4	Korrigierte und neu gefasste Gründungsurkunde der ConocoPhillips Company vom 28. April 2022.	3,3	S-4	001-32395
3.5	Satzung der ConocoPhillips Company.	3,5	S-3	001-32395
	ConocoPhillips und ihre Tochtergesellschaften sind Parteien mehrerer Schuldinstrumente, bei denen der Gesamtbetrag der genehmigten Wertpapiere 10 Prozent der konsolidierten Bilanzsumme von ConocoPhillips und ihrer Tochtergesellschaften nicht übersteigt. Gemäß Absatz 4(iii)(A) von Punkt 601(b) der Verordnung S-K verpflichtet sich ConocoPhillips, der SEC auf Anfrage eine Kopie dieser Vereinbarungen zur Verfügung zu stellen.			
4.1	Beschreibung der Wertpapiere des Registranten.			
10.1	Entschädigungs- und Freistellungsvereinbarung zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 26. April 2012.			
10.2	Vereinbarung über die Übertragung und Lizenzierung von geistigem Eigentum zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 26. April 2012.	4,1	10-K	001-32395
10.3	Steueraufteilungsvereinbarung zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 26. April 2012.	10.1	8-K	001-32395
10.4	Vereinbarung über Personalangelegenheiten zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 12. April 2012.	10.2	8-K	001-32395
10.5.1	Treuhandvertrag der Phillips Petroleum Company vom 1. Juni 1998.	10.3	8-K	001-32395
10.5.2	Erste Änderung des Treuhandvertrags gemäß dem Treuhandvertrag der Phillips Petroleum Company vom 3. Mai 1999.	10.4	8-K	001-32395
10.5.3	Zweite Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des „Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement“ vom 15. Januar 2002.	10.17.3	10-K	001-32395
10.5.4	Dritte Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des „Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement“ vom 5. Oktober 2006.	10.17.4	10-K	001-32395
10.5.5	Vierte Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des ConocoPhillips Company Grantor Trust Agreement vom 1. Mai 2012.	10.17.5	10-K	001-32395
10.5.6	Fünfte Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des „ConocoPhillips Company Grantor Trust Agreement“ vom 20. Mai 2015.	10.17.6	10-K	001-32395
10.6.1	Nachfolgetreuhandvertrag zum Treuhandvertrag über aufgeschobene Vergütungen für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder von ConocoPhillips vom 31. Juli 2020.	10.17.7	10-K	001-32395
10.6.2	Erste Änderung des Nachfolgetrustvertrags für den aufgeschobenen Vergütungs-Treuhandvertrag für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder von ConocoPhillips vom 4. August 2020.	10.17.8	10-K	001-32395
10.7	Omnibus-Wertpapierplan der Phillips Petroleum Company.	10.1	10-Q	001-32395
		10.2	10-Q	001-32395
		10.19	10-K	004-49987

10.8	Omnibus-Wertpapierplan der Phillips Petroleum Company von 2002.	10.26	10-K	000-49987
10.9.1	Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2004 von ConocoPhillips.	Anhang 14A	Vollmacht	000-49987
10.9.2	Muster einer Vereinbarung über die Zuteilung von Performance Share Units im Rahmen des Performance-Share-Programms gemäß dem „2004 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips.	10.27	10-K	001-32395
10.10	Sammeländerungen an bestimmten Vorsorgeplänen für Mitarbeiter von ConocoPhillips, verabschiedet 7. Dezember 2007.	10.30	10-K	001-32395
10.11	Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2009 von ConocoPhillips.	Anhang 14A	Vollmacht	001-32395
10.12.1	Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2011 von ConocoPhillips.	Anhang 14A	Vollmacht	001-32395
10.12.2	Formular für die Vereinbarung über Leistungsaktienanteile im Rahmen des Programms für gebundene Aktien gemäß dem „2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips, vom 5. Februar 2013.	10.26.6	10-K	001-32395
10.12.3	Muster einer Prämienvereinbarung für Schlüsselmitarbeiter als Teil des ConocoPhillips-Aktienprogramms, das im Rahmen des „2011 Omnibus Stock and Performance“ gewährt wurde Anreizprogramm von ConocoPhillips vom 18. Februar 2014.	10.1	10-Q	001-32395
10.13.1	2014 Omnibus-Aktien- und Leistungsprämienplan von ConocoPhillips.	10.1	8-K	001-32395
10.13.2	Muster einer Vereinbarung über die Zuteilung von Prämien für Schlüsselmitarbeiter im Rahmen des ConocoPhillips-Aktienoptionsprogramms, das gemäß dem „2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 16. Februar 2016 gewährt wurde.	26.10.12	10-K	001-32395
10.13.3	Muster der Bedingungen für die Zuteilung von Performance Share Units für den Leistungszeitraum 18 als Teil des ConocoPhillips-Performance-Share-Programms, das im Rahmen des „2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 13. Februar 2018 gewährt wurde.	26.10.24	10-K	001-32395
10.13.4	Formular mit den Bedingungen für die Zuteilung an Schlüsselmitarbeiter als Teil des ConocoPhillips-Aktienoptionsprogramms, das im Rahmen des „2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 14. Februar 2017 gewährt wurde.	10.1	10-Q	001-32395
10.13.5	Formular mit den Bedingungen für die Zuteilung von Restricted Stock Units an Führungskräfte im Rahmen des ConocoPhillips-Programms für Restricted Stock Units für Führungskräfte, gewährt gemäß dem Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2014 von ConocoPhillips vom 11. Februar 2020.	10.1	10-Q	001-32395
10.14.1	2023 Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan von ConocoPhillips	10.1	8-K	001-32395
10.14.2	Formular der Bedingungen für die Zuteilung von Performance Share Units und die Leistungsbedingungen Periode 24 im Rahmen des ConocoPhillips-Leistungsaktienprogramms, das gemäß dem Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2023 von ConocoPhillips vom 13. Februar 2024 gewährt wurde.	10.1	10-Q	001-32395
10.14.3	Formular mit den Bedingungen für die Zuteilung von „Executive Restricted Stock Units“ im Rahmen des „ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit“-Programms, gewährt gemäß dem „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 13. Februar 2024.	10.2	10-Q	001-32395
10.14.4	Formular der Bedingungen für die „2024 Retention Award“, gewährt im Rahmen des „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips.	10.3	10-Q	001-32395
10.14.5	Formular der Bedingungen für die Anreizprämie 2024, gewährt im Rahmen des „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips.	10.4	10-Q	001-32395
10.14.6	Muster der Bedingungen für die Zuteilung von Performance Share Units für die Leistung Zeitraum 25 als Teil des ConocoPhillips-Performance-Share-Programms, das im Rahmen des Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplans 2023 von ConocoPhillips vom 11. Februar 2025 gewährt wurde.	10.14.6	10-K	001-32395
10.14.7	Formular mit den Bedingungen für die Zuteilung von „Executive Restricted Stock Units“ im Rahmen des „ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit“-Programms, gewährt gemäß dem „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 11. Februar 2025.	10.14.7	10-K	001-32395

10.14.8	Formular der Bedingungen für die Bar-Bindungsprämie 2025, gewährt im Rahmen des „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips.	10.1	10-Q	001-32395
10.14.9	Formular mit den Bedingungen für die Bindungsprämie 2025, gewährt im Rahmen des Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplans 2023 von ConocoPhillips.	10.2	10-Q	001-32395
10.14.10*	Formular der Bedingungen für die Zuteilung von Restricted Stock Units für Führungskräfte als Teil von das ConocoPhillips-Programm für gebundene Aktienanteile für Führungskräfte (Executive Restricted Stock Unit Program), das im Rahmen des Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplans 2023 von ConocoPhillips vom 10. Februar 2026 gewährt wurde.			
10.14.11*	Muster der Bedingungen für die Zuteilung von Restricted Stock Units für Führungskräfte im Rahmen des ConocoPhillips-Programms für Restricted Stock Units für Führungskräfte, gewährt gemäß dem „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 10. Februar 2026.			
	Formular der Bedingungen für die Zuteilung von Performance Share Units für den Leistungszeitraum 26 als Teil des ConocoPhillips-Performance-Share-Programms, das im Rahmen des „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 10. Februar 2026 gewährt wurde.			
10.14.12*	Formular mit den Bedingungen für die Zuteilung von Performance Share Units für den Leistungszeitraum 26 als Teil des ConocoPhillips-Performance-Share-Programms, das im Rahmen des „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 10. Februar 2026 gewährt wurde.			
10.14.13*	Formular mit den Bedingungen für die Zuteilung von Performance Share Units für den Leistungszeitraum 26 im Rahmen des ConocoPhillips-Performance-Share-Programms, das gemäß dem „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips vom 10. Februar 2026 gewährt wurde.			
10.14.14*				
10.15	Geänderter und neu gefasster Zusatzrentenplan für Schlüsselmitarbeiter von ConocoPhillips vom 1. Januar 2020.	10.10.1	10-K	001-32395
10.16.1	Geänderter und neu gefasster beitragsorientierter Nachholplan von ConocoPhillips – Titel I, vom 1. Januar 2020.	10.11.1	10-K	001-32395
10.16.2*	Geänderter und neu gefasster Nachholplan für beitragsorientierte Altersversorgung von ConocoPhillips – Titel II, vom 1. Januar 2026.			
10.17	Geänderter und neu gefasster Nachholplan für Unternehmensrentenbeiträge von ConocoPhillips vom 1. Januar 2024.	10.17	10-K	001-32395
10.18.1	Geänderter und neu gefasster Plan für aufgeschobene Vergütungen für Schlüsselmitarbeiter von ConocoPhillips – Titel I, vom 1. Januar 2020.			
10.18.2*	Geänderter und neu gefasster Plan für aufgeschobene Vergütungen für Schlüsselmitarbeiter von ConocoPhillips – Titel II, vom 1. Januar 2026.	10.19.1	10-K	001-32395
10.19	Änderung und Neufassung des Abfindungsplans für Schlüsselmitarbeiter von ConocoPhillips im Falle eines Kontrollwechsels, gültig ab 2. Dezember 2021.			
10.20.1	Formular der Bedingungen für Restricted Stock Units für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder, wie Bestandteil des Entgeltaufschubplans für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder von ConocoPhillips vom 15. Januar 2016.	10.20.1	10-K	001-32395
10.20.2	Formular mit den Bedingungen für Restricted Stock Units für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder, die im Rahmen des „2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan“ von ConocoPhillips gewährt werden und dem „Deferred Compensation Plan for Non-Employee Directors of ConocoPhillips“ vom 15. Januar 2025 unterliegen.	10.3	10-Q	001-32395
10.21.1	Änderung und Neufassung des Anhangs zu den nicht qualifizierten Entgeltumwandlungsvereinbarungen von ConocoPhillips vom 19. April 2012.	10.20.2	10-K	001-32395
10.21.2	Erste Änderung des Anhangs zu den nicht qualifizierten Entgeltumwandlungsvereinbarungen von ConocoPhillips vom 20. Dezember 2019.	10.8	10-Q	001-32395
10.22	Änderung und Neufassung des Abfindungsplans für Führungskräfte von ConocoPhillips vom 2. Dezember 2021.			
10.23	Kauf- und Verkaufsvertrag vom 20. September 2021 zwischen Shell Enterprises LLC und ConocoPhillips.	10,27	10-K	001-32395
		10,47	10-K	001-32395
		10.1	10-Q	001-32395

10.24	Muster für einen Zeitnutzungsvertrag für Luftfahrzeuge zwischen bestimmten Führungskräfte und ConocoPhillips vom 21. Juni 2021.	10.2	10-Q	001-32395
10.25	Vereinbarung in Form eines Schreibens mit Timothy A. Leach vom 28. April 2022.	10.1	10-Q	001-32395
10.25.1	Vereinbarung mit Timothy A. Leach, abgeschlossen am 4. November 2025.	10.1	10-Q	001-32395
10.26	Muster einer Vereinbarung über die gemeinsame Nutzung von Flugzeugen zwischen bestimmten Führungskräften und ConocoPhillips vom 14. November 2023.	10.29	10-K	001-32395
27.10	Geänderter und neu gefasster Plan für aufgeschobene Vergütungen für nicht angestellte Verwaltungsratsmitglieder von ConocoPhillips.	10.2	10-Q	001-32395
19*	Richtlinien zum Insiderhandel von ConocoPhillips			
21*	Liste der Tochtergesellschaften von ConocoPhillips.			
22*	Tochtergesellschaften als Garantgeber für garantierte Wertpapiere.			
23.1*	Zustimmung von Ernst & Young LLP.			
23.2*	Zustimmung von DeGolyer and MacNaughton.			
31.1*	Bescheinigung des Vorstandsvorsitzenden gemäß Regel 13a-14(a) des Securities Exchange Act von 1934.			
31.2*	Bescheinigung des Finanzvorstands gemäß Regel 13a-14(a) des Securities Exchange Act von 1934.			
32**	Bescheinigungen gemäß 18 U.S.C. § 1350.			
97	Rückforderungsrichtlinie von ConocoPhillips, gültig ab 2. Oktober 2023.	97,2	10-K	001-32395
99*	Bericht von DeGolyer und MacNaughton.			

101.INS* Inline-XBRL-Instanzdokument. 101.SCH* Inline-XBRL-

Schemadokument.

101.CAL* Inline-XBRL-Berechnungs-Linkbase-Dokument. 101.DEF* Inline-

XBRL-Definitions-Linkbase-Dokument. 101.LAB* Inline-XBRL-Bezeichner-

Linkbase-Dokument.

101.PRE* Inline-XBRL-Präsentations-Linkbase-Dokument.

104* Interaktive Datendatei für das Deckblatt (im Inline-XBRL-Format und in Anlage 101 enthalten).

* Hiermit eingereicht.

**Mit diesem Dokument vorgelegt.

Unterschrift

Gemäß den Anforderungen von Abschnitt 13 oder 15(d) des Securities Exchange Act von 1934 hat der Registrant diesen Bericht ordnungsgemäß durch den Unterzeichner, der hierzu ordnungsgemäß bevollmächtigt ist, in seinem Namen unterzeichnen lassen.

CONOCOPHILLIPS

17. Februar 2026

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance
Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer

Gemäß den Anforderungen des Securities Exchange Act von 1934 wurde dieser Bericht am 17. Februar 2026 im Namen des Registranten von den folgenden Führungskräften in der angegebenen Funktion sowie von der Mehrheit der Verwaltungsratsmitglieder unterzeichnet.

Unterschrift

Titel

/s/ Ryan M. Lance
Lance

Vorsitzender des Verwaltungsrats Ryan M.
und Vorstandsvorsitzender
(Leitender Geschäftsführer)

/s/ Andrew M. O'Brien
Andrew M. O'Brien

Finanzvorstand und
Stellvertretender Vorstandsvorsitzender für Strategie und
Vertrieb (Leitender Finanzbeauftragter)

/s/ Kontessa S. Haynes-Welsh
Kontessa S. Haynes-Welsh

Vizepräsidentin, Finanzen und Controlling
(Leitende Rechnungsführerin)

<i>/s/ Dennis V. Arriola</i>	Vorstandsmitglied
Dennis V. Arriola	
<i>/s/ Nelda J. Connors</i>	Direktorin
Nelda J. Connors	
<i>/s/ Gay Huey Evans</i>	Vorstandsmitglied
Gay Huey Evans	
<i>/s/ Jeffrey A. Joerres</i>	Vorstandsmitglied
Jeffrey A. Joerres	
<i>/s/ Timothy A. Leach</i>	Vorstandsmitglied
Timothy A. Leach	
<i>/s/ Kathleen A. McGinty</i>	Vorstandsmitglied
Kathleen A. McGinty	
<i>/s/ William H. McRaven</i>	Vorstandsmitglied
William H. McRaven	
<i>/s/ Sharmila Mulligan</i>	Vorstandsmitglied
Sharmila Mulligan	
<i>/s/ Arjun N. Murti</i>	Vorstandsmitglied
Arjun N. Murti	
<i>/s/ Robert A. Niblock</i>	Vorstandsmitglied
Robert A. Niblock	
<i>/s/ David T. Seaton</i>	Vorstandsmitglied
David T. Seaton	
<i>/s/ R.A. Walker</i>	Vorstandsmitglied
R.A. Walker	

Vorstand

Dennis V. Arriola

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender, Avangrid, Inc.

Nelda J. Connors

Gründerin und Vorstandsvorsitzende, Pine Grove Holdings

Gay Huey Evans CBE

Ehemaliger Vorsitzender der London Metal Exchange

Jeffrey A. Joerres

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer, ManpowerGroup Inc.

Ryan M. Lance

Vorsitzender und Geschäftsführer, ConocoPhillips

Timothy A. Leach

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer, Concho Resources Inc.

Kathleen A. McGinty

Vizepräsidentin und Leiterin für Nachhaltigkeit und Außenbeziehungen, Johnson Controls International plc

William H. McRaven

Admiral der US-Marine im Ruhestand (SEAL)

Sharmila Mulligan

Ehemalige Strategieleiterin bei Alteryx

Arjun N. Murti

Partner bei Veriten LLC

Robert A. Niblock

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender, Präsident und Geschäftsführer, Lowe's Companies, Inc.

David T. Seaton

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer, Fluor Corporation

R.A. Walker

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer der Anadarko Petroleum Corporation

Führungsteam

Ryan M. Lance

Vorstandsvorsitzender und Geschäftsführer

Heather G. Hrap

Senior Vice President, Personalwesen sowie Immobilien- und Facility-Management

Kirk L. Johnson

Geschäftsführender Vizepräsident, Globale Betriebsabläufe und Technische Bereiche

Andrew D. Lundquist

Senior Vice President, Regierungsangelegenheiten

Andrew M. O'Brien

Finanzvorstand und Executive Vice President, Strategie und Vertrieb

Nicholas G. Olds Executive

Vice President, „Lower 48“ und Global HSE

Kelly B. Rose

Senior Vice President, Rechtsabteilung, General Counsel und Unternehmenssekretärin

Entdecken Sie ConocoPhillips

Vollmachtserklärung Wird

jährlich veröffentlicht und an die Aktionäre versandt, um sie darüber zu informieren, wann und wo unsere Aktionärsversammlung stattfindet und in der die auf der Versammlung zur Abstimmung stehenden Angelegenheiten detailliert beschrieben werden.
conocophillips.com/proxy

Nachhaltigkeitsberichte – werden

jährlich aktualisiert und enthalten Einzelheiten zur Nachhaltigkeits-Governance des Unternehmens, Risikomanagement, Strategie, Kennzahlen und Ziele des Unternehmens.
conocophillips.com/sustainability

Bevorstehende und vergangene Investorenpräsentationen Hier

finden Sie Ankündigungen zu zukünftigen und archivierten Präsentationen der letzten zwölf Monate, einschließlich Webcast-Aufzeichnungen, Transkripte und Folien.
conocophillips.com/investors

Bestimmte Angaben in diesem Geschäftsbericht können als „zukunftsgerichtete“ Aussagen angesehen werden. Diese erfolgen gemäß den „Safe-Harbor“-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995. Der „Warnhinweis“ im Abschnitt „Erläuterungen und Analysen der Geschäftsführung“ im Formular 10-K von ConocoPhillips für das Jahr 2025 sollte in Verbindung mit solchen Aussagen gelesen werden.

„ConocoPhillips“, „das Unternehmen“, „wir“, „uns“ und „unser“ werden in diesem Bericht synonym verwendet, um die Geschäftsaktivitäten von ConocoPhillips und seiner konsolidierten Tochtergesellschaften zu bezeichnen.

Warnhinweis für US-Anleger – Die SEC gestattet es Öl- und Gasunternehmen, in ihren bei der SEC eingereichten Unterlagen nur nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven anzugeben. Wir verwenden in diesem Geschäftsbericht den Begriff „Ressource“, dessen Verwendung in den bei der SEC eingereichten Unterlagen gemäß den Richtlinien der SEC untersagt ist. US-Anleger werden dringend gebeten, die Angaben zu Öl und Gas in unserem Formular 10-K sowie in anderen Berichten und bei der SEC eingereichten Unterlagen sorgfältig zu prüfen. Kopien sind bei der SEC und auf der Website von ConocoPhillips erhältlich.

Verwendung von Nicht-GAAP-Finanzinformationen – Dieser Geschäftsbericht enthält den Nicht-GAAP-Begriff „Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit“, um Vergleiche der operativen Leistung des Unternehmens über verschiedene Zeiträume hinweg sowie mit Vergleichsunternehmen zu erleichtern. Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit ist definiert als Mittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit ohne Berücksichtigung der Auswirkungen des betrieblichen Umlaufvermögens. Im Jahr 2025 belief sich der Mittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit auf 19,8 Milliarden US-Dollar. Ohne Berücksichtigung einer Verringerung des betrieblichen Umlaufvermögens um 0,1 Milliarden US-Dollar betrug der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit 19,9 Milliarden US-Dollar.

Der Nicht-GAAP-Begriff „Nettoverschuldung“ wird verwendet, um eine Kennzahl bereitzustellen, mit der die Verschuldung abzüglich Barmittel, Barmitteläquivalente und kurzfristige Finanzanlagen über verschiedene Zeiträume hinweg auf einheitlicher Basis verglichen werden kann. Die Nettoverschuldung umfasst die gesamten in der Bilanz ausgewiesenen Verbindlichkeiten abzüglich Barmittel, Barmitteläquivalente und kurzfristiger Anlagen. Die kurz- und langfristigen Verbindlichkeiten beliefen sich im Jahr 2025 auf 23,4 Mrd. US-Dollar. Ohne Berücksichtigung von Barmitteln, Barmitteläquivalenten und kurzfristigen Anlagen in Höhe von 7,4 Mrd. US-Dollar betrug die Nettoverschuldung im Jahr 2025 16,0 Mrd. US-Dollar. Die kurz- und langfristigen Verbindlichkeiten für das Jahr 2024 beliefen sich auf 24,3 Milliarden US-Dollar. Ohne Berücksichtigung von Barmitteln, Barmitteläquivalenten und kurzfristigen Anlagen in Höhe von 6,4 Milliarden US-Dollar betrug die Nettoverschuldung für das Jahr 2024 17,9 Milliarden US-Dollar.



2025 Annual Report



ConocoPhillips at a Glance

As of Dec. 31, 2025

2025 HIGHLIGHTS

Financial

- Distributed \$9.0 billion, or **45% of cash from operations**, to shareholders.
- **Increased ordinary dividend by 8%**, in line with goal to deliver top-quartile dividend growth in S&P 500.
- **Improved net debt by ~\$2 billion** compared with year-end 2024.
- **Outperformed** initial production, capital and cost guidance.

Strategic

- Integrated Marathon Oil with **>25% more resource** and **>\$1 billion** synergy capture.
- Made strong progress on **>\$1 billion cost reduction and margin enhancement** efforts.
- Placed initial 5 MTPA of Port Arthur LNG Phase 1 offtake; **total offtake now 10 MTPA**.
- **Achieved** annual Scope 1 and 2 GHG emissions intensity target.

Operational

- Produced **2,375** thousand barrels of oil equivalent per day.
- **Advanced** Willow project in Alaska and equity LNG projects in Qatar and on the U.S. Gulf Coast.
- Delivered Lower 48 **drilling and completion efficiencies >15%** year over year.
- Achieved **first oil at Surmont Pad 104W-A** on budget and ahead of schedule.

WHO WE ARE

As a leading global exploration and production company, ConocoPhillips is uniquely equipped to deliver reliable, responsibly produced oil and gas. Our deep, durable and diverse portfolio is built to meet growing global energy demands. Together with our high-performing operations and continuously advancing technology, we are well positioned to deliver strong, consistent financial results, now and for decades to come.



\$122B
in total assets



14
Countries with
operations and
activities



One of the
world's leading
exploration
and production
companies



Balanced,
diversified global
portfolio

2025

UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, D.C. 20549

ConocoPhillips
Form 10-K

(Mark One)

☒ ANNUAL REPORT PURSUANT TO SECTION 13 OR 15(d) OF THE SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

For the fiscal year ended **December 31, 2025**

OR

☐ TRANSITION REPORT PURSUANT TO SECTION 13 OR 15(d) OF THE SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

For the transition period from _____ to _____

Commission file number: **001-32395**

ConocoPhillips
(Exact name of registrant as specified in its charter)

Delaware

(State or other jurisdiction of incorporation or organization)

01-0562944

(I.R.S. Employer identification No.)

925 N. Eldridge Parkway, Houston, TX 77079

(Address of principal executive offices) (Zip Code)

Registrant's telephone number, including area code: **281-293-1000**

Securities registered pursuant to Section 12(b) of the Act:

Title of each class	Trading symbols	Name of each exchange on which registered
Common Stock, \$.01 Par Value	COP	New York Stock Exchange
7% Debentures due 2029	CUSIP—718507BK1	New York Stock Exchange

Securities registered pursuant to Section 12(g) of the Act: None

Indicate by check mark if the registrant is a well-known seasoned issuer, as defined in Rule 405 of the Securities Act. ☒ Yes ☐ No

Indicate by check mark if the registrant is not required to file reports pursuant to Section 13 or Section 15(d) of the Act. ☐ Yes ☒ No

Indicate by check mark whether the registrant (1) has filed all reports required to be filed by Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934 during the preceding 12 months (or for such shorter period that the registrant was required to file such reports), and (2) has been subject to such filing requirements for the past 90 days. ☒ Yes ☐ No

Indicate by check mark whether the registrant has submitted electronically every Interactive Data File required to be submitted pursuant to Rule 405 of Regulation S-T (§ 232.405 of this chapter) during the preceding 12 months (or for such shorter period that the registrant was required to submit such files). ☒ Yes ☐ No

Indicate by check mark whether the registrant is a large accelerated filer, an accelerated filer, a non-accelerated filer, a smaller reporting company, or an emerging growth company. See the definitions of "large accelerated filer," "accelerated filer," "smaller reporting company" and "emerging growth company" in Rule 12b-2 of the Exchange Act.

Large Accelerated Filer ☒ Accelerated filer ☐ Non-accelerated filer ☐ Smaller reporting company ☐ Emerging growth company ☐

If an emerging growth company, indicate by check mark if the registrant has elected not to use the extended transition period for complying with any new or revised financial accounting standards provided pursuant to Section 13(a) of the Exchange Act. ☐

Indicate by check mark whether the registrant has filed a report on and attestation to its management's assessment of the effectiveness of its internal control over financial reporting under Section 404(b) of the Sarbanes-Oxley Act (15 U.S.C. 7262(b)) by the registered public accounting firm that prepared or issued its audit report. ☒

If securities are registered pursuant to Section 12(b) of the Act, indicate by checkmark whether the financial statements of the registrant included in the filing reflect the correction of an error to previously issued financial statements. ☐

Indicate by check mark whether any of those error corrections are restatements that required a recovery analysis of incentive-based compensation received by any of the registrant's executive officers during the relevant recovery period pursuant to §240.10D-1(b). ☐

Indicate by check mark whether the registrant is a shell company (as defined in Rule 12b-2 of the Act). ☐ Yes ☒ No

The aggregate market value of common stock held by non-affiliates of the registrant on June 30, 2025, the last business day of the registrant's most recently completed second fiscal quarter, based on the closing price on that date of \$89.74, was \$112.0 billion.

The registrant had 1,222,339,152 shares of common stock outstanding at January 31, 2026.

Documents incorporated by reference:

Portions of the Proxy Statement for the Annual Meeting of Stockholders to be held on May 12, 2026 (Part III)

Table of Contents

	<u>Page</u>
Commonly Used Abbreviations	1
<u>Item</u>	
Part I	
1 and 2. Business and Properties	2
Corporate Structure	2
Segment and Geographic Information	2
Alaska	4
Lower 48	6
Canada	7
Europe, Middle East and North Africa	8
Asia Pacific	11
Other	14
Delivery Commitments	15
Competition	15
Human Capital Management	16
General	17
1A. Risk Factors	18
1B. Unresolved Staff Comments	26
1C. Cybersecurity	26
3. Legal Proceedings	27
4. Mine Safety Disclosures	28
Information About our Executive Officers	28
Part II	
5. Market for Registrant’s Common Equity, Related Stockholder Matters and Issuer Purchases of Equity Securities	29
6. [Reserved]	
7. Management’s Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations	31
7A. Quantitative and Qualitative Disclosures About Market Risk	64
8. Financial Statements and Supplementary Data	66
9. Changes in and Disagreements with Accountants on Accounting and Financial Disclosure	151
9A. Controls and Procedures	151
9B. Other Information	151
9C. Disclosure Regarding Foreign Jurisdictions that Prevent Inspections	151
Part III	
10. Directors, Executive Officers and Corporate Governance	152
11. Executive Compensation	152
12. Security Ownership of Certain Beneficial Owners and Management and Related Stockholder Matters	152
13. Certain Relationships and Related Transactions, and Director Independence	152
14. Principal Accounting Fees and Services	152
Part IV	
15. Exhibits, Financial Statement Schedules	153
Signatures	158

Commonly Used Abbreviations

The following industry-specific, accounting and other terms and abbreviations may be commonly used in this report.

Currencies

\$ or USD	U.S. dollar
CAD	Canadian dollar
EUR	Euro
GBP	British pound
NOK	Norwegian kroner

Units of Measurement

BBL	barrel
BCF	billion cubic feet
BOE	barrels of oil equivalent
MBD	thousands of barrels per day
MCF	thousand cubic feet
MM	million
MMBOE	million barrels of oil equivalent
MBOED	thousand barrels of oil equivalent per day
MMBOED	million barrels of oil equivalent per day
MMBTU	million British thermal units
MMCFD	million cubic feet per day
MTPA	million tonnes per annum

Industry

BLM	Bureau of Land Management
CBM	coalbed methane
E&P	exploration and production
FEED	front-end engineering and design
FID	final investment decision
FPS	floating production system
FPSO	floating production, storage and offloading
G&G	geological and geophysical
JOA	joint operating agreement
LNG	liquefied natural gas
NGLs	natural gas liquids
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PSC	production sharing contract
PUDs	proved undeveloped reserves
SAGD	steam-assisted gravity drainage
WCS	Western Canadian Select
WTI	West Texas Intermediate

Accounting

ARO	asset retirement obligation
ASC	accounting standards codification
ASU	accounting standards update
DD&A	depreciation, depletion and amortization
EPS	earnings per share
FASB	Financial Accounting Standards Board
FIFO	first-in, first-out
G&A	general and administrative
GAAP	generally accepted accounting principles
LIFO	last-in, first-out
NPNS	normal purchase normal sale
PP&E	properties, plants and equipment
VIE	variable interest entity

Miscellaneous

CERCLA	Federal Comprehensive Environmental Response Compensation and Liability Act
EPA	Environmental Protection Agency
ESG	environmental, social and governance
EU	European Union
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GHG	greenhouse gas
HSE	health, safety and environment
ICC	International Chamber of Commerce
ICSID	World Bank's International Centre for Settlement of Investment Disputes
IRS	Internal Revenue Service
OTC	over-the-counter
NYSE	New York Stock Exchange
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
TSR	total shareholder return
U.K.	United Kingdom
U.S.	United States of America
VROC	variable return of cash

Part I

Unless otherwise indicated, “the company,” “we,” “our,” “us” and “ConocoPhillips” are used in this report to refer to the businesses of ConocoPhillips and its consolidated subsidiaries. Items 1 and 2—Business and Properties, contain forward-looking statements including, without limitation, statements relating to our plans, strategies, objectives, expectations and intentions that are made pursuant to the “safe harbor” provisions of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995. The words “ambition,” “anticipate,” “believe,” “budget,” “continue,” “could,” “effort,” “estimate,” “expect,” “forecast,” “goal,” “guidance,” “intend,” “may,” “objective,” “outlook,” “plan,” “potential,” “predict,” “projection,” “seek,” “should,” “target,” “will,” “would” and similar expressions identify forward-looking statements. The company does not undertake to update, revise or correct any forward-looking information unless required to do so under the federal securities laws. Readers are cautioned that such forward-looking statements should be read in conjunction with the company’s disclosures under the headings “Risk Factors” beginning on page 18 and “CAUTIONARY STATEMENT FOR THE PURPOSES OF THE ‘SAFE HARBOR’ PROVISIONS OF THE PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT OF 1995,” beginning on page 62.

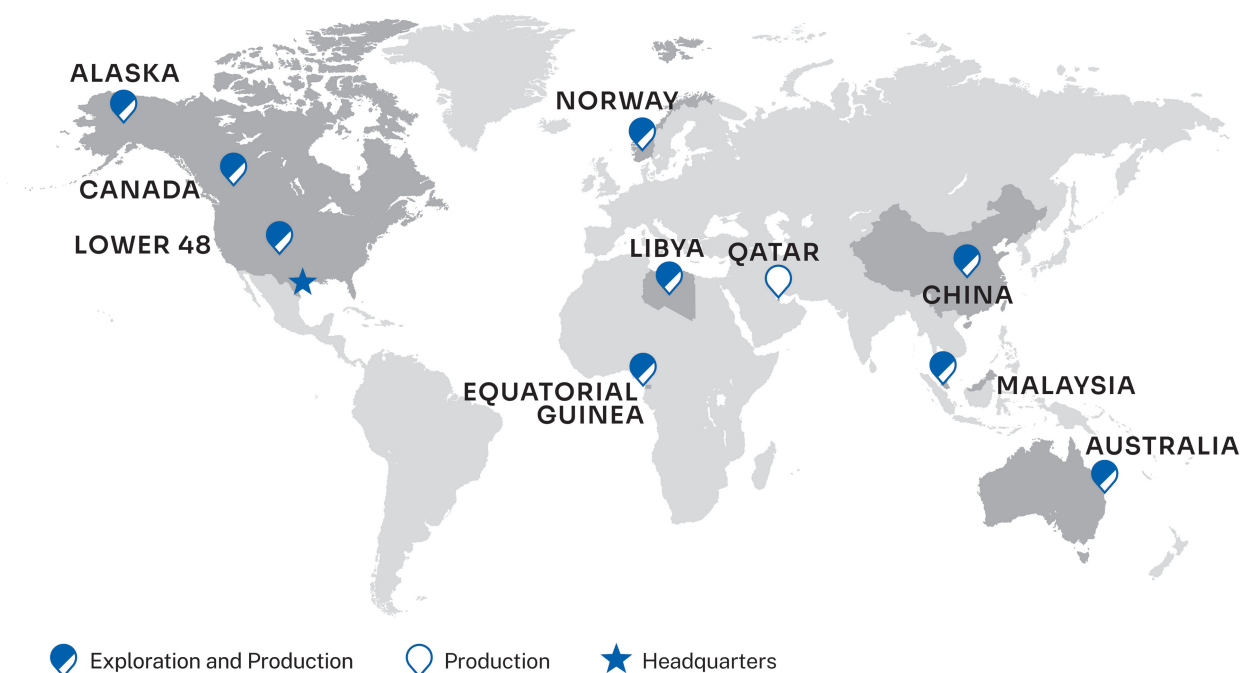
Items 1 and 2. Business and Properties

Corporate Structure

ConocoPhillips is an independent E&P company headquartered in Houston, Texas with operations and activities in 14 countries. Our diverse, low cost of supply portfolio includes resource-rich unconventional plays in North America; conventional assets in North America, Europe, Africa and Asia; LNG developments; oil sands in Canada; and an inventory of global exploration prospects. On December 31, 2025, we employed approximately 9,900 people worldwide and had total assets of about \$122 billion. Total company production for the year was 2,375 MBOED.

ConocoPhillips was incorporated in the state of Delaware in 2001 in connection with and in anticipation of the merger between Conoco Inc. and Phillips Petroleum Company. The merger between Conoco and Phillips was consummated on August 30, 2002. In April 2012, ConocoPhillips completed the separation of the downstream business into an independent, publicly traded energy company, Phillips 66.

Segment and Geographic Information



We manage our operations through five operating segments, defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; and Asia Pacific. For operating segment and geographic information, *see Note 22*.

We explore for, produce, transport and market crude oil, bitumen, natural gas, NGLs and LNG on a worldwide basis. At December 31, 2025, our operations were producing in the U.S., Norway, Canada, Australia, Malaysia, Libya, China, Qatar and Equatorial Guinea.

The information listed below appears in the “*Supplementary Data - Oil and Gas Operations*” disclosures following the Notes to Consolidated Financial Statements and is incorporated herein by reference:

- Proved worldwide crude oil, NGLs, natural gas and bitumen reserves.
- Net production of crude oil, NGLs, natural gas and bitumen.
- Average sales prices of crude oil, NGLs, natural gas and bitumen.
- Average production costs per BOE.
- Net wells completed, wells in progress and productive wells.
- Developed and undeveloped acreage.

The following table is a summary of the proved reserves information included in the “*Supplementary Data - Oil and Gas Operations*” disclosures following the Notes to Consolidated Financial Statements. Approximately 84 percent of our proved reserves are in countries that belong to the Organization for Economic Cooperation and Development. Natural gas reserves are converted to BOE based on a 6:1 ratio: six MCF of natural gas converts to one BOE. *See Management’s Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations* for a discussion of factors that will enhance the understanding of the following summary reserves table.

Net Proved Reserves at December 31	Millions of Barrels of Oil Equivalent		
	2025	2024	2023
Crude oil			
Consolidated operations	3,321	3,406	3,032
Equity affiliates	103	108	89
Total crude oil	3,424	3,514	3,121
Natural gas liquids			
Consolidated operations	1,166	1,147	892
Equity affiliates	59	62	48
Total natural gas liquids	1,225	1,209	940
Natural gas			
Consolidated operations	1,617	1,629	1,408
Equity affiliates	969	977	879
Total natural gas	2,586	2,606	2,287
Bitumen			
Consolidated operations	402	483	410
Total bitumen	402	483	410
Total consolidated operations	6,506	6,665	5,742
Total equity affiliates	1,131	1,147	1,016
Total company	7,637	7,812	6,758

Alaska



The Alaska segment primarily explores for, produces, transports and markets crude oil, natural gas and NGLs. We are the largest crude oil producer in Alaska and have major ownership interests in the Prudhoe Bay, Kuparuk and Western North Slope asset areas. Additionally, we are one of Alaska's largest owners of state, federal and fee exploration leases, with approximately one million net undeveloped acres at year-end 2025. Alaska operations contributed 12 percent of our consolidated liquids production and one percent of our consolidated natural gas production.

	Interest	Operator	2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Greater Prudhoe Area	36.5 %	Hilcorp	63	15	40	85
Greater Kuparuk Area	94.2-99.8	ConocoPhillips	75	—	—	75
Western North Slope	100.0	ConocoPhillips	39	—	1	39
Total Alaska			177	15	41	199

Willow Project

The Bear Tooth Unit in the Western North Slope includes the Willow Project (Willow). In December 2023, we announced Willow FID. The project will consist of three drill sites, an operations center and camp, and a processing facility. In 2025, the project completed the peak construction season, which included gravel and pipeline construction and operations center hookup and installation, and is expected to achieve near 50 percent project completion this winter season. Additionally, fabrication of the processing facility is on schedule for transport to the North Slope in 2027. First oil is anticipated in early 2029.

Greater Prudhoe Area

The Greater Prudhoe Area includes the Prudhoe Bay Unit, which consists of the Prudhoe Bay Field and five satellite fields, as well as the Greater Point McIntyre Area fields. Prudhoe Bay, the largest conventional oil field in North America, is the site of a large waterflood and enhanced oil recovery operation, supported by a large gas and water processing operation. Field installations include seven production facilities, two gas plants, two seawater plants and a central power station. In 2025, on average, there were three rigs drilling throughout the year.

Greater Kuparuk Area

The Greater Kuparuk Area includes the Kuparuk River Unit, which consists of the Kuparuk Field and six satellite fields. Field installations include three central production facilities which separate oil, natural gas and water, and a seawater treatment plant. In 2025, on average, we operated two drilling rigs and one workover rig. The Nuna project, which targets the Moraine reservoir, was sanctioned in 2023 and achieved first oil in the fourth quarter of 2024. We drilled additional wells in 2025 and plan to continue drilling activity through 2027. The Coyote reservoir, discovered in 2021, progressed to development in 2023, with additional wells drilled in 2024 and 2025, and a pad expansion project planned for 2026.

Western North Slope

The Western North Slope includes the Bear Tooth Unit (as highlighted above), the Colville River Unit and the Greater Mooses Tooth Unit. These units also leverage shared regional infrastructure, which underpins base operations and facilitates continued development across the Western North Slope. In 2025, we operated one part-time drilling rig in the Colville River Unit.

The Colville River Unit includes the Alpine Field and four satellite fields. Field installations include one central production facility, which separates oil, natural gas and water.

The Greater Mooses Tooth Unit is the first unit established entirely within the National Petroleum Reserve Alaska (NPR-A). The unit was constructed in two phases: Greater Mooses Tooth #1 (GMT1) and Greater Mooses Tooth #2 (GMT2).

Exploration

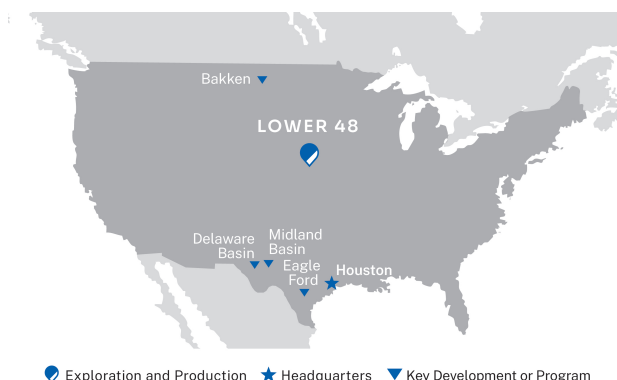
We are continuing our exploration activities in the NPR-A with a planned four-well drilling program this 2026 winter season.

Transportation

We transport the petroleum liquids produced on the North Slope to Valdez, Alaska through an 800-mile pipeline that is part of the Trans-Alaska Pipeline System (TAPS). We have a 29.5 percent ownership interest in TAPS, and also have ownership interests in, and operate the Alpine, Kuparuk and Oliktok pipelines on the North Slope.

We manage the marine transportation of our North Slope production using five company-owned, double-hulled tankers, and charter third-party vessels, as necessary. The tankers deliver oil from Valdez, Alaska, primarily to refineries on the west coast of the U.S.

Lower 48



The Lower 48 segment consists of operations located in the 48 contiguous U.S. states, with a portfolio mainly consisting of low cost of supply, short cycle time, resource-rich unconventional plays and commercial operations. The majority of our acreage is unconventional. Based on 2025 production volumes, the Lower 48 is our largest segment and contributed 67 percent of our consolidated liquids production and 74 percent of our consolidated natural gas production.

	2025			
	Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production				
Delaware Basin	321	171	1,011	661
Eagle Ford	202	102	516	390
Bakken	114	50	241	204
Midland Basin	103	48	251	192
Other	9	11	100	37
Total Lower 48	749	382	2,119	1,484

Delaware Basin

We hold approximately 782,000 net acres in the Delaware Basin, spanning west Texas through southeast New Mexico. Current development activity targets prospects in the Avalon, Bone Springs, Wolfcamp and Woodford formations while balancing leasehold obligations and permit terms. We operated ten rigs and three frac crews on average during 2025, resulting in 176 operated wells drilled and 161 operated wells brought online.

Eagle Ford

We hold approximately 489,000 net acres in the Eagle Ford, located in south Texas. The current focus is on full-field development, using customized well spacing and stacking patterns adapted through reservoir analysis. We operated seven rigs and three frac crews on average during 2025, resulting in 251 operated wells drilled and 264 operated wells brought online.

Bakken

We hold approximately 799,000 net acres in the Williston Basin, located in North Dakota and eastern Montana. The primary producing zones are the Middle Bakken and Three Forks formations. We operated three rigs and one frac crew on average during 2025, resulting in 72 operated wells drilled and 98 operated wells brought online.

Midland Basin

We hold approximately 416,000 net acres in the Midland Basin, located in west Texas. The current development strategy is focused on full-field development utilizing multi-well pad projects targeting Barnett, Spraberry and Wolfcamp reservoir targets. We operated three rigs and one frac crew on average during 2025, resulting in 86 operated wells drilled and 94 operated wells brought online.

Partner-Operated

We participate in partner-operated wells when they align with our investment decision criteria and development strategies. In 2025, we participated in partner-operated wells with varying working interests across our Lower 48 portfolio.

Facilities

We operate and own, with varying interests, centralized processing facilities in Texas and New Mexico in support of our Delaware, Eagle Ford and Midland assets.

Canada



Our Canadian operations consist of the Surmont oil sands development in Alberta, the liquids-rich Montney unconventional play in British Columbia and commercial operations. In 2025, operations in Canada contributed nine percent of our consolidated liquids production and five percent of our consolidated natural gas production.

Average Daily Net Production			2025				
	Interest	Operator	Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MCFD	Bitumen MBD	Total MBOED
Surmont	100.0 %	ConocoPhillips	—	—	—	133	133
Montney	100.0	ConocoPhillips	17	6	125	—	44
Total Canada			17	6	125	133	177

Surmont

The Surmont oil sands leases are located south of Fort McMurray, Alberta. Surmont is a 100 percent working interest asset that offers sustained, long-life production. We are focused on keeping facilities full, structurally lowering costs, reducing GHG intensity and optimizing asset performance. In the third quarter of 2025, we commenced drilling of Pad 104W-B and in the fourth quarter of 2025, we achieved first production from Pad 104W-A.

Our bitumen resources in Canada are produced via SAGD, an enhanced thermal oil recovery method where steam is injected into the reservoir, effectively liquefying the heavy bitumen, which is recovered and pumped to the surface for further processing. Operations include two central processing facilities for treatment and blending of bitumen, and a diluent recovery unit. These facilities have allowed the asset to lower blend ratio and diluent supply costs, while gaining protection from diluent supply disruptions and increased market access for our product. At December 31, 2025, we held approximately 684,000 net acres of land in the Athabasca Region of northeastern Alberta.

Montney

The Montney is a liquids-rich unconventional play located in northeastern British Columbia. At December 31, 2025, we held approximately 297,000 unconventional net acres of land in the Montney. In 2025, we operated two rigs and one frac crew resulting in 31 wells drilled and 23 operated wells brought online.

Europe, Middle East and North Africa



The Europe, Middle East and North Africa segment consists of operations principally located in the Norwegian sector of the North Sea, the Norwegian Sea, Qatar, Libya, Equatorial Guinea and commercial and terminalling operations in the U.K. In 2025, operations in Europe, Middle East and North Africa contributed eight percent of our consolidated liquids production and 18 percent of our consolidated natural gas production.

Norway

	Interest	Operator	2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Greater Ekofisk Area	28.3 - 35.1%	ConocoPhillips	38	2	83	54
Heidrun	24.0	Equinor	9	—	35	15
Troll	1.6	Equinor	1	—	66	12
Aasta Hansteen	10.0	Equinor	—	—	66	11
Alvheim	20.0	Equinor	7	—	16	9
Visund	9.1	Aker BP	1	1	44	9
Other	Various	Equinor	7	—	20	11
Total Norway			63	3	330	121

Greater Ekofisk Area

The Greater Ekofisk Area is located offshore Stavanger, Norway, in the North Sea, and is comprised of five producing fields. Crude oil is exported to our operated terminal located at Teesside, U.K., and the natural gas is exported to Emden, Germany.

Partner-Operated

We participate in various partner-operated fields located either in the Norwegian Sea or northern part of the North Sea. Crude oil and natural gas are produced and transported to various processing plants and terminals, primarily in Norway and the U.K.

Exploration

In 2025, we drilled the second appraisal well in the 2020 Slagugle discovery on PL891. The well encountered hydrocarbons and a significant data acquisition program was completed. The collected data will be analyzed to evaluate a possible future development. We also participated in the Bounty Updip exploration well on PL886 in the Norwegian Sea. The well was expensed as a dry hole. Additionally, we participated in the Othello South exploration well in the Heidrun area of the Norwegian Sea, which encountered hydrocarbons. In 2025, we were awarded two new exploration licenses in the North Sea, PL1248 and PL1259, and one acreage addition, PL044D.

Transportation

We have a 35.1 percent ownership interest in the Norpipe Oil Pipeline System, a 220-mile pipeline which carries crude oil from Ekofisk to a crude oil stabilization and NGLs processing facility in Teesside, U.K.

Facilities

We operate and have a 40.25 percent ownership interest in a crude oil stabilization and NGLs processing facility at Teesside, U.K. to support our Norway operations.

Qatar

	Interest	Operator	2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
QatarEnergy LNG N(3)	30.0 %	QatarEnergy LNG	12	8	373	82

QatarEnergy LNG N(3) (N3), is an integrated development jointly owned by QatarEnergy (68.5 percent), ConocoPhillips (30 percent) and Mitsui & Co., Ltd. (1.5 percent). N3 consists of upstream natural gas production facilities, which produce approximately 1.4 gross BCF per day of natural gas from Qatar's North Field over a 25-year life, in addition to a 7.8 million gross tonnes per year LNG facility. LNG is shipped in leased LNG carriers destined for sale globally, while liquids are sold into the domestic market or marketed internationally through QatarEnergy Marketing.

N3 executed the development of the onshore and offshore assets as a single integrated development with QatarEnergy LNG N(4) (N4), a joint venture between QatarEnergy and Shell plc. This included the joint development of offshore facilities situated in a common offshore block in Qatar's North Field, as well as the construction of two identical LNG process trains and associated gas treating facilities for both the N3 and N4 joint ventures. Production from the LNG trains and associated facilities is mutualized between the two joint ventures.

We have a 25 percent interest in both QatarEnergy LNG NFE (4) (NFE4) and QatarEnergy LNG NFS (3) (NFS3) joint ventures, which are participating in the North Field East (NFE) and North Field South (NFS) LNG projects, respectively. *See Note 3 and Note 4.*

Libya

	Interest	Operator	2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Waha Concession	20.4 %	Waha Oil Co.	60	—	32	65

The Waha Concession is made up of multiple concessions and encompasses approximately 13 million acres onshore in the Sirte Basin for exploration and production activity. Oil is transported by pipeline to the Es Sider terminal for export. Natural gas is transported and sold domestically. Current production comes from 13 existing fields within the Waha Concession.

In January 2026, we signed an agreement with the Libyan Ministry of Oil and Gas and the National Oil Corporation of Libya to extend the Waha Concession up to December 31, 2050, with new fiscal terms, subject to normal regulatory approvals.

Equatorial Guinea

	Interest	Operator	2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Alba Unit	64.2 %	ConocoPhillips	8	5	149	38

We have varying stages of oil and gas exploration, development and production activities in Equatorial Guinea. We operate in both the Alba and Block D PSCs that form the Alba Unit located offshore Equatorial Guinea.

Gas Processing

The following facilities located on Bioko Island allow us to further monetize natural gas production from the Alba Unit and are accounted for as equity method investments and are reflected in the "Equity in earnings of affiliates" line of our consolidated income statement.

We own a 52.2 percent interest in the Alba Plant LLC, our joint venture with Chevron Corporation (27.8 percent) and Sociedad Nacional de Gas de Guinea Ecuatorial (SONAGAS) (20 percent), which operates an onshore liquified petroleum gas (LPG) processing plant. Alba Plant LLC processes Alba Unit natural gas under a fixed-rate long-term contract. The LPG processing plant extracts condensate and LPG from the natural gas stream and sells it at market prices, with our share of the revenue reflected in the "Equity in earnings of affiliates" line of our consolidated income statement. Processed natural gas is delivered to Equatorial Guinea LNG Holdings Limited (EG LNG) for liquefaction and storage. We market our share of LNG to third parties indexed at global LNG prices.

We own a 56 percent interest in EG LNG, our joint venture with SONAGAS (37.9 percent) and Marubeni Gas Development UK Limited (6.1 percent), which operates a 3.7 MTPA LNG production facility. In January 2024, we began a five-year LNG sales agreement for a portion of our equity gas from the Alba Unit, providing us with additional exposure to the European LNG market.

We own a 45 percent interest in Atlantic Methanol Production Company LLC (AMPCO), our joint venture with Chevron Corporation (45 percent) and SONAGAS (10 percent), which operates a methanol plant. The plant is currently offline.

Additionally, Alba Plant LLC and EG LNG process third-party gas from the Alen Field under a combination of tolling fee and profit-sharing arrangements which are reflected in the "Equity in earnings of affiliates" line of our consolidated income statement.

Asia Pacific



The Asia Pacific segment has exploration and production operations in China, Malaysia, Australia and commercial operations in China, Singapore and Japan. In 2025, operations in the Asia Pacific segment contributed four percent of our consolidated liquids production and two percent of our consolidated natural gas production.

Australia

	Interest	Operator	2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Australia Pacific LNG	47.5 %	ConocoPhillips/ Origin Energy	—	—	833	139

Australia Pacific LNG Pty Ltd. (APLNG), our joint venture with Origin Energy Limited (Origin) and China Petrochemical Corporation (Sinopec), is focused on producing CBM from the Bowen and Surat basins in Queensland, Australia, to supply the domestic gas market and convert the CBM into LNG for export. Origin operates APLNG's upstream production and pipeline system, and we operate the downstream LNG facility, located on Curtis Island near Gladstone, Queensland, as well as the LNG export sales business.

We operate two fully subscribed 4.5 MTPA LNG trains. Approximately 3,500 net wells are ultimately expected to supply both the LNG sales contracts and domestic gas market. The wells are supported by gathering systems, central gas processing and compression stations, water treatment facilities and an export pipeline connecting the gas fields to the LNG facilities. The LNG is being sold to Sinopec under a 20-year sales agreement for 7.6 MTPA of LNG, and Japan-based Kansai Electric Power Co., Inc. under a 20-year sales agreement for approximately one MTPA of LNG.

For additional information, *see Note 4 and Note 8.*

Exploration

We own a 51 percent working interest in both Exploration Permit (T/49P) and (VIC/P79) located in the Otway Basin, Australia, after transferring 29 percent working interest to Korea National Oil Corporation in 2025. From November 2025 to early 2026, we drilled two exploration wells in VIC/P79. The first well, Essington-1, encountered hydrocarbons and continues to be evaluated. The second well, Charlemont-1, found no commercial hydrocarbons and was expensed as a dry hole in the fourth quarter of 2025.

China

			2025			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Penglai	49.0 %	CNOOC	34	—	—	34

Penglai

The Penglai 19-3, 19-9 and 25-6 fields are located in the Bohai Bay Block 11/05 and are being developed in stages from large offshore platforms and a FPSO. Most of the crude oil produced from the block is sold to the domestic market in China, with the remainder exported to international markets.

Phase 4B consists of two wellhead platforms. First production was achieved in the fourth quarter of 2023. This project could include up to 144 new wells, 95 of which have been completed and brought online as of December 2025.

Phase 5 consists of two new wellhead platforms and four wellhead platform expansions. First production was achieved in the fourth quarter of 2024. This project could include up to 91 new wells, 25 of which have been completed and brought online as of December 2025.

Malaysia

Average Daily Net Production	2025					
	Interest	Operator	Crude Oil	NGL	Natural Gas	Total
			MBD	MBD	MMCFD	MBOED
Gumusut	29.5 %	Shell	14	—	—	14
Malikai	35.0	Shell	1	—	63	12
Kebabangan (KBB)	30.0	ConocoPhillips	9	—	—	9
Siakap North-Petai	21.0	PTTEP	1	—	—	1
Total Malaysia			25	—	63	36

We have varying stages of exploration, development and production activities in Malaysia, with working interests in four PSCs, and as of January 2025, sole operatorship at the Kebabangan Cluster (KBBC), our first operated producing asset in Malaysia. These PSCs are located in waters off the eastern Malaysian state of Sabah: Block G, Block J, KBBC and the Ubah Cluster.

*Block J**Gumusut*

We own a 29.5 percent working interest in the unitized Gumusut Field. Development associated with Gumusut Phase 4, a four-well program targeting the Brunei acreage of the unitized Gumusut Field that straddles Malaysia and Brunei waters, completed drilling in 2024 with first production achieved in early 2025. The unitized Gumusut Field is operated on a FPS with oil evacuation via a pipeline to the Sabah Oil and Gas Terminal (SOGT) for tanker liftings.

KBBC

We own a 30 percent working interest in the KBB, Kamunsu East and Kamunsu East Uplifted Canyon gas and condensate fields.

KBB

Gas is transported from the KBB platform via pipeline for sale to the domestic gas market. Since 2019, KBB tied-in to a nearby third-party floating LNG vessel, which provided additional gas offtake capacity.

*Block G**Malikai*

We own a 35 percent working interest in Malikai. Malikai Phase 2 development first oil was achieved in February 2021. Malikai operates on a tension leg platform and pipes oil to the KBB platform for processing. Oil evacuation is via pipeline to SOGT for tanker liftings.

Siakap North-Petai

We own a 21 percent working interest in the unitized Siakap North-Petai (SNP) oil field. First oil from SNP Phase 2 was achieved in November 2021. The subsea system in the SNP oil field is tied back to a FPSO operated by PTTEP.

Exploration

We operate one exploration PSC with a 35 percent working interest in the Ubah Cluster. Located off the coast of Sabah, offshore Malaysia and near the KBBC, the Ubah Cluster encompasses 11 thousand net acres. We continue to evaluate the block and are using information from seismic to optimize future plans.

At the beginning of 2025, we operated two additional exploration PSCs off the coast of Sarawak, offshore Malaysia, Block SK304 encompassing 1.8 million net acres and Block WL4-00 encompassing 0.3 million net acres. We relinquished both blocks, effective in the first and fourth quarter of 2025, respectively.

Other

Marketing Activities

Our Commercial organization manages our worldwide commodity portfolio, which includes natural gas, crude oil, bitumen, NGLs, LNG and power. Marketing activities are performed through offices in the U.S., Canada, Europe and Asia. In marketing our production, we attempt to minimize flow disruptions, maximize realized prices and manage credit-risk exposure. Commodity sales are generally made at prevailing market prices at the time of sale. We also purchase and sell third-party commodity volumes to better position the company to satisfy customer demand while fully utilizing transportation and storage capacity.

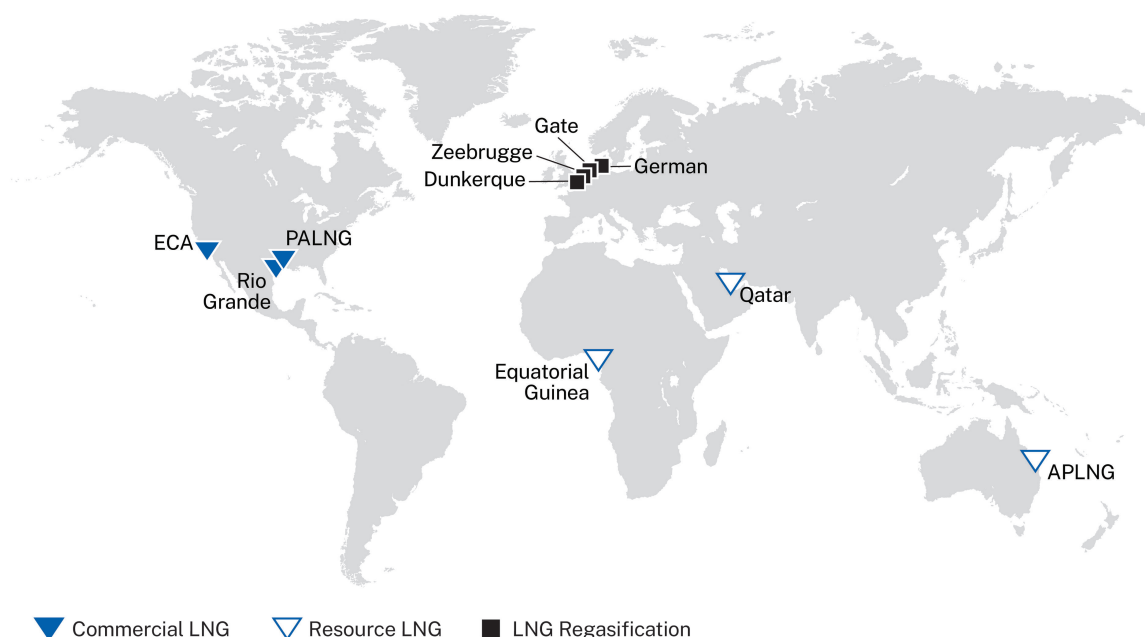
Crude Oil, Bitumen and NGLs

Our crude oil, bitumen and NGL revenues are derived from production in the U.S., Canada, Asia, Africa and Europe. These commodities are primarily sold under contracts with prices based on market indices, adjusted for location, quality and transportation.

Natural Gas

Our natural gas production, along with third-party purchased gas, is primarily marketed in the U.S., Canada and Europe. Our natural gas is sold to a diverse client portfolio, which includes local distribution companies; gas and power utilities; large industrials; independent, integrated or state-owned oil and gas companies; as well as marketing companies. To reduce our market exposure and credit risk, we also transport natural gas via firm and interruptible transportation agreements to major market hubs.

LNG



We have investments in LNG facilities which are supplied with equity gas production in Australia, Qatar and Equatorial Guinea. We also have a 30 percent direct equity holding in Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (PALNG) for Phase 1 of the Port Arthur LNG project, which is scheduled to start up in 2027. Additionally, as part of our LNG strategy to build a dynamic portfolio and expand our footprint across the value chain, we have various commercial LNG offtake agreements in North America totaling 10.2 MTPA with offtake commencing between 2026-2031. Furthermore, we currently have a total regasification capacity in Europe of approximately 6.7 MTPA. We continue to progress discussions across all major LNG producing and consuming regions and markets to further add high-quality positions to our portfolio. *See Note 3.*

Emergency Response Partnerships

Emergency response partnerships are vital for effective disaster management. By uniting government agencies, non-profits, private companies and community groups, these partnerships enhance preparedness, response and recovery efforts. We maintain memberships in several global response and containment partnerships as a key element of our emergency response preparedness program, complementing our internal response resources.

Oil Spill Response Organizations (OSROs)

We maintain memberships in several OSROs, many of which are not-for-profit cooperatives owned by member companies. We may actively participate in these organizations as members of the board of directors, steering committees, work groups or other supporting roles. In North America, our primary OSROs include the Marine Spill Response Corporation for the continental U.S. and Alaska Clean Seas and Ship Escort/Response Vessel System for the Alaska North Slope and Prince William Sound, respectively. Internationally, we maintain memberships in various OSROs, including Oil Spill Response Limited, the Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies, the Australian Marine Oil Spill Center and Petroleum Industry of Malaysia Mutual Aid Group.

Technology

We have several technology programs that improve our ability to develop unconventional reservoirs, increase recovery from our legacy fields, improve the efficiency of our exploration program, produce heavy oil economically with lower emissions and implement sustainability measures.

We are the second-largest LNG liquefaction technology provider globally based on total global installed production capacity. Our Optimized Cascade® LNG liquefaction technology has been licensed for use in 28 LNG trains around the world, with FEED studies ongoing for additional trains.

We continue to evaluate opportunities to support our operational emissions reduction objectives and evaluate lower carbon opportunities for future competitive investment with the same discipline we follow in our traditional business investment and capital allocation process.

Delivery Commitments

We sell crude oil and natural gas from our producing operations under a variety of contractual arrangements, some of which specify the delivery of a fixed and determinable quantity. Our commercial organization also enters into natural gas sales contracts where the source of the natural gas used to fulfill the contract can be the spot market or a combination of our reserves and the spot market. Worldwide, we are contractually committed to deliver approximately 9 MTPA of LNG, 820 billion cubic feet of natural gas and 175 million barrels of crude oil in the future. These contracts have various expiration dates through the year 2042. We have a variety of options to fulfill our delivery commitments including third-party purchases, as supported by our gas management and power supply agreements, LNG sales agreements, proved developed reserves and PUDs. See the disclosure on “Proved Undeveloped Reserves” in the *“Supplementary Data - Oil and Gas Operations”* section following the Notes to Consolidated Financial Statements, for information on the development of PUDs.

Competition

ConocoPhillips is one of the world’s leading E&P companies based on both production and reserves, with a globally diversified asset portfolio. We compete with private, public and state-owned companies in all facets of the E&P business. Some of our competitors are larger and have greater resources. Each of our segments is highly competitive, with no single competitor, or small group of competitors, dominating.

We compete with numerous other companies in the industry, including state-owned companies, to locate and obtain new sources of supply and to produce oil, bitumen, LNG, NGLs and natural gas in an efficient, cost-effective manner. We deliver our production into the worldwide commodity markets. Principal methods of competing include geological, geophysical and engineering research and technology; experience and expertise; equipment and personnel; economic analysis in connection with portfolio management and safely operating oil and gas producing properties.

Human Capital Management

At ConocoPhillips, our strategy, performance, culture and reputation are fueled by our workforce. Attracting, retaining and developing a world-class workforce is a competitive imperative within our complex industry. Our human capital management (HCM) approach is based on our core SPIRIT Values – Safety, People, Integrity, Responsibility, Innovation and Teamwork – which set the tone for our interactions with all stakeholders. We believe a safe organization is a successful organization and we prioritize personal and process safety across the company.

Our Executive Leadership Team (ELT) and Board of Directors help to set our HCM strategy and drive accountability for meaningful progress. Our HCM programs are managed by our human resources function with support from business leaders across the company and are regularly reviewed by the Board of Directors. Our efforts are built around three pillars: a compelling culture, attracting a world-class workforce and valuing our people.

At year-end 2025, we had approximately 9,900 employees in 14 countries. A table of 2025 employees by country is shown below:

2025 Employees by Country	Percent of Total
U.S.	62 %
Norway	16
Canada	8
Equatorial Guinea	4
Malaysia	3
Other Global Locations	7
Total	100 %

A Compelling Culture

How we do our work is what sets us apart and drives our performance. As our industry evolves, we need a workforce equipped to address new opportunities and challenges. Our success depends on our people. Effectively engaging, developing and rewarding our employees is a priority for us. Together, we deliver strong performance while embracing our core cultural attributes.

Health, Safety and Environment

Our HSE organization sets expectations and provides tools and assurance to our workforce to promote and achieve HSE excellence. We manage and assure ConocoPhillips HSE policies, standards and practices, to help ensure business activities are consistently safe, healthy and conducted in an environmentally and socially responsible manner across the globe. Each business unit manages its local operational risks with particular attention to process safety, occupational safety and environmental and emergency preparedness risks. Objectives, targets and deadlines are set and tracked annually to drive strong HSE performance. Progress is tracked and reported to our ELT and the Board of Directors. Corporate HSE audits are conducted on business units and staff groups to ensure conformance with ConocoPhillips HSE policies, standards and practices. If improvement actions are identified, they are tracked to completion.

We continuously look for ways to operate more safely, efficiently and responsibly. We focus on reducing human error by emphasizing interaction among people, equipment and work processes. We believe our HSE policies such as Life Saving Rules, Process Safety Fundamentals, safety procedures and our stop work policy can reduce the likelihood and severity of unexpected incidents. We conduct thorough investigations of all serious incidents to understand the root cause and share lessons learned globally to improve our facility designs, procedures, training and maintenance programs. It is important that we drive an HSE culture of continuous learning and improvement, refine our existing HSE processes and tools and enhance our commitment to safe, efficient and responsible operations.

Attracting a World-Class Workforce

Our continued success requires a skilled global workforce. Our SPIRIT Values help to cultivate an inclusive environment where everyone can contribute, promoting innovation and leading to better business outcomes. This helps us attract a workforce equipped to address new opportunities and challenges that we face in a complex industry. We recruit experienced hires to help us sustain a broad range of expertise and partner with universities and organizations to create a pipeline of early-career talent. We strive to ensure fair and consistent practices in our recruitment process and conduct talent assessments to meet our business needs.

Valuing our People*Employee Engagement and Development*

We engage and develop our workforce through on-the-job learning, formal training, ongoing feedback, coaching and mentoring. Additionally, we use a performance management program focused on merit, objectivity, credibility and transparency. The program includes broad stakeholder feedback, real-time monetary and non-monetary recognition and a formal "how" rating to assess behavior to ensure they align with our SPIRIT Values.

Skills-based Talent Management Teams (TMTs) guide employee development and career progression, help identify workforce planning needs and assess the availability of critical skill sets. Succession planning is a top priority for management and the Board of Directors to ensure talent readiness and availability for leadership roles.

We measure and assess employee satisfaction and engagement through periodic employee engagement surveys. Our leaders review survey feedback to guide priorities and goals.

Compensation, Benefits and Well-Being

We offer competitive, performance-based compensation packages and have global, equitable pay practices. Our compensation programs generally include base pay, the annual Variable Cash Incentive Program (VCIP) and, for eligible employees, the Restricted Stock Unit (RSU) program. Our retirement and savings plans support employees' financial futures and are competitive within local markets.

We routinely benchmark our global compensation and benefits programs to ensure they are competitive and meet the needs of our employees. We provide flexible work schedules and competitive time off, including parental leave in many locations. We also provide coverage for disability support, elder care and childcare, including onsite childcare, where access locally is a challenge.

General

The environmental information contained in Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations beginning on page 53 under the caption "Environmental" and beginning on page 55 under the caption "Climate Change" is incorporated herein by reference. It includes information on expensed and capitalized environmental costs for 2025 and those expected for 2026 and 2027.

Website Access to SEC Reports

Our internet website address is www.conocophillips.com. Information contained on our internet website is not part of this report on Form 10-K.

Our Annual Reports on Form 10-K, Quarterly Reports on Form 10-Q, Current Reports on Form 8-K and any amendments to these reports filed or furnished pursuant to Section 13(a) or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934 are available on our website, free of charge, as soon as reasonably practicable after such reports are filed with, or furnished to, the SEC. Alternatively, you may access these reports at the SEC's website at www.sec.gov.

Item 1A. Risk Factors

You should carefully consider the following risk factors in addition to the other information included in this Annual Report on Form 10-K. These risk factors are not the only risks we face. Our business could also be affected by additional risks and uncertainties not currently known to us or that we currently consider to be immaterial. If any of these risks or other risks that are yet unknown or currently considered immaterial were to occur, our business, operating results and financial condition, as well as the value of an investment in our common stock, could be materially and adversely affected.

Risks Related to Our Industry

Our operating results, our ability to execute on our strategy and the carrying value of our assets are exposed to the effects of volatile commodity prices or prolonged periods of low commodity prices.

Among the most significant factors impacting our revenues, operating results and future rate of growth are the sales prices for crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs. These prices are tied to market prices that can fluctuate widely due to factors beyond our control. For example, over the course of 2025, WTI crude oil prices ranged from a high of \$80 per barrel in January to a low of \$55 per barrel in December. Given the volatility in the drivers of commodity prices and our associated realizations, the worldwide political and economic environment, including potential economic slowdowns or recessions, unexpected shocks to supply and demand, or increased uncertainty generated by armed hostilities and geopolitical tension and escalations in various oil-producing regions around the globe, prices for crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs may continue to be volatile.

Prolonged periods of low commodity prices could have a material adverse effect on our revenues, operating income, cash flows and liquidity, and may also affect the amount of dividends we elect to declare and pay on our common stock and the amount of shares we elect to acquire as part of our share repurchase program and the timing of such repurchases.

Lower prices may also limit the amount of reserves we can produce economically, thus adversely affecting our proved reserves and reserve replacement ratio and accelerating the reduction in our existing proved reserve levels as we continue production from upstream fields. Prolonged depressed prices may affect strategic decisions related to our operations, including decisions to reduce capital investments or curtail operated production.

Significant reductions in crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs prices could also require us to reduce our capital expenditures, impair the carrying value of our assets or discontinue the classification of certain assets as proved reserves. Although it is not reasonably practicable to quantify the impact of any future impairments or estimated change to our unit-of-production rates at this time, our results of operations could be adversely affected as a result.

If we do not successfully develop resources, the scope of our business will decline, and our financial condition and results of operations may be adversely affected.

As we produce crude oil, bitumen, natural gas and NGLs from our existing portfolio, the amount of our remaining reserves declines. If we do not successfully replace the resources we produce with good prospects for future organic development or through acquisitions, our business will decline. In addition, our ability to successfully develop our reserves depends on our achievement of a number of operational and strategic objectives, some aspects of which are beyond our control, including navigating political and regulatory challenges to obtain and renew rights to develop and produce hydrocarbons; reservoir optimization; bringing long-lead time, capital intensive projects to completion on budget and on schedule; and efficiently and profitably operating mature properties. If we are not successful in developing the resources in our portfolio, our financial condition and results of operations may be adversely affected.

The exploration and production of oil and gas is a highly competitive industry.

The exploration and production of crude oil, bitumen, natural gas and NGLs is a highly competitive business. We compete with private, public and state-owned companies in all facets of the exploration and production business, including locating, acquiring and developing new sources of supply and producing crude oil, bitumen, natural gas and NGLs in an efficient, cost-effective manner. In addition, we anticipate the oil and gas industry will face additional competition from alternative fuels. We must also compete for the materials, equipment, services, employees and other personnel (including geologists, geophysicists, engineers and other specialists) necessary to conduct our business. If we are not successful in any facet of this competition, our financial condition and results of operations may be adversely affected.

Our ability to successfully execute on our plans to reduce operational GHG emissions intensity is subject to a number of risks and uncertainties and such reductions may be costly and challenging to achieve.

Our framework for managing climate-related business risk is set out in our Climate-related Risk Strategy, which describes our strategic flexibility, approach to reducing Scope 1 and 2 emissions intensity, technology choices and engagement efforts. Among other things, we have set near- and medium-term GHG intensity reduction targets, as well as targets around flaring and methane. Our ability to achieve the stated targets, goals and ambitions within the Climate-related Risk Strategy's framework is subject to a number of risks and uncertainties beyond our control, including government policies and markets, acceptance of carbon capture technologies, development of markets and potential permitting and regulatory changes, all of which may impair our ability to execute on current or future plans. In addition, the pace of development of effective emissions measurement and abatement technologies, and the actual pace of deployment may be inadequate, or the technologies actually developed may be insufficient to allow us to achieve our stated targets, goals and ambitions.

Furthermore, executing our Climate-related Risk Strategy could be costly, is likely to encounter unforeseen obstacles, will proceed at varying paces and may be accomplished in a manner that we cannot predict at this time. We expect to be required to purchase emission credits and/or offsets in the future. There may be an insufficient supply of offsets, and we could incur increasingly greater expenses related to our purchase of such offsets. Even if we are able to acquire an adequate amount of such offsets at satisfactory prices, investors, regulators or other third parties may not perceive this practice as an acceptable means of achieving our operational emission reduction targets. As advanced technologies are developed to accurately measure emissions, we may be required to revise our emissions estimates and reduction goals or otherwise revise aspects of our Climate-related Risk Strategy. We may be adversely affected and potentially need to reduce economic end-of-field life of certain assets and impair associated net book value due to the emissions intensity of some of our assets. Even if we meet our goals, our efforts may be characterized as insufficient.

We continue to evaluate low carbon opportunities for potential future investment in support of our operational emission reduction targets. Such potential investments may expose us to numerous financial, legal, operational, reputational and other risks and may not ultimately contribute materially to operational emissions reductions. The success of any such investment will depend in part upon the cooperation of government agencies, the support of stakeholders, the development of relevant markets for low carbon fuels, our ability to research and forecast potential investments, willingness of industry partners to collaborate and our ability to apply our existing strengths and expertise to new technologies, projects and markets.

Estimates of crude oil, bitumen, natural gas and NGL reserves are imprecise and may be subject to revision, and any material change in the factors and assumptions underlying our estimates of crude oil, bitumen, natural gas and NGL reserves could impair the quantity and value of those reserves.

Our proved reserve information included in this annual report represents management's best estimates based on assumptions, as of a specified date, of the volumes to be recovered from underground accumulations of crude oil, bitumen, natural gas and NGLs. Such volumes cannot be directly measured, and the estimates and underlying assumptions used by management are subject to substantial risk and uncertainty. Any material changes in the factors and assumptions underlying our estimates of these items could result in a material negative impact to the volume of reserves reported or could cause us to incur impairment expenses on property associated with the production of those reserves. Future reserve revisions could also result from changes in, among other things, governmental regulation and commodity prices. For more information on estimates used, see the "Critical Accounting Estimates" section of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations.

Our business may be adversely affected by price controls; government-imposed limitations on production or exports of crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs; or the unavailability of adequate gathering, processing, compression, transportation, and pipeline facilities and equipment for our production of crude oil, bitumen, natural gas and NGLs.

As discussed herein, our operations are subject to extensive governmental regulations across numerous jurisdictions. From time to time, regulatory agencies have imposed price controls and limitations on production by restricting the rate of flow of crude oil, bitumen, natural gas and NGLs wells below actual production capacity. Similarly, in response to increased domestic energy costs, circumstances determined to be in the economic or other interest of the country, or a declared national emergency, governments could restrict the export or import of our products which would adversely impact our business. For example, in January 2024, in response to concerns from environmental groups, the U.S. announced a temporary pause on new authorizations of certain LNG exports. The pause was subsequently lifted in January 2025. This pause and other difficulties in the regulatory approval processes may have an extended adverse impact on our global LNG business. Furthermore, because legal requirements are frequently changed and subject to interpretation, we cannot predict whether future restrictions on our business may be enacted or become applicable to us.

Our ability to sell and deliver the crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs that we produce also depends on the availability, proximity and capacity of gathering, processing, compression, transportation and pipeline facilities and equipment, as well as any necessary diluents to prepare our crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs for transport. The facilities, equipment and diluents we rely on may be temporarily unavailable to us due to market conditions, extreme weather events, permitting delays and other regulatory matters, mechanical reasons or other factors or conditions, many of which are beyond our control. In addition, in certain newer plays, the capacity of necessary facilities, equipment and diluents may not be sufficient to accommodate production from existing and new wells, and construction and permitting delays, permitting costs and regulatory or other constraints could limit or delay the construction, manufacture or other acquisition of new facilities and equipment. If any facilities, equipment or diluents, or any of the transportation methods and channels that we rely on become unavailable for any period of time, we may incur increased costs to transport our crude oil, bitumen, LNG, natural gas and NGLs for sale; we may be forced to curtail our production of crude oil, bitumen, natural gas or NGLs, or we may not be able to meet all the objectives in our Climate-related Risk Strategy, such as reducing routine flaring.

Our ability to manage risk or influence outcomes in joint ventures may be constrained.

We conduct many of our operations through joint ventures in which another joint venture partner is the operator or we may not have majority control. In these cases, the economic, business, or legal interests or goals of the operator or the voting majority may be inconsistent with ours, and we may not be able to influence the decision making or outcomes to align with our interests or goals. Failure by an operator or a voting majority, with whom we have a joint venture interest, to adequately manage the risks associated with any operations could have an adverse effect on the financial condition or results of operations of our joint ventures and, in turn, our business and operations.

Our operations are subject to hazards and risks that require significant and continuous oversight.

Our operations are subject to a variety of hazards and risks that require significant and continuous oversight, such as the monitoring, prevention or mitigation of or protection from explosions; fires; product spills; severe weather; geological events; global health crises, such as epidemics and pandemics; labor disputes; geopolitical tensions and escalations; armed hostilities; terrorist or piracy attacks; sabotage; civil unrest or cyberattacks. Our operations are subject to additional hazards concerning exposure to and potential release of pollutants and toxic substances, as well as other environmental hazards and risks. For example, offshore activities may pose incrementally greater technological challenges, operating risks and potential for adverse consequences from operational failures because of complex subsurface conditions such as higher reservoir pressures, water depths and metocean conditions. All such hazards could result in loss of human life, significant property and equipment damage, environmental pollution, impairment of operations, substantial losses to us and damage to our reputation. Our business and operations may be disrupted if we do not respond, or are perceived not to respond, in an appropriate manner to any of these hazards and risks or any other major crisis or if we are unable to efficiently restore or replace affected operational components and capacity. Countermeasures to address global health crises, epidemics or pandemics may result in reduced demand for our products; disruptions to our supply chain, the global economy or financial or commodity markets; disruptions in our contractual arrangements with our service providers, suppliers and other counterparties; failures by our suppliers, contract manufacturers, contractors, joint venture partners and external business partners to meet their obligations to us; reduced workforce productivity; and voluntary or involuntary curtailments. Further, our insurance may not be adequate to compensate us for all resulting losses described above, and the cost to obtain adequate coverage may increase for us in the future or may not be available.

In addition, although we design and operate our business operations to accommodate expected climatic conditions, to the extent there are significant changes in the earth's climate, such as more severe or frequent weather conditions in the markets where we operate or the areas where our assets reside, we could incur increased expenses, our operations and supply chain could be adversely impacted and demand for our products could fall.

Any of these factors, or other cascading effects of such factors, could materially increase our costs; negatively impact our revenues or ability to implement and advance our Climate-related Risk Strategy; and damage our financial condition, results of operations, cash flows and liquidity position. The full extent and duration of any such impacts cannot be predicted at this time because of the lack of certainty surrounding their sources, causes and outcomes.

Legal and Regulatory Risks

We expect to continue to incur substantial capital expenditures and operating costs as a result of our compliance with existing and future environmental laws and regulations.

Our business is subject to numerous laws and regulations relating to the protection of the environment, which are expected to continue to have an increasing impact on our operations. For a description of the most significant of these environmental laws and regulations, see the "Contingencies—Environmental", "—Climate Change" and "—Company Response to Climate-Related Risks" sections of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations. These laws and regulations continue to increase in both number and complexity and affect our operations with respect to, among other things:

- Permits required in connection with exploration, drilling, production and other activities, including those issued by national, subnational and local authorities;
- The discharge of pollutants into the environment;
- Emissions into the atmosphere, such as nitrogen oxides, sulfur dioxide, mercury and GHG emissions, including methane and carbon dioxide;
- Carbon taxes;
- The handling, use, storage, transportation, disposal and cleanup of hazardous materials and hazardous and nonhazardous wastes;
- The dismantlement, abandonment and restoration of historic properties and facilities at the end of their useful lives; and
- Exploration and production activities in certain areas, such as offshore environments, arctic fields, oil sands reservoirs and unconventional plays.

We have incurred and will continue to incur substantial capital, operating and maintenance, and remediation expenditures as a result of these laws and regulations. In addition, to the extent these expenditures are assumed by a buyer as a result of a disposition, it may result in our incurring substantial costs if the buyer is unable to satisfy these obligations. Any actual or perceived failure by us to comply with existing or future laws, regulations and other requirements could result in administrative or civil penalties, criminal fines, other enforcement actions or third-party litigation against us. To the extent these expenditures, as with all costs, are not ultimately reflected in the prices of our products, our business, financial condition, results of operations and cash flows in future periods, as well as our ability to implement and advance our Climate-related Risk Strategy could be adversely affected.

Existing and future laws, regulations and internal initiatives relating to global climate change, such as limitations on GHG emissions or provisions aimed at reducing such emissions, may impact or limit our business plans, result in significant expenditures, promote alternative uses of energy or reduce demand for our products.

Continuing political and societal attention to the issue of global climate change has resulted in both existing and pending international agreements and national, regional or local legislation and regulatory measures to limit GHG emissions, such as cap and trade regimes, specific emission standards, carbon taxes, restrictive permitting, increased fuel efficiency standards and incentives or mandates for renewable and alternative energy. Although we may support the intent of legislative and regulatory measures aimed at addressing climate-related risks, the specifics of how and when they are enacted could result in a material adverse effect to our business, financial condition, results of operations and cash flows in future periods as well as our ability to implement and advance our Climate-related Risk Strategy.

For example, in 2024, New York and Vermont passed legislation seeking to hold certain energy companies financially responsible for state climate change mitigation and adaptation measures, following the "polluter pays" model of existing Superfund laws. This responsibility may include paying into a fund for infrastructure repairs and recovery from extreme

weather events that would otherwise be covered by the government. While only two U.S. states have enacted such laws to date, other states have introduced similar measures, and it is likely that more states will consider a similar approach. Compliance with such legislation may expose us to significant additional liabilities. Additionally, legislation has been introduced in certain U.S. states that would provide Attorneys General, insurers and individuals a right to recover against certain energy companies for alleged climate change impacts. Should such legislation become law, we may be exposed to additional, significant liabilities.

Furthermore, in December 2023, the EPA published a final rule that revises the regulations governing, among other things, the emission of methane and volatile organic compounds from new oil and gas production facilities and emission guidelines for states to use when revising Clean Air Act implementation plans to limit methane emissions from existing oil and gas facilities. However, in 2025 the EPA moved to dismantle some climate-related regulations (e.g. delaying compliance deadlines for methane standards and proposing to eliminate most obligations under the Greenhouse Gas Reporting Program). These policy swings create additional uncertainty for companies who need to plan for operations that will endure through administrations. These regulatory changes may also complicate our ability to access non-operated or joint venture emissions data to complete our inventory of emissions.

Additionally, international climate initiatives, such as the United Nations Conference of the Parties summits, continue to shape the global response to climate change. These summits can lead to commitments from numerous countries to meet the objectives of agreements like the Paris Agreement, through adopting country level regulation to reduce greenhouse gas emissions.

The implementation of current agreements and regulatory or judicial measures, as well as any future agreements or measures addressing climate change and GHG emissions, may adversely increase our capital and operating expenses, impact the demand for our products, impose taxes on our products or operations, or require us to purchase emission credits or reduce emissions of GHGs from our operations. As a result, we may incur substantial capital expenditures and compliance, operating, maintenance and remediation costs, any of which may have an adverse effect on our business and results of operations.

For more information on legislation or precursors for possible regulation relating to global climate change that affect or could affect our operations and a description of the company's response, see the "*Contingencies—Climate Change*" and "*—Company Response to Climate-Related Risks*" sections of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations.

Broader investor and societal attention to and efforts to address global climate change may limit who can do business with us or our access to financial markets and could subject us to litigation.

Attention to global climate change has also resulted in pressure from and upon stockholders, financial institutions and other financial market participants to potentially limit or discontinue investments, insurance and funding to oil and gas companies. For example, a significant number of financial institutions have pledged to meet the goal of net zero by 2050, as well as setting interim targets for 2030 or earlier. While these targets do not prohibit financial sector stakeholders from doing business with oil and gas companies, stakeholders may self-impose limits. Conversely, we also face pressure from some in the investment community and certain public interest groups to limit the focus on ESG in our decision-making, arguing that ESG considerations do not relate to financial outcomes. As public pressure continues to mount on the financial sector, our costs of capital may increase.

Furthermore, attention to global climate change has resulted in an increased likelihood of governmental investigations and private litigation, which could increase our costs or otherwise adversely affect our business. Beginning in 2017 and continuing through 2025, cities, counties, governments and other entities in several states/territories in the U.S. have filed lawsuits against oil and gas companies, including ConocoPhillips, seeking compensatory damages and equitable relief to abate alleged climate change impacts. Additional lawsuits with similar allegations are expected to be filed by governmental entities. In 2025, a putative class action was filed against oil and gas companies, including ConocoPhillips, seeking to hold energy companies liable for increased home insurance premiums allegedly due to climate change losses. The amounts claimed by plaintiffs are unspecified and the legal and factual issues involved in these cases are unprecedented. We believe these lawsuits are factually and legally meritless and are an inappropriate vehicle to address the challenges associated with climate change, and we will vigorously defend against such lawsuits. The ultimate outcome and impact to us cannot be predicted with certainty, and we expect to incur substantial legal costs associated with defending these and similar lawsuits in the future. We could also receive lawsuits alleging a failure or lack of diligence to meet our publicly stated ESG goals or alleging misrepresentation related to our ESG activity.

Political and economic developments could damage our operations and materially reduce our profitability and cash flows.

Actions of the U.S., state, local and foreign governments, through sanctions, tax, tariffs and other legislation, executive orders and commercial restrictions, could reduce our operating profitability both in the U.S. and abroad. In certain locations, restrictions on our operations; leasing restrictions; special taxes or tax assessments; tariffs; and payment transparency regulations that could require us to disclose competitively sensitive information or might cause us to violate non-disclosure laws of other countries have been imposed or proposed by governments or certain interest groups. In addition, we may face regulatory changes in the U.S. including, but not limited to, the enactment of tax law changes that adversely affect the fossil fuel industry, new methane emissions standards, requirements restricting or prohibiting flaring and subsurface water disposal, more stringent environmental impact studies and reviews and policies inhibiting or curtailing LNG or crude oil exports. Similar regulatory shifts, including attendant higher costs and market access constraints, may also occur in international jurisdictions in which we currently operate or seek to operate.

Hydraulic fracturing, an essential completion technique that facilitates production of oil and natural gas otherwise trapped in lower permeability rock formations, has historically attracted political and regulatory scrutiny. A range of local, state, federal and national laws and regulations currently govern, constrain or prohibit hydraulic fracturing in some jurisdictions. New or more stringent permitting, disclosure or other regulatory requirements on hydraulic fracturing or other oil and natural gas operations, including subsurface water disposal, could result in increased costs, operating restrictions or operational delays or could limit the ability to develop oil and natural gas resources.

In addition, certain interest groups have also proposed ballot initiatives, contested lease sales and challenged project permits, for example, to restrict oil and natural gas development generally as well as specific projects, including the Willow project in Alaska. In the event that ballot initiatives, local, state, or national restrictions or prohibitions are adopted and result in more stringent limitations on the production and development of oil and natural gas in areas where we conduct operations, we may incur significant costs to comply with such requirements or may experience delays or curtailment in the permitting or pursuit of exploration, development or production activities. Such compliance costs and delays, curtailments, limitations or prohibitions could have a material adverse effect on our business, prospects, results of operations, financial condition, liquidity and ability to implement and advance the Climate-related Risk Strategy.

Political and economic factors in international markets could have a material adverse effect on us.

Approximately 29 percent of our hydrocarbon production was derived from production outside the U.S. in 2025, and 31 percent of our proved reserves, as of December 31, 2025, were located outside the U.S. We are subject to risks associated with our operations in foreign jurisdictions and international markets, including changes in foreign governmental policies relating to crude oil, bitumen, LNG, natural gas or NGLs pricing and taxation; other regulatory or economic developments (including the macro effects of U.S. and international trade policies and disputes); disruptive geopolitical conditions such as recent conflict escalation in the Middle East and Eastern Europe; and international monetary and currency rate fluctuations. Restrictions on production of oil and gas could increase to the extent governments view such measures as a viable approach for pursuing national and global energy security and climate policies. In addition, some countries where we operate lack a fully independent judiciary system. This, coupled with changes in foreign law or policy, results in a lack of legal certainty that exposes our operations to increased risks, including increased difficulty in enforcing our agreements in those jurisdictions and increased risks of adverse actions by local government authorities, such as expropriations. Actions by host governments, such as the expropriation of our oil assets by the Venezuelan government, have affected operations significantly in the past and may continue to do so in the future.

In addition, the U.S. government has the authority to prevent or restrict us from doing business in foreign jurisdictions or with certain parties. These restrictions and similar restrictions imposed by foreign governments have in the past limited our ability to operate in, or gain access to, opportunities in various jurisdictions. Diplomatic relations or policies between the U.S. government and one or more foreign jurisdictions may increase our expenses or impair our ability to collect awards in legal actions against such foreign jurisdictions. Changes in domestic and international policies and regulations may also restrict our ability to obtain or maintain licenses or permits necessary to operate in foreign jurisdictions, including those necessary for drilling and development of wells. Similarly, the declaration of a “climate emergency” could result in actions to limit exports of our products and other restrictions.

Any of these actions could adversely affect our business or operating results, including our ability to implement and advance the Climate-related Risk Strategy.

Other Risk Factors Facing our Business or Operations

We may need additional capital in the future, and it may not be available on acceptable terms or at all.

We have historically relied primarily upon cash generated by our business to fund our operations and strategy; however, we have also relied from time to time on access to the capital markets for funding. There can be no assurance that additional financing will be available in the future on acceptable terms or at all. In addition, although we anticipate we will be able to repay our existing indebtedness when it matures or in accordance with our stated plans, there can be no assurance we will be able to do so. Our ability to obtain additional financing or refinance our existing indebtedness when it matures or in accordance with our plans, will be subject to a number of factors, including market conditions, our operating performance, investor sentiment, risks impacting financial institutions and the credit markets more broadly and financial institution policies regarding the oil and gas industry. If we are unable to generate sufficient funds from operations or raise additional capital for any reason, our business could be adversely affected.

In addition, we are regularly evaluated by the major rating agencies based on a number of factors, including our financial strength and conditions affecting the oil and gas industry generally. We and other industry companies have had our ratings reduced in the past due to negative commodity price outlooks. These major rating agencies are now considering ESG attributes when assessing credit profiles. While these assessments have limited impact today, they have the potential to pressure credit ratings over time. Any downgrade in our credit rating or announcement that our credit rating is under review for possible downgrade could increase the cost associated with any additional indebtedness we incur.

Our business may be adversely affected by deterioration in the credit quality of, or defaults under our contracts with, third parties with whom we do business.

The operation of our business requires us to engage in transactions with numerous counterparties operating in a variety of industries, including other companies operating in the oil and gas industry. These counterparties may default on their obligations to us as a result of operational failures or a lack of liquidity, or for other reasons, including bankruptcy. Market speculation about the credit quality of these counterparties, or their ability to continue performing on their existing obligations, may also exacerbate any operational difficulties or liquidity issues they are experiencing. Any default by any of our counterparties may result in our inability to perform our obligations under agreements we have made with third parties or may otherwise adversely affect our business or results of operations. In addition, our rights against any of our counterparties as a result of a default may not be adequate to compensate us for the resulting harm caused or may not be enforceable at all in some circumstances. We may also be forced to incur additional costs as we attempt to enforce any rights we have against a defaulting counterparty, which could further adversely impact our results of operations.

Our ability to execute our capital return program is subject to certain considerations.

Ordinary dividends are authorized and determined by our Board of Directors in its sole discretion and depend upon a number of factors, including:

- Cash available for distribution;
- Our results of operations and anticipated future results of operations;
- Our financial condition, especially in relation to anticipated future capital needs;
- The level of distributions paid by comparable companies;
- Our operating expenses; and
- Other factors our Board of Directors deems relevant.

We paid a quarterly ordinary dividend to our shareholders in each quarter of 2025. Our Board may determine not to pay a dividend in a quarter or may cease declaring a dividend at any time.

Additionally, as of December 31, 2025, up to \$25.7 billion of share repurchase authority remained. Our share repurchase program does not obligate us to acquire a specific number of shares during any period, and our decision to commence, discontinue or resume repurchases in any period will depend on the same factors that our Board of Directors may consider when declaring dividends, among other factors. In the past, we have suspended our share repurchase program in response to market downturns, including as a result of the oil market downturn that began in early 2020, and we may do so again in the future.

Any downward revision in the amount of our ordinary dividend or the volume of shares we purchase under our share repurchase program could have an adverse effect on the market price of our common stock.

There are substantial risks with any acquisitions or divestitures we have completed or that we may choose to undertake.

We regularly review our portfolio and pursue growth through acquisitions and seek to divest noncore assets or businesses. We may not be able to complete these transactions on favorable terms, on a timely basis, or at all. Even if we do complete such transactions, our cash flow from operations may be adversely impacted or otherwise the transactions may not result in the benefits anticipated due to various risks, including, but not limited to (i) the failure of the acquired assets or businesses to meet or exceed expected returns, including risk of impairment; (ii) the inability to dispose of noncore assets and businesses on satisfactory terms and conditions; and (iii) the discovery of unknown and unforeseen liabilities or other issues related to any acquisition for which contractual protections are inadequate or we lack insurance or indemnities, including environmental liabilities, or with regard to divested assets or businesses, claims by purchasers to whom we have provided contractual indemnification. In addition, we may face difficulties in integrating the operations, technologies, products and personnel of any acquired assets or businesses.

Our technologies, systems and networks are subject to cybersecurity threats.

Our business is faced with growing cybersecurity threats as we increasingly rely on digital technologies across our business. Cybersecurity risks to our business, including our suppliers, third-party service providers, contractors, joint venture partners and external business partners, include but are not limited to:

- Unauthorized access to, or control of or disclosure of sensitive information about our business and our employees;
- Compromise of our data or systems, including corruption, sabotage, encryption or acts that otherwise render our data or systems unusable (or those of third parties with whom we do business, including third-party cloud and information technology (IT) service providers);
- Theft or manipulation of our proprietary information;
- Ransom;
- Extortion;
- Threats to the security of our facilities and infrastructure; and
- Cyber terrorism.

In addition, we have exposure to cybersecurity risks where our data and proprietary information are collected, hosted, and/or processed by third-party cloud and service providers. In addition, many of our vendors, including suppliers that are closely integrated into our business, have been victims of cybersecurity attacks that have accessed and exfiltrated information from their systems. Our risks may be exacerbated by a delay or failure to detect a cybersecurity incident or to understand the full extent of such incident notwithstanding our risk management processes and controls. We face risks associated with new and ever-increasing phishing techniques, hidden malware, as well as risks associated with electronic data proliferation and technology digitization. We also face increased risk with the increased sophistication of generative artificial intelligence capabilities, which may improve or expand the existing capabilities of cybercriminals described above in a manner we cannot predict at this time.

Our increasing reliance on IT in our production, distribution and marketing systems may allow cybersecurity threats to disrupt our oil and gas operations, both domestically and abroad.

If our data, IT, operational technology (OT), including industrial control and supervisory control and data acquisition (SCADA) systems were to be breached, damaged or disrupted due to a cybersecurity incident or cyber-attack (directly, indirectly through third parties or through the IT networks, servers, software, or infrastructure on which they rely), we could be subject to serious negative consequences. These consequences could include physical damage to production, distribution or storage assets; delay or prevention of delivery to markets; disruption or prevention of accurate accounting for production and settlement of transactions; negative impacts on public health, safety, the environment, economic security, or national security; financial impacts; business interruption; reputational damage; loss of employee, supplier, contractor, partner and/or public trust; reimbursement or other costs; increased compliance costs; regulatory investigations; litigation exposure and legal liability or regulatory fines; penalties or other external intervention.

Although we have business continuity plans in place, our operations may be adversely affected by significant and widespread disruption to our systems and infrastructure that support our business. If we seek insurance against cybersecurity risks, it may be limited by the availability and increasing expense of sufficient coverage.

For additional information regarding our cybersecurity risk management, strategy and governance, *see Item 1C. Cybersecurity.*

Item 1B. Unresolved Staff Comments

None.

Item 1C. Cybersecurity

Cybersecurity Risk Management and Strategy

Cybersecurity Risk Assessment and Management

We take a multilayered approach to cybersecurity risk management and strategy. Our IT/OT Security Program integrates administrative, technical, and physical controls against evolving cybersecurity threats, and includes enterprise IT and OT security architecture, cybersecurity operations, data privacy and governance, supply chain security, and governance, risk, and compliance. Additionally, it is designed to identify, assess, and manage cybersecurity risks and protect the confidentiality, integrity, and availability of our data, IT, and OT.

Cybersecurity is a component of our IT/OT Security Program, which we periodically review and adapt to respond to new and evolving circumstances, cybersecurity threats and regulations. We evaluate security, privacy, and resiliency risks, including those related to cybersecurity, in our overall Enterprise Risk Management (ERM) program's annual risk assessment process. This annual risk assessment process takes into account broader risks based on likelihood, potential consequences, and mitigations, such as operational and economic impact; health, safety and environmental impact; and reputational and financial implications. This risk assessment is discussed with members of the ELT, Audit and Finance Committee (AFC) of the Board of Directors, and Board of Directors on at least an annual basis.

We consult recognized security frameworks, such as the National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework to organize, improve, and assess our IT/OT Security Program to manage and reduce cybersecurity risk. We deploy, configure, and maintain various technologies designed to enforce security policies, detect and protect against cybersecurity threats, and help safeguard IT and OT assets. We operate a Cybersecurity Operation Center (CSOC) to ingest threat intelligence, monitor cybersecurity threats, coordinate incident response resources and manage response times.

Our Global Computer Security Incident Response Plan (CSIRP) establishes the framework for our response to cybersecurity incidents. Under the CSIRP, cybersecurity incidents are escalated based on a defined incident categorization to the Chief Information Security Officer (CISO) and senior leaders, including the Chief Digital & Information Officer (CD&IO), General Counsel, Chief Financial Officer, and other cybersecurity program stakeholders, such as the AFC and/or the full Board of Directors. We also conduct incident response exercises at least annually, which are facilitated by internal team members and, in some instances, with assistance from third-party experts.

Physical controls are designed to work in conjunction with digital and cybersecurity controls to help protect the company's IT and OT assets from physical threats. Our Chief Security Officer is responsible for a physical security program including site plans, cameras, security systems monitoring, and access control and badging systems to manage physical security risks.

Our governing policies, standards and procedures create a structured approach to managing cybersecurity risk. Information security requirements for employees, contractors and partners are detailed in the ConocoPhillips Information Security & Protection Policy. Our workforce is required to complete information security training annually, and we periodically communicate ways to recognize and avoid cybersecurity threats to our workforce.

Engagement of Third Parties

We engage third-party cybersecurity consultants and experts to supplement staffing of our CSOC, as well as to help us assess, validate, and enhance our security practices, including conducting cybersecurity maturity assessments, vulnerability assessments and penetration tests.

As part of the cybersecurity incident response process described above, we engage third-party experts as needed to support incident response, such as external legal advisors, cybersecurity forensic firms and other specialists.

Third-Party Service Provider Risk Management

Our third-party risk management process is designed to identify, assess, and mitigate risks associated with third-party service providers, including cybersecurity risks. An initial assessment is conducted to assess the cybersecurity risks associated with a third-party provider based on various criteria, such as whether the third-party provider has access to our network, data, and information systems. Third-party providers that are identified through the initial assessment as warranting further review are subject to additional risk assessment. In parallel, we have designed a contracting process to mitigate cybersecurity risks by specifying the rights and responsibilities of the parties.

Risks from Material Cybersecurity Threats

While we are subject to ongoing cybersecurity threats, we do not believe that the risks from previous threats have materially affected or are reasonably likely to materially affect the company, including our business strategy, results of operations or financial condition. Nevertheless, we recognize cybersecurity threats are on-going and evolving, and our program is designed to identify and manage those threats. *See Item 1A. Risk Factors—Our technologies, systems and networks are subject to cybersecurity threats* for more information on our risks relating to our technologies, systems, and networks.

Cybersecurity Governance*Management's Role*

A dedicated CISO leads the IT/OT Security Team and is responsible for our cybersecurity risk management and strategy. The CISO has over 20 years of experience in security, of which 18 years is specific to cybersecurity and has served as a CISO since 2013, having joined ConocoPhillips as CISO in 2022. The CISO holds a master's degree and is a Certified Information Security Professional. The CISO reports to the CD&IO, who holds a master's degree in information technology and has served as Chief Information Officer/Chief Technology Officer and various roles in information technology for over 29 years. The CD&IO reports to the Executive Vice President, Global Operations and Technical Functions. This management team assesses and manages risks associated with cybersecurity.

Board of Directors' Oversight

While our cybersecurity management team is responsible for the day-to-day assessment and management of material risks from cybersecurity threats, the ConocoPhillips Board of Directors has oversight responsibility for our ERM program and the individual risk management programs comprising our ERM program, including cybersecurity risk management. To help maintain effective Board of Directors' oversight across the entire enterprise, the Board of Directors delegates certain elements of its oversight function to individual committees. The AFC assists the Board of Directors in fulfilling its oversight of our ERM program and cybersecurity.

The Board of Directors receives a report on cybersecurity annually, and the AFC receives reports on cybersecurity multiple times a year. For meetings where cybersecurity is not on the formal agenda, the AFC will receive a pre-read that includes cybersecurity updates or discussion topics. During these reviews, management discusses various topics, including information relating to IT/OT Security strategy, program management, cybersecurity risks and threats, and provides briefings on notable cybersecurity attacks, including those relating to third-party service providers, if known. In addition to this regular reporting, significant cybersecurity risks or threats may also be escalated on an as needed basis to the AFC and Board of Directors.

Item 3. Legal Proceedings

We are a defendant in a number of legal and administrative proceedings arising in the ordinary course of business, including those involving governmental authorities under federal, state and local laws regulating the discharge of materials into the environment. While it is not possible to accurately predict the final outcome of these pending proceedings, if any one or more of such proceedings were to be decided adversely to ConocoPhillips, we expect there would not be a material effect to our consolidated financial position.

ConocoPhillips has elected to use a \$1 million threshold for disclosing certain proceedings arising under federal, state or local environmental laws when a governmental authority is a party. ConocoPhillips believes proceedings under this threshold are not material to ConocoPhillips' business and financial condition. Applying this threshold, there are no such proceedings to disclose for the year ended December 31, 2025. *See Note 9* for information regarding other legal and administrative proceedings.

Item 4. Mine Safety Disclosures

Not applicable.

Information about our Executive Officers

Name	Age*	Current and Prior Positions (up to five years)
Kontessa S. Haynes-Welsh	51	Vice President, Finance and Controller (since March 2025) Vice President and Treasurer (November 2022 to February 2025) Chief Accounting Officer (March 2021 to October 2022) Assistant Controller (January 2020 to February 2021) Manager, Strategy, Planning and Portfolio Management (June 2018 to January 2020)
Heather G. Hrap	53	Senior Vice President, Human Resources and Real Estate and Facilities Services (since March 2022) Vice President, Human Resources (January 2019 to February 2022)
Kirk L. Johnson	50	Executive Vice President, Global Operations and Technical Functions (since June 2025) Senior Vice President, Global Operations (March 2024 to May 2025) Senior Vice President, Lower 48 Assets and Operations (May 2022 to February 2024) Vice President, Corporate Planning and Development (June 2021 to April 2022) President Canada (June 2018 to May 2021)
Ryan M. Lance	63	Chairman of the Board of Directors and Chief Executive Officer (since May 2012)
Andrew D. Lundquist	65	Senior Vice President, Government Affairs (since February 2013)
Andrew M. O'Brien	51	Chief Financial Officer and Executive Vice President, Strategy & Commercial (since June 2025) Senior Vice President, Strategy, Commercial, Sustainability and Technology (March 2024 to May 2025) Senior Vice President, Global Operations (November 2022 to February 2024) Vice President and Treasurer (May 2021 to October 2022) Vice President, Corporate Planning and Development (August 2020 to May 2021)
Nicholas G. Olds	56	Executive Vice President, Lower 48 and Global HSE (since January 2026) Executive Vice President, Lower 48 (November 2022 to December 2025) Executive Vice President, Global Operations (September 2021 to October 2022) Senior Vice President, Global Operations (August 2020 to September 2021) Vice President, Corporate Planning and Development (June 2018 to August 2020)
Kelly B. Rose	59	Senior Vice President, Legal, General Counsel and Corporate Secretary (since September 2018)

*On February 17, 2026.

There are no family relationships among any of the officers named above. Each officer of the company is elected by the Board of Directors at its first meeting after the Annual Meeting of Stockholders and thereafter as appropriate. Each officer of the company holds office from the date of election until the first meeting of the directors held after the next Annual Meeting of Stockholders or until a successor is elected. The date of the next annual meeting is May 12, 2026.

Part II

Item 5. Market for Registrant's Common Equity, Related Stockholder Matters and Issuer Purchases of Equity Securities

ConocoPhillips' common stock is traded on the NYSE under the symbol "COP."

Cash Dividends Per Share

	2025	2024	
	Ordinary	Ordinary	VROC
First	\$ 0.78	0.58	0.20
Second	0.78	0.58	0.20
Third	0.78	0.58	0.20
Fourth	0.84	0.78	—

Number of Stockholders of Record at January 31, 2026*	46,054

Dividends shown above reflect the quarter in which the dividends were declared.

**In determining the number of stockholders, we consider clearing agencies and security position listings as one stockholder for each agency listing.*

In the fourth quarter of 2024, we incorporated the prior VROC equivalent payment into our ordinary dividend. The declaration of ordinary dividends and VROC are subject to the discretion and approval of our Board of Directors. The Board has adopted a dividend declaration policy providing that the declaration of any dividends will be determined quarterly. For more information on factors considered when determining the level of these distributions, see "Item 1A — Risk Factors — Our ability to execute our capital return program is subject to certain considerations."

Issuer Purchases of Equity Securities

Period	Total Number of Shares Purchased*	Average Price Paid Per Share	Shares Purchased as Part of Publicly Announced Plans or Programs	Millions of Dollars	
				Approximate Dollar Value of Shares that May Yet Be Purchased Under the Plans or Programs	
October 1-31, 2025	5,084,464	\$ 90.02	5,084,464	\$	26,274
November 1-30, 2025	3,277,056	88.28	3,277,056		25,985
December 1-31, 2025	2,963,034	92.81	2,963,034		25,710
	11,324,554		11,324,554		

**There were no repurchases of common stock from company employees in connection with the company's broad-based employee incentive plans.*

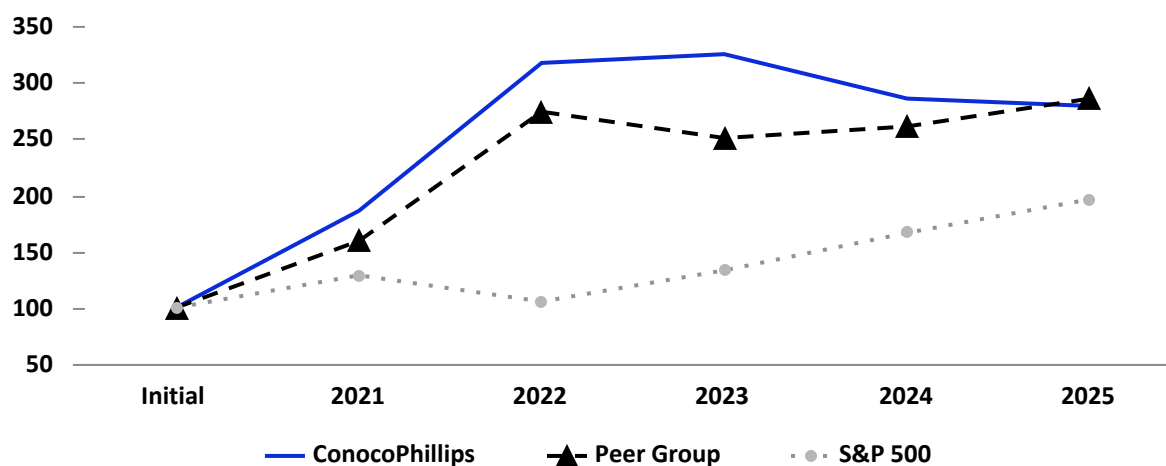
In late 2016, we initiated our current share repurchase program. In October 2024, our Board of Directors approved an increase from our previous authorization of \$45 billion by a total of the lesser of \$20 billion or the number of shares issued in our acquisition of Marathon Oil, such that the company is not to exceed \$65 billion in aggregate repurchases. As of December 31, 2025, we had repurchased \$39.3 billion of shares since 2016. Repurchases are made at management's discretion, at prevailing prices, subject to market conditions and other factors. Except as limited by applicable legal requirements, repurchases may be increased, decreased or discontinued at any time without prior notice. Shares of stock repurchased under the plan are held as treasury shares. For more information, see "Item 1A—Risk Factors — Our ability to execute our capital return program is subject to certain considerations."

Stock Performance Graph

The following graph shows the cumulative TSR for ConocoPhillips' common stock in each of the five years from December 31, 2020 to December 31, 2025. The graph also compares the cumulative total returns for the same five-year period with the S&P 500 Index and our performance peer group consisting of APA Corporation, Chevron, Devon Energy, Diamondback Energy, EOG Resources, ExxonMobil and Occidental Petroleum weighted according to the respective peer's stock market capitalization at the beginning of each annual period. Due to Chevron's acquisition of Hess Corporation in 2025, Hess Corporation has been removed from our performance peer group and has been excluded from all five years of the peer group performance.

The comparison assumes \$100 was invested on December 31, 2020, in ConocoPhillips stock, the S&P 500 Index and ConocoPhillips' peer group and assumes that all dividends were reinvested. The cumulative total returns of the peer group companies' common stock do not include the cumulative total return of ConocoPhillips' common stock. The stock price performance included in this graph is not necessarily indicative of future stock price performance.

Five-Year Cumulative Total Shareholder Return (USD)



Item 7. Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations

Management's Discussion and Analysis is the company's analysis of its financial performance and of significant trends and uncertainties that may affect future performance. It should be read in conjunction with the financial statements and notes, and supplemental oil and gas disclosures included elsewhere in this report. It contains forward-looking statements including, without limitation, statements relating to the company's plans, strategies, objectives, expectations and intentions that are made pursuant to the "safe harbor" provisions of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995. The words "ambition," "anticipate," "believe," "budget," "continue," "could," "effort," "estimate," "expect," "forecast," "goal," "guidance," "intend," "may," "objective," "outlook," "plan," "potential," "predict," "projection," "seek," "should," "target," "will," "would" and similar expressions identify forward-looking statements. The company does not undertake to update, revise or correct any of the forward-looking information unless required to do so under the federal securities laws. Readers are cautioned that such forward-looking statements should be read in conjunction with the company's disclosures under the heading: "CAUTIONARY STATEMENT FOR THE PURPOSES OF THE 'SAFE HARBOR' PROVISIONS OF THE PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT OF 1995," beginning on page 62.

The terms "earnings" and "loss" as used in Management's Discussion and Analysis refer to net income (loss).

Business Environment and Executive Overview

ConocoPhillips is one of the world's leading E&P companies, based on both production and reserves, with operations and activities in 14 countries. Our diverse, low cost of supply portfolio includes resource-rich unconventional plays in North America; conventional assets in North America, Europe, Africa and Asia; global LNG developments; oil sands in Canada; and an inventory of global exploration prospects. Headquartered in Houston, Texas, at December 31, 2025, we employed approximately 9,900 people worldwide and had total assets of \$122 billion.

Overview

At ConocoPhillips, we anticipate that commodity prices will continue to be cyclical and volatile, and our view is that a successful business strategy in the E&P industry must be resilient in lower price environments while also retaining upside during periods of higher prices. As such, we are unhedged, remain committed to our disciplined investment framework and continually monitor market fundamentals, including the impacts associated with geopolitical tensions and conflicts, global demand for our products, oil and gas inventory levels, governmental policies, inflation and supply chain disruptions.

Throughout 2025, the price of crude oil has been volatile due to multiple macroeconomic and geopolitical forces which slowed global oil demand growth concurrent with higher oil production from OPEC Plus and other major oil producing countries. We continue to closely monitor the macroeconomic environment, including any impacts from tariffs, and the ongoing market volatility in the energy landscape and across global markets for implications to our business, results of operations and financial condition.

As the global energy industry continues to evolve, we remain committed to creating long-term value for our stockholders. We believe ConocoPhillips plays an essential role in responsibly meeting the global demand for energy, while continuing to deliver competitive returns on and of capital and working to meet our previously established emissions-reduction targets. Our value proposition to deliver competitive returns to stockholders through price cycles is guided by our foundational principles, which consist of maintaining balance sheet strength, providing peer-leading distributions, making disciplined investments, and demonstrating responsible and reliable ESG performance.

Total company production in 2025 was 2,375 MBOED, yielding cash provided by operating activities of \$19.8 billion. We invested \$12.6 billion into the business in the form of capital expenditures and investments and provided returns of capital to shareholders of \$9.0 billion through our ordinary dividend and share repurchases. In 2025, we returned \$4.0 billion through the ordinary dividend, inclusive of an increase in December of eight percent to 84 cents per share. In addition, we returned \$5.0 billion to shareholders through share repurchases. As of December 31, 2025, we have repurchased \$39.3 billion of shares of our authorized share repurchase program since 2016. In February 2026, we declared a first-quarter ordinary dividend of 84 cents per share.

In November 2024, we completed our acquisition of Marathon Oil. In the first half of 2025, we completed the asset integration of Marathon Oil and by year-end 2025 achieved more than \$1 billion of synergies on a run-rate basis and approximately \$1 billion of one-time benefits. These one-time benefits include \$0.5 billion recognized previously upon close of the transaction related to the utilization of foreign tax credits, with the remainder related to cash tax benefits from net operating losses, most of which was recognized in 2025. *See Note 3.*

Separately, in the second half of 2025, we announced incremental cost reductions and margin enhancements of more than \$1 billion anticipated on a run-rate basis by year-end 2026. In late 2025, we initiated a restructuring, reducing our overall employee workforce, which in addition to lease operating cost improvements and opportunities in transportation and processing is expected to contribute approximately \$0.8 billion in cost reductions. We anticipate the remaining approximately \$0.2 billion to be achieved through margin expansion.

In August 2025, we announced a total disposition target of \$5 billion by year-end 2026. We disposed of \$3.2 billion of assets in 2025 and we expect to meet our \$5 billion disposition target by year-end 2026. Completed dispositions to date include the Ursa and Europa fields and Ursa Oil Pipeline Company LLC for net proceeds of \$0.7 billion, the Anadarko Basin for net proceeds of \$1.2 billion and other noncore Lower 48 and Corporate assets for approximately \$1.3 billion. *See Note 3.*

As part of our LNG strategy to build a dynamic portfolio and expand our footprint across the value chain, we have various commercial LNG offtake agreements in North America totaling 10.2 MTPA with offtake commencing between 2026-2031. Furthermore, we currently have a total regasification capacity in Europe of approximately 6.7 MTPA. We continue to progress discussions across all major LNG producing and consuming regions and markets to further add high-quality positions to our portfolio.

Operationally, we remain focused on safely executing the business while also progressing key strategic initiatives. At Willow, we made significant progress and achieved critical milestones, successfully completing our largest winter season. In the Lower 48, we integrated Marathon Oil assets into our portfolio, focusing on operating and capital efficiencies. Internationally, we became the sole operator of the Kebabangan Cluster (KBBC) PSC in Malaysia in January 2025, extending the PSC to 2050 and making KBBC our first operated producing asset in Malaysia. In Canada, we achieved first oil at Surmont Pad 104W-A in December 2025. Additionally, our equity LNG projects continued to advance at NFE and NFS in Qatar and PALNG on the U.S. Gulf Coast.

The relevant provisions of the One Big Beautiful Bill Act (OBBBA), enacted on July 4, 2025, were implemented during the third quarter of 2025. While OBBBA did not have a material effect on our effective tax rate for the quarter, the changes introduced by the legislation impacted our current and deferred tax calculations, with approximately \$0.4 billion cash tax benefit recognized in 2025.

Production for 2025 was 2,375 MBOED, representing an increase of 388 MBOED or 20 percent compared to 2024. After adjusting for closed acquisitions and dispositions, production increased by 57 MBOED or 2.5 percent.

Business Environment

The energy industry has historically been subject to volatility in commodity prices, which fluctuate with the global economy's supply and demand for energy. Our profitability, reserves base, reinvestment of cash flows and distributions to shareholders are influenced by these fluctuations. Our foundational principles guide our differential value proposition to deliver competitive returns on and of capital to stockholders through price cycles. Our foundational principles consist of maintaining balance sheet strength, providing peer-leading distributions, making disciplined investments and demonstrating responsible and reliable ESG performance, all of which support strong financial returns and mitigate uncertainty associated with volatile commodity prices.

Balance sheet strength. A strong balance sheet is a strategic asset that provides flexibility through price cycles. We strive to maintain our 'A'-rating, as we did throughout 2025. In 2025, the company retired \$0.7 billion principal amount of debt at maturity. We ended the year with cash and cash equivalents and restricted cash of \$6.9 billion, short-term investments of \$0.5 billion and long-term investments in debt securities of \$1.1 billion, maintaining balance sheet strength.

Peer-leading distributions. We believe in delivering value to our shareholders via our return of capital framework, which consists of a growing, sustainable ordinary dividend and share repurchases. This framework is how we plan to return greater than 30 percent of our net cash provided by operating activities to shareholders. In 2025, we returned \$4.0 billion to shareholders through our ordinary dividend and \$5.0 billion through share repurchases. Our combined dividends and share repurchases of \$9.0 billion represented 46 percent of our net cash provided by operating activities.

Disciplined investments. Our goal is to optimize free cash flow by exercising capital discipline, controlling our costs, and safely and reliably delivering production. We expect to make capital investments sufficient to at least sustain production throughout the price cycles. Free cash flow is defined as cash from operations net of capital expenditures and investments and provides funds that are available to return to shareholders, strengthen the balance sheet or reinvest back into the business for future cash flow expansion.

- **Exercise capital discipline.** Our global portfolio is deep, diverse and durable. As we consider our capital investment opportunities, we apply a rigorous framework that we believe allows for competitive free cash flow to be available to return to shareholders. We believe allocating capital based on low cost of supply resource base will result in higher returns and drive resiliency through low prices. We also balance our investments between short- and longer-cycle projects. For example, in 2025, we continued to invest in short-cycle projects in the Lower 48 segment, as well as longer-cycle projects such as Willow in Alaska. This capital allocation framework seeks to maximize free cash flow through price cycles. Cost of supply is the WTI equivalent price that generates a 10 percent after-tax return on a point-forward and fully burdened basis. Fully burdened basis includes capital infrastructure, foreign currency exchange rates, cost of carbon, price-related inflation and G&A.
- **Control our costs.** Controlling our costs, without compromising safety or environmental stewardship, is a high priority. Using various methodologies, we monitor costs monthly, on an absolute-dollar basis and a per-unit basis, and report to management. Managing costs is critical to maintaining a competitive position in our cyclical industry and positively impacts our ability to deliver strong cash from operations.

In the second half of 2025, we announced incremental cost reductions and margin enhancements of more than \$1 billion anticipated on a run-rate basis by year-end 2026. In late 2025, we initiated a restructuring, reducing our overall employee workforce, which in addition to lease operating cost improvements and opportunities in transportation and processing, is expected to contribute approximately \$0.8 billion in cost reductions. We anticipate the remaining approximately \$0.2 billion to be achieved through margin expansion.

- **Optimize our portfolio.** We continually evaluate our assets to determine whether they compete for capital within our portfolio and optimize as necessary, directing capital towards the most competitive investments and disposing of assets that do not compete.

In 2025, we divested assets in Lower 48 including the Ursa and Europa fields and Ursa Oil Pipeline Company LLC, assets in the Anadarko basin and other noncore assets. *See Note 3.*

- **Add to our proved reserve base.** We primarily add to our proved reserve base in three ways:
 - Acquire interests in existing or new fields.
 - Apply new technologies and processes to improve recovery from existing fields.
 - Successfully explore, develop and exploit new and existing fields.

Reserve replacement represents the net change in proved reserves, net of production, divided by our current year production. Our reserve replacement was 80 percent in 2025, reflecting a net decrease from dispositions in noncore assets in Lower 48 and lower prices, partially offset by development drilling activity and extensions and discoveries. Our organic reserve replacement, which excludes a net decrease of 165 MMBOE from sales and purchases, was 99 percent in 2025.

In the three years ended December 31, 2025, our reserve replacement was 145 percent. Our organic reserve replacement during the three years ended December 31, 2025, which excludes a net increase of 905 MMBOE related to sales and purchases, was 106 percent.

See "*Supplementary Data - Oil and Gas Operations*" for more information.

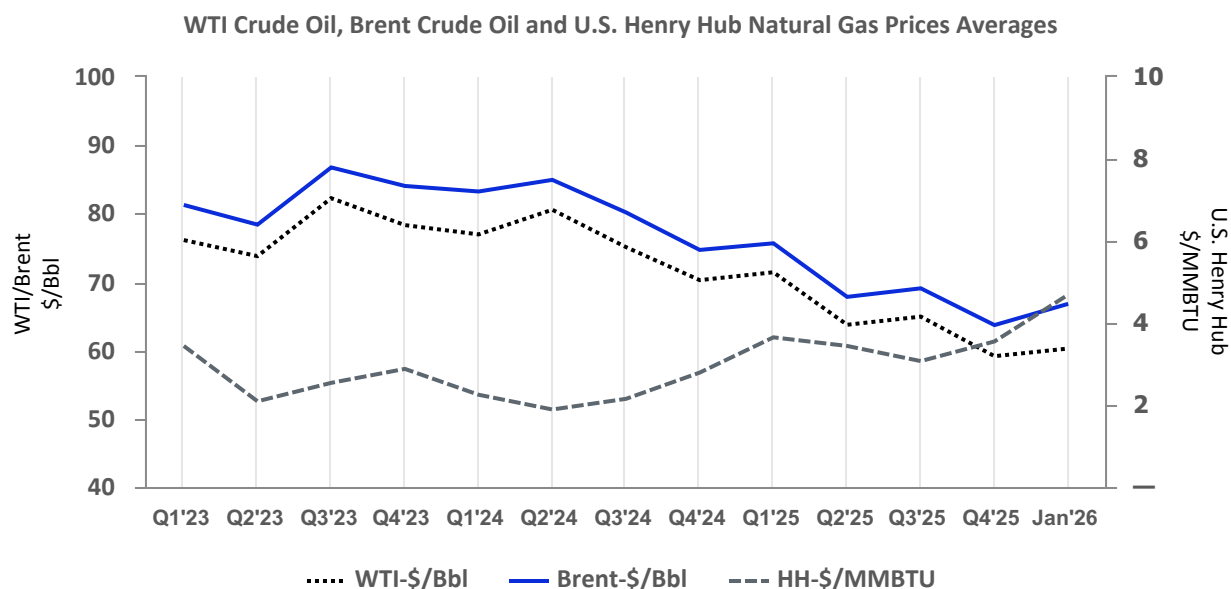
Environmental, Social and Governance performance. We are committed to the efficient and effective exploration and production of oil and natural gas. We seek to deliver energy to the world through an integrated management system that assesses sustainability-related business risks and opportunities as part of our decision-making process, and remain committed to our targets. Recognizing the importance of ESG performance to our stakeholders and company success, we have a governance structure that extends from the board of directors to executive leadership and business unit managers.

For more information on our commitment to responsible and reliable ESG performance, see "*Contingencies—Company Response to Climate-Related Risks*" section of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operation.

Commodity Prices

Commodity prices and the associated realizations are the most significant factor impacting our profitability and related returns on and of capital to our shareholders. Dynamics that could influence world energy markets and commodity prices include, but are not limited to, global economic health, supply or demand disruptions or fears thereof caused by civil unrest, global pandemics, military conflicts, actions taken by OPEC Plus and other major oil producing countries, environmental laws, tariffs, governmental policies and weather-related disruptions. Our strategy is to create value through price cycles by delivering on the financial, operational and ESG priorities that underpin our value proposition.

Our earnings and operating cash flows generally correlate with price levels for crude oil and natural gas, which are subject to factors external to the company and over which we have no control. The following graph depicts the trend in average benchmark prices for WTI crude oil, Brent crude oil and U.S. Henry Hub natural gas since 2023.



The following table presents average prices for 2025 compared to 2024:

Industry Prices		2025	2024	Change
Brent (\$ per BBL)	\$	69.06	80.76	(14)%
WTI (\$ per BBL)		64.81	75.72	(14)%
Henry Hub (\$ per MMBTU)		3.43	2.27	51 %
Average Realized Prices				
Bitumen realized price (\$ per BBL)	\$	40.74	47.92	(15)%
Total realized price (\$ per BBL)	\$	47.01	58.39	(19)%

Crude and bitumen prices were lower through 2025 as global oil supplies increased faster than global oil demand.

Natural gas prices increased due to stronger demand and lower inventory levels relative to 2024.

Our worldwide annual average realized price decrease was driven by lower crude and bitumen prices.

Key Operating and Financial Summary

Significant items during 2025 and recent announcements included the following:

- Reported fourth-quarter 2025 earnings per share of \$1.17;
- Generated cash provided by operating activities of \$19.8 billion;
- Distributed \$9.0 billion to shareholders, including \$5.0 billion through share repurchases and \$4.0 billion through the ordinary dividend;
- Ended the year with cash, cash equivalents, restricted cash and short-term investments of \$7.4 billion and long-term investments of \$1.1 billion.
- Delivered full-year total company and Lower 48 production of 2,375 MBOED and 1,484 MBOED, respectively;
- Completed the integration of Marathon Oil and doubled synergy capture to more than \$1 billion on a run-rate basis in 2025; achieved an additional ~\$1 billion of one-time benefits;
- On track to achieve incremental cost reductions and margin enhancements of more than \$1 billion on a run-rate basis by year-end 2026;
- Closed \$3.2 billion in dispositions in 2025 and on track to meet \$5 billion total disposition target by year-end 2026;
- Continued to advance Willow project in Alaska and equity LNG projects at NFE and NFS in Qatar and PALNG on the U.S. Gulf Coast; all projects remain on schedule with NFE startup expected in the second half of 2026;
- Achieved Lower 48 drilling and completion efficiency improvements of more than 15% year over year;
- Advanced commercial LNG strategy by placing initial 5 MTPA of PALNG Phase 1 offtake; secured additional offtake of 5 MTPA to bring total commercial offtake portfolio to 10 MTPA;
- Signed an agreement to extend the Waha Concession in Libya through 2050, with new fiscal terms, subject to normal regulatory approvals; and
- Achieved first oil at Surmont Pad 104W-A in the fourth quarter, ahead of schedule.

Outlook

Capital, Production and DD&A

Guidance for 2026 includes capital expenditures of approximately \$12 billion.

Production guidance is 2.33 to 2.36 MMBOED. First-quarter 2026 production is expected to be 2.30 to 2.34 MMBOED, inclusive of weather-related downtime.

DD&A is expected to be \$11.7 to \$11.9 billion.

Operating Segments

We manage our operations through five operating segments, which are primarily defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; and Asia Pacific. Effective in the fourth quarter of 2025, we determined that our former Other International operating segment, which consisted of activities associated with prior operations in other countries, was no longer an operating segment. Residual results are aggregated into Corporate and Other. Our historical operating segment reporting has been recast to reflect this change.

Our combined Corporate and Other represents income and costs not directly associated with an operating segment, such as most interest income and expense; impacts from certain debt transactions; corporate overhead and certain technology activities, including licensing revenues; and unrealized holding gains or losses on equity securities. All cash and cash equivalents and short-term investments are included in Corporate and Other.

Our key performance indicators, shown in the statistical tables provided at the beginning of the operating segment sections that follow, reflect results from our operations, including commodity prices and production.

Results of Operations

This section of the Form 10-K discusses year-to-year comparisons between 2025 and 2024. For discussion of year-to-year comparisons between 2024 and 2023, see "Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations" in Part II, Item 7 of our 2024 10-K.

Consolidated Results

Summary Operating Statistics

	2025	2024	2023
Average Net Production			
Crude oil (MBD)			
Consolidated operations	1,133	969	923
Equity affiliates	12	13	13
Total crude oil	1,145	982	936
Natural gas liquids (MBD)			
Consolidated operations	411	304	279
Equity affiliates	8	8	8
Total natural gas liquids	419	312	287
Bitumen (MBD)	133	122	81
Natural gas (MMCFD)			
Consolidated operations	2,859	2,200	1,916
Equity affiliates	1,206	1,233	1,219
Total natural gas	4,065	3,433	3,135
Total Production (MBOED)	2,375	1,987	1,826
Total Production (MMBOE)	867	727	666

	Dollars Per Unit		
Average Sales Prices			
Crude oil (per BBL)			
Consolidated operations	\$ 65.58	76.74	78.97
Equity affiliates	68.94	76.76	78.45
Total crude oil	65.62	76.74	78.96
Natural gas liquids (per BBL)			
Consolidated operations	20.59	22.43	22.12
Equity affiliates	46.20	51.53	47.09
Total natural gas liquids	21.07	23.19	22.82
Bitumen (per BBL)	40.74	47.92	42.15
Natural gas (per MCF)			
Consolidated operations	3.40	2.61	3.89
Equity affiliates	6.83	8.22	8.46
Total natural gas	4.44	4.69	5.69

	Millions of Dollars			
Worldwide Exploration Expenses				
General and administrative; geological and geophysical, lease rental, and other	\$	226	309	236
Leasehold impairment		91	6	53
Dry holes		90	40	109
Total Exploration Expenses	\$	407	355	398

Total Company Production

We explore for, produce, transport and market crude oil, bitumen, natural gas, NGLs and LNG on a worldwide basis. At December 31, 2025, our operations were producing in the U.S., Norway, Canada, Australia, China, Malaysia, Qatar, Libya and Equatorial Guinea.

Total production of 2,375 MBOED increased 388 MBOED or 20 percent in 2025 compared with 2024. Production increases include:

- New wells online in the Lower 48, Canada, Australia, Norway, Alaska, Libya, China and Malaysia.
- Our acquisition of Marathon Oil in the fourth quarter of 2024.

The increase in production during 2025 was partly offset by normal field decline.

After adjusting for closed acquisitions and dispositions, production increased by 57 MBOED or 2.5 percent.

Income Statement Analysis

Unless otherwise indicated, all results in Income Statement Analysis are before-tax.

Below is select financial data provided on a consolidated basis. The full income statement can be found in *Item 8. Financial Statements and Supplementary Data*.

Years Ended December 31	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Sales and other operating revenues	\$ 58,944	54,745	56,141
Equity in earnings of affiliates	1,335	1,705	1,720
Gain (loss) on dispositions	731	51	228
Purchased commodities	22,325	20,012	21,975
Production and operating expenses	10,331	8,751	7,693
Selling, general and administrative expenses	893	1,158	705
Depreciation, depletion and amortization	11,500	9,599	8,270
Other expenses	20	181	2
Income tax provision (benefit)	4,668	4,427	5,331

Sales and other operating revenues increased \$4,199 million in 2025, primarily due to higher volumes of \$6,197 million, inclusive of sales volumes from our acquisition of Marathon Oil and higher realized gas prices of \$824 million and the timing of sales as compared to 2024. These increases were partially offset by lower realized crude and bitumen prices of \$4,615 million and \$349 million, respectively. *See Note 3.*

Equity in earnings of affiliates decreased \$370 million in 2025, primarily due to lower earnings driven by lower LNG and crude prices.

Gain (loss) on dispositions increased \$680 million in 2025, primarily due to gains associated with the divestitures of the Ursa and Europa fields and Ursa Oil Pipeline Company LLC and other noncore assets in our Lower 48 segment. *See Note 3.*

Purchased commodities increased \$2,313 million in 2025, primarily due to higher purchased volumes associated with our acquisition of Marathon Oil, higher natural gas prices and higher purchased crude volumes, partly offset by lower crude prices. *See Note 3*

Production and operating expenses increased \$1,580 million in 2025, primarily due to impacts from our acquisition of Marathon Oil in the fourth quarter of 2024 and \$216 million of severance costs related to a restructuring. *See Note 3 and See Note 14.*

Selling, general and administrative expenses decreased \$265 million in 2025, primarily due to the absence of transaction expenses of \$545 million associated with our acquisition of Marathon Oil in 2024, partially offset by severance costs related to a restructuring in 2025. *See Note 3 and See Note 14.*

DD&A increased \$1,901 million in 2025 primarily due to impacts from our acquisition of Marathon Oil in the fourth quarter of 2024 and higher production volumes. *See Note 3.*

Other expenses decreased \$161 million primarily related to the absence of a loss of \$173 million associated with the extinguishment of debt in the fourth quarter of 2024. *See Note 7.*

See Note 15—Income Taxes for information regarding our income tax provision and effective tax rate.

Segment Results

Unless otherwise indicated, discussion of Segment Results is after-tax.

A summary of the company's net income (loss) by business segment follows:

Years Ended December 31	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Alaska	\$ 730	1,326	1,778
Lower 48	5,264	5,175	6,461
Canada	741	712	402
Europe, Middle East and North Africa	1,224	1,189	1,189
Asia Pacific	1,167	1,724	1,961
Segments Total	9,126	10,126	11,791
Corporate and Other	(1,138)	(881)	(834)
Net income (loss)	\$ 7,988	9,245	10,957

For further discussion of segment results, see the following pages.

Alaska

	2025	2024	2023
Select financial data by segment before-tax (\$MM)			
Sales and other operating revenues (\$MM)	\$ 5,638	6,553	7,098
Production and operating expenses (\$MM)	2,158	1,951	1,829
Depreciation, depletion and amortization (\$MM)	1,399	1,299	1,061
Taxes other than income taxes (\$MM)	438	470	497
Net income (loss) (\$MM)	\$ 730	1,326	1,778
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	177	173	173
Natural gas liquids (MBD)	15	15	16
Natural gas (MMCFD)	41	39	38
Total Production (MBOED)	199	194	195
Total Production (MMBOE)	73	71	71
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per BBL)	\$ 71.79	81.73	83.05
Natural gas (\$ per MCF)	3.81	3.90	4.47

The Alaska segment primarily explores for, produces, transports and markets crude oil, NGLs and natural gas. In 2025, Alaska contributed 12 percent of our consolidated liquids production and one percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Alaska reported earnings of \$730 million in 2025, compared with earnings of \$1,326 million in 2024.

Decreases to earnings included lower revenues resulting from lower commodity prices of \$509 million, partly offset by higher produced volumes of \$78 million. Additional decreases to earnings included higher production and operating expenses of \$151 million, driven by higher lease operating expenses and well work activity and severance costs related to a restructuring, and higher DD&A of \$73 million, primarily driven by higher rates. *See Note 14.*

Production

Average production increased five MBOED in 2025 compared with 2024, primarily due to new wells online and less downtime.

The production increase was partly offset by normal field decline.

Lower 48

	2025	2024	2023
Select financial data by segment before-tax (\$MM)			
Sales and other operating revenues (\$MM)	\$ 41,395	37,026	38,237
Production and operating expenses (\$MM)	5,856	4,751	4,199
Depreciation, depletion and amortization (\$MM)	8,121	6,442	5,722
Taxes other than income taxes (\$MM)	1,506	1,378	1,352
Net income (loss) (\$MM)	\$ 5,264	5,175	6,461
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	749	602	569
Natural gas liquids (MBD)	382	279	256
Natural gas (MMCFD)	2,119	1,625	1,457
Total Production (MBOED)	1,484	1,152	1,067
Total Production (MMBOE)	542	422	389
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per BBL)	\$ 63.18	74.17	76.19
Natural gas liquids (\$ per BBL)	20.64	22.02	21.73
Natural gas (\$ per MCF)	1.74	0.87	2.12

The Lower 48 segment consists of operations located in the contiguous U.S. and related commercial operations. During 2025, the Lower 48 contributed 67 percent of our consolidated liquids production and 74 percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Lower 48 reported earnings of \$5,264 million in 2025, compared with earnings of \$5,175 million in 2024.

Increases to earnings included higher revenues resulting from higher volumes of \$3,890 million, inclusive of volumes from our acquisition of Marathon Oil, partly offset by lower commodity prices of \$1,999 million, driven by lower crude prices. Additional increases included higher gains on dispositions of \$494 million, primarily associated with the divestitures of the Ursa and Europa fields and Ursa Oil Pipeline Company LLC, and other noncore assets.

Decreases to earnings included higher DD&A of \$1,330 million and higher production and operating expenses of \$875 million, primarily driven by impacts from our acquisition of Marathon Oil. *See Note 3.*

Production

Total average production increased 332 MBOED in 2025 compared with 2024, primarily due to new wells online from our development programs in the Delaware Basin, Eagle Ford, Bakken and Midland Basin and the impact from our acquisition of Marathon Oil. *See Note 3.*

Production increases were partly offset by normal field decline.

Dispositions

In 2025, we completed multiple divestitures, including the Ursa and Europa fields and Ursa Oil Pipeline Company LLC for net proceeds of \$699 million, the Anadarko Basin for net proceeds of \$1.2 billion and other noncore assets for \$1.1 billion. Production from these assets averaged approximately 33 MBOED in 2024. *See Note 3.*

Canada

	2025	2024	2023
Select financial data by segment before-tax (\$MM)			
Sales and other operating revenues (\$MM)	\$ 3,625	3,514	3,006
Production and operating expenses (\$MM)	833	902	619
Depreciation, depletion and amortization (\$MM)	556	639	420
Taxes other than income taxes (\$MM)	27	31	26
Net Income (Loss) (\$MM)	\$ 741	712	402
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	17	17	9
Natural gas liquids (MBD)	6	6	3
Bitumen (MBD)	133	122	81
Natural gas (MMCFD)	125	115	65
Total Production (MBOED)	177	164	104
Total Production (MMBOE)	65	60	38
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per BBL)	\$ 55.35	64.47	66.19
Natural gas liquids (\$ per BBL)	22.54	29.59	26.13
Bitumen (\$ per BBL)	40.74	47.92	42.15
Natural gas (\$ per MCF)*	1.02	0.54	1.80

*Average sales prices include unutilized transportation costs.

The Canada segment operations include the Surmont oil sands development in Alberta, the Montney unconventional play in British Columbia and commercial operations. In 2025, Canada contributed nine percent of our consolidated liquids production and five percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Canada reported earnings of \$741 million in 2025 compared with earnings of \$712 million in 2024.

Increases to earnings included higher revenues resulting from higher volumes of \$142 million and the timing of sales as compared with 2024 partly offset by lower commodity prices of \$303 million. Increases to earnings included lower DD&A of \$63 million driven by year-end 2024 upward reserve revisions and higher other income of \$62 million primarily from a change in fair value measurement associated with the Surmont contingent consideration arrangement. Additional increases to earnings included lower production and operating expenses of \$52 million driven by the absence of prior-year planned turnaround activity at Surmont. *See Note 11.*

Production

Total average production increased 13 MBOED in 2025 compared with 2024. Increases to production resulted from new wells online in the Montney and Surmont and the absence of prior-year planned turnaround activity at Surmont.

Production increases were partly offset by normal field decline.

Europe, Middle East and North Africa

	2025	2024	2023
Select financial data by segment before-tax (\$MM)			
Sales and other operating revenues (\$MM)	\$ 6,484	5,788	5,854
Production and operating expenses (\$MM)	962	671	593
Depreciation, depletion and amortization (\$MM)	912	761	587
Taxes other than income taxes (\$MM)	46	41	39
Net income (loss) (\$MM)	\$ 1,224	1,189	1,189
<i>Consolidated Operations</i>			
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	131	118	112
Natural gas liquids (MBD)	8	4	4
Natural gas (MMCFD)	511	371	308
Total Production (MBOED)	224	184	168
Total Production (MMBOE)	82	67	61
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per BBL)	\$ 68.95	80.92	83.96
Natural gas liquids (\$ per BBL)	16.53	40.29	41.13
Natural gas (\$ per MCF)	10.87	10.70	12.68

The Europe, Middle East and North Africa segment consists of operations principally located in the Norwegian sector of the North Sea, the Norwegian Sea, Qatar, Libya, Equatorial Guinea and commercial and terminalling operations in the U.K. In 2025, our Europe, Middle East and North Africa operations contributed eight percent of our consolidated liquids production and 18 percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

The Europe, Middle East and North Africa segment reported earnings of \$1,224 million in 2025 compared with earnings of \$1,189 million in 2024.

Earnings in 2025 included higher revenues resulting from higher volumes of \$296 million, including volumes from our Equatorial Guinea assets from the acquisition of Marathon Oil, partly offset by lower overall realized commodity prices of \$185 million, driven by lower crude prices. *See Note 3.*

Decreases to earnings included higher production and operating expenses of \$88 million, primarily from our acquisition of Marathon Oil. *See Note 3.*

Consolidated Production

Average consolidated production increased 40 MBOED in 2025, compared with 2024. The consolidated production increase was primarily due to the impact from assets acquired from Marathon Oil as well as new wells online in Norway and Libya. *See Note 3.*

The production increase was partly offset by normal field decline.

Asia Pacific

	2025	2024	2023
Select financial data by segment before-tax (\$MM)			
Sales and other operating revenues (\$MM)	\$ 1,770	1,847	1,913
Production and operating expenses (\$MM)	367	384	391
Depreciation, depletion and amortization (\$MM)	460	425	455
Taxes other than income taxes (\$MM)	57	109	117
Net income (loss) (\$MM)	\$ 1,167	1,724	1,961
<i>Consolidated Operations</i>			
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	59	59	60
Natural gas (MMCFD)	63	50	48
Total Production (MBOED)	70	67	68
Total Production (MMBOE)	26	25	25
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per BBL)	\$ 71.05	82.42	84.79
Natural gas (\$ per MCF)	3.59	3.74	3.95

The Asia Pacific segment consists of operations in China, Malaysia, and Australia, and commercial operations in China, Singapore and Japan. During 2025, Asia Pacific contributed four percent of our consolidated liquids production and two percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Asia Pacific reported earnings of \$1,167 million in 2025, compared with \$1,724 million in 2024.

Decreases to earnings included lower revenues resulting from lower commodity prices of \$206 million. Additional decreases to earnings included lower earnings from equity affiliates of \$271 million, primarily due to lower LNG sales prices and higher exploration expenses of \$64 million, primarily driven by dry hole expenses associated with certain wells in Malaysia and Australia.

Consolidated Production

Average consolidated production increased three MBOED in 2025, compared with 2024. Increases to production were primarily due to development activity in Bohai Bay in China and Gumusut in Malaysia.

Production increases were partly offset by normal field decline.

Corporate and Other

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Net income (loss)			
Net interest expense	\$ (494)	(379)	(360)
Corporate G&A expenses	(486)	(716)	(357)
Technology	(144)	(137)	(34)
Other income (expense)	(14)	352	(70)
	\$ (1,138)	(880)	(821)

Net interest expense consists of interest and debt expense, net of interest income and capitalized interest. Net interest expense increased in 2025 due to higher interest expense driven by debt assumed from our acquisition of Marathon Oil. *See Note 3 and Note 7.*

Corporate G&A expenses include compensation programs and staff costs. These expenses decreased by \$230 million in 2025 compared with 2024, primarily due to the absence of transaction expenses of \$432 million associated with our acquisition of Marathon Oil in 2024, partially offset by severance costs related to a restructuring in 2025. *See Note 3 and Note 14.*

Technology includes our investments in low-carbon technology opportunities as well as other new technologies or businesses and licensing revenues. Other new technologies or businesses and LNG licensing activities are focused on both conventional and tight oil reservoirs, shale gas, oil sands, enhanced oil recovery as well as LNG.

Other income (expense) or "Other" includes certain foreign currency transaction gains and losses, environmental costs associated with sites no longer in operation, other costs not directly associated with an operating segment, gains or losses on early retirement of debt, holding gains or losses on equity securities and pension settlement expense. Earnings in "Other" decreased by \$366 million in 2025 compared with 2024. This was primarily due to the absence of a tax benefit of \$455 million as a result of the acquisition of Marathon Oil in 2024 and the subsequent utilization of foreign tax credits. The earnings decrease was partly offset by an increase due to the absence of a loss of \$147 million associated with the extinguishment of debt in the fourth quarter of 2024. *See Note 3, Note 7 and Note 15.*

Capital Resources and Liquidity

Financial Indicators

	Millions of Dollars Except as Indicated		
	2025	2024	2023
Net cash provided by operating activities	\$ 19,796	20,124	19,965
Cash and cash equivalents	6,497	5,607	5,635
Short-term investments	484	507	971
Short-term debt	1,020	1,035	1,074
Total debt	23,444	24,324	18,937
Total equity	64,487	64,796	49,279
Percent of total debt to capital*	27 %	27	28
Percent of floating-rate debt to total debt	1 %	1	2

Balance Sheet related line items are shown as of December 31st.

*Capital includes total debt and total equity.

To meet our short- and long-term liquidity requirements, we look to a variety of funding sources, including cash generated from operating activities, our commercial paper and credit facility programs and our ability to sell securities using our shelf registration statement. In 2025, the primary uses of our available cash were \$12.6 billion to support our ongoing capital expenditures and investments program; \$5.0 billion to repurchase common stock; \$4.0 billion to pay the ordinary dividend; and \$0.9 billion to retire debt, partly offset by proceeds from asset sales of \$3.2 billion. In 2025, cash and cash equivalents increased by \$0.9 billion to \$6.5 billion. *See Note 3 and Note 7.*

At December 31, 2025, we had cash and cash equivalents of \$6.5 billion, short-term investments of \$0.5 billion, and available borrowing capacity under our credit facility of \$5.5 billion, totaling approximately \$12.5 billion of liquidity. In addition, we have long-term investments in debt securities of \$1.1 billion. We believe current cash balances and cash generated by operations, together with access to external sources of funds as described below in the “Significant Changes in Capital” section, will be sufficient to meet our funding requirements in the near- and long-term, including our capital spending program, capital return program and required debt payments.

Significant Changes in Capital

Operating Activities

Cash provided by operating activities in 2025 totaled \$19.8 billion, compared with \$20.1 billion for 2024, and \$20.0 billion for 2023. The decrease in 2025 compared to 2024 resulted from lower commodity prices, mostly offset by operations from the 2024 Marathon Oil acquisition. *See Note 3.*

The increase in cash provided by operating activities in 2024 compared to 2023 is due to increased production primarily from Canada and the Lower 48, including the Surmont 50 percent working interest acquired in the fourth quarter of 2023 and our acquisition of Marathon Oil in late 2024. The increase in production was partly offset by lower commodity prices and lower distributions from equity affiliates. *See Note 3.*

Our short- and long-term operating cash flows are highly dependent on the prices for crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs. Prices and margins in our industry have historically been volatile, driven by market conditions beyond our control. Absent other mitigating factors, as these prices and margins fluctuate, we would expect a corresponding change in our operating cash flows.

The level of absolute production volumes, as well as the product and location mix, is another significant factor impacting our cash flows. Full-year production averaged 2,375 MBOED in 2025, an increase of 388 MBOED or 20 percent compared to 2024. First-quarter 2026 production is expected to be 2.30 MMBOED to 2.34 MMBOED. Future production is subject to numerous uncertainties, including, among others, the volatile crude oil and natural gas price environment, which may impact investment decisions; the effects of price changes on production sharing and variable-royalty contracts; acquisition and disposition of fields; field production decline rates; new technologies; operating efficiencies; timing of startups and major turnarounds; political instability; weather-related disruptions; and the addition of proved reserves through exploratory success and their timely and cost-effective development. While we actively monitor and manage these factors, changes in production levels can cause variability in cash flows, although we generally experience less variability in our cash flows due to changes in production levels than due to changes in commodity prices.

Investing Activities

In 2025, we invested \$12.6 billion in capital expenditures and investments, \$0.5 billion of which was primarily payments towards our equity investments in LNG projects, including NFE4, NFS3 and PALNG, while the remainder funded our operating capital program. Capital expenditures invested in 2024 and 2023 were \$12.1 billion and \$11.2 billion, respectively. *See the “Capital Expenditures and Investments” section.*

In August 2025, we announced a total disposition target of \$5 billion by year-end 2026. We disposed of \$3.2 billion of assets in 2025 and we expect to meet our \$5 billion disposition target by year-end 2026. *See Note 3.*

Proceeds from asset sales were \$3.2 billion in 2025 compared with \$0.3 billion in 2024 and \$0.6 billion in 2023. In 2025, we sold Lower 48 assets in the Anadarko basin for net proceeds of \$1.2 billion and our interest in the Ursa and Europa fields, and Ursa Oil Pipeline Company LLC for net proceeds of \$0.7 billion. Additionally, we sold other noncore Lower 48 and Corporate assets for approximately \$1.3 billion. *See Note 3.*

In the fourth quarter of 2024, after exercising our preferential rights, we completed an acquisition that increased our working interest by approximately five percent in the Kuparuk River Unit and approximately 0.4 percent in the Prudhoe Bay Unit in Alaska from Chevron U.S.A. Inc. and Union Oil Company of California for \$296 million, before customary adjustments. *See Note 3.*

In October 2023, we acquired the remaining 50 percent working interest in Surmont from TotalEnergies EP Canada Ltd. for approximately \$2.7 billion of cash after customary adjustments. We funded this transaction by issuing new long-term debt. *See Note 3 and Note 7.*

We invest in short-term and long-term investments as part of our cash investment strategy, the primary objective of which is to protect principal, maintain liquidity and provide yield and total returns; these investments include time deposits, commercial paper, as well as debt securities classified as available for sale. Funds needed for short-term investments to support our operating plan and provide resiliency to react to short-term price volatility are invested in highly liquid instruments with maturities of less than one year. Funds we consider available to maintain resiliency in longer term price downturns and to capture opportunities outside a given operating plan are invested in highly liquid instruments with maturities of greater than one year. *See Note 10 and Note 17.*

Investing activities in 2025 included net purchases of \$55 million of investments. We had net sales of \$502 million of short-term investments and net purchases of \$557 million of long-term investments. *See Note 17.*

Financing Activities

Our debt balance at December 31, 2025 was \$23.4 billion compared with \$24.3 billion at December 31, 2024. The current portion of debt, including payments for finance leases, is \$1.0 billion.

In 2025, the company retired \$0.7 billion principal amount of debt at maturity, consisting of \$0.2 billion of our 3.35% Notes, \$0.4 billion of our 2.4% Notes and \$0.1 billion of our 8.2% Debentures.

In November 2024, we acquired Marathon Oil. At closing, the acquisition was valued at \$16.5 billion and was allocated to assets acquired and liabilities assumed. ConocoPhillips common stock was issued and exchanged for outstanding Marathon Oil shares. With the acquisition, we also assumed Marathon Oil's debt of approximately \$4.6 billion. *See Note 3 and Note 7.*

In 2024, the company retired \$726 million principal amount of Notes at maturity consisting of \$265 million of our 3.35% Notes and \$461 million of our 2.125% Notes. In addition, we completed concurrent debt transactions consisting of new long-term debt issuances of \$5.2 billion; a \$4.1 billion repurchase of certain existing Marathon Oil and ConocoPhillips debt (with priority for Marathon Oil debt assumed); a non-cash obligor exchange offer to retire \$0.9 billion of Marathon Oil debt in exchange for new ConocoPhillips debt; and remarketing of \$0.4 billion in available municipal bonds. The debt transactions simplified our capital structure, extended the debt portfolio's weighted average maturity, lowered its weighted average coupon and reduced near-term maturities. *See Note 7.*

In 2023, we issued \$2.7 billion principal amount of new debt to fund our acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont and completed refinancing transactions consisting of \$1.1 billion in tender offers to repurchase existing debt with cash and a \$1.1 billion new debt issuance to fund the repurchases, extending the weighted average maturity of our portfolio from 15 to 17 years and reducing near-term debt maturities. *See Note 7.*

In February 2025, we refinanced our revolving credit facility maintaining a total aggregate principal amount of \$5.5 billion and extended the expiration to February 2030. Our revolving credit facility may be used for direct bank borrowings, the issuance of letters of credit totaling up to \$500 million, or as support for our commercial paper program. The revolving credit facility is broadly syndicated among financial institutions and does not contain any material adverse change provisions or any covenants requiring maintenance of specified financial ratios or credit ratings. The facility agreement contains a cross-default provision relating to the failure to pay principal or interest on other debt obligations of \$200 million or more by ConocoPhillips, or any of its consolidated subsidiaries. The amount of the facility is not subject to redetermination prior to its expiration date.

Credit facility borrowings may bear interest at a margin above the Secured Overnight Financing Rate (SOFR). The agreement calls for commitment fees on available, but unused, amounts. The agreement also contains early termination rights if our current directors or their approved successors cease to be a majority of the Board of Directors.

The revolving credit facility supports ConocoPhillips Company's ability to issue up to \$5.5 billion of commercial paper, which is primarily a funding source for short-term working capital needs. Commercial paper maturities are generally limited to 90 days. With no commercial paper outstanding and no direct borrowings or letters of credit, we had access to \$5.5 billion in available borrowing capacity under our revolving credit facility at December 31, 2025.

In November 2025, Fitch affirmed our long-term credit rating. The current credit ratings on our long-term debt are:

- Fitch: "A" with a "stable" outlook
- S&P: "A-" with a "stable" outlook
- Moody's: "A2" with a "stable" outlook

See Note 7 for additional information on debt and the revolving credit facility.

We do not have any ratings triggers on any of our corporate debt that would cause an automatic default, and thereby impact our access to liquidity, upon downgrade of our credit ratings. If our credit ratings are downgraded from their current levels, it could increase the cost of corporate debt available to us and restrict our access to the commercial paper markets. If our credit rating were to deteriorate to a level prohibiting us from accessing the commercial paper market, we would still be able to access funds under our revolving credit facility.

Certain of our project-related contracts, commercial contracts and derivative instruments contain provisions requiring us to post collateral. Many of these contracts and instruments permit us to post either cash or letters of credit as collateral. At December 31, 2025 and 2024, we had direct bank letters of credit of \$331 million and \$278 million, respectively, which secured performance obligations related to various purchase commitments incident to the ordinary conduct of business. In the event of a credit rating downgrade, we may be required to post additional letters of credit.

Shelf Registration

We have a universal shelf registration statement on file with the SEC under which we have the ability to issue and sell an indeterminate amount of various types of debt and equity securities.

Capital Requirements

For information about our capital expenditures and investments, see the “Capital Expenditures and Investments” section. For information about our debt balances and related debt financing transactions, see the “Significant Changes in Capital - Financing Activities” section.

We believe in delivering value to our shareholders through our return of capital framework. The framework is structured to deliver a compelling, growing ordinary dividend and through-cycle share repurchases. We anticipate returning greater than 30 percent of cash from operating activities through cycles. Our 2025 total capital returned was \$9.0 billion.

Consistent with our commitment to deliver value to shareholders, for the full year of 2025, we paid ordinary dividends of \$3.18 per common share. In 2024 we paid ordinary dividends of \$2.52 and VROC payments of \$0.60 per common share and in 2023 we paid ordinary dividends of \$2.11 and VROC payments of \$2.50 per common share. In February 2026, we declared a first-quarter ordinary dividend of \$0.84 per common share payable March 2, 2026, to shareholders of record on February 18, 2026.

Our Board may determine not to pay a dividend in a quarter or may cease declaring a dividend at any time.

In late 2016, we initiated our current share repurchase program. In October 2024, our Board of Directors approved an increase from our prior authorization of \$45 billion by a total of the lesser of \$20 billion or the number of shares issued in our acquisition of Marathon Oil, such that the company is not to exceed \$65 billion in aggregate repurchases. Share repurchases were \$5.0 billion, \$5.5 billion, and \$5.4 billion in 2025, 2024, and 2023, respectively. As of December 31, 2025, share repurchases since the inception of our current program totaled 486.1 million shares for \$39.3 billion since 2016. Repurchases are made at management’s discretion, at prevailing prices, subject to market conditions and other factors.

For more information on factors considered when determining the levels of returns of capital see “Item 1A—Risk Factors – Our ability to execute our capital return program is subject to certain considerations.”

As of December 31, 2025, in addition to the priorities described above, we have contractual obligations to purchase goods and services of approximately \$45.0 billion. We expect to fulfill \$5.0 billion of these obligations in 2026 with the remainder over the next 25 years. A substantial amount of LNG offtake and other product purchases are expected to be offset in the same or approximately same periods by cash received from the related sales transactions. These figures exclude purchase commitments for jointly owned fields and facilities where we are not the operator.

The following table summarizes our aggregate future contractual purchase obligations as of December 31, 2025:

	Millions of Dollars	
	2025	
LNG offtake, regasification and related vessels	\$	29,722
Other capacity obligations		10,890
Other product purchases		3,094
Other obligations		1,271
Total	\$	44,977

Capital Expenditures and Investments

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Alaska	\$ 3,607	3,194	1,705
Lower 48	6,702	6,510	6,487
Canada	593	551	456
Europe, Middle East and North Africa	1,194	1,021	1,111
Asia Pacific	342	370	354
Segments Total	12,438	11,646	10,113
Corporate and Other	115	472	1,135
Capital Program*	\$ 12,553	\$ 12,118	\$ 11,248

* Excludes capital related to acquisitions of businesses, net of cash acquired.

Our capital expenditures and investments for the three-year period ended December 31, 2025, totaled \$35.9 billion. The 2025 capital expenditures and investments supported key operating activities and acquisitions, primarily:

- Appraisal and development activities in Alaska related to the Western North Slope, inclusive of Willow, and development activities in the Greater Kuparuk Area.
- Development activities in the Lower 48, primarily in the Delaware Basin, Eagle Ford, Midland Basin and Bakken.
- Appraisal and development activities in the Montney as well as development and optimization of Surmont in Canada.
- Development and appraisal activities across assets in Norway and development activities in Libya.
- Continued development activities in China.
- Investments in NFE4, NFS3 and PALNG.

2026 Capital Budget

In February 2026, we announced our 2026 operating plan capital is expected to be approximately \$12 billion. The plan includes funding for ongoing development drilling programs, major projects, exploration and appraisal activities and base maintenance.

Guarantor Summarized Financial Information

We have various cross guarantees among ConocoPhillips, ConocoPhillips Company and Burlington Resources LLC with respect to publicly held debt securities. ConocoPhillips Company is 100 percent owned by ConocoPhillips. Burlington Resources LLC is 100 percent owned by ConocoPhillips Company. ConocoPhillips and/or ConocoPhillips Company have fully and unconditionally guaranteed the payment obligations of Burlington Resources LLC with respect to its publicly held debt securities. Similarly, ConocoPhillips has fully and unconditionally guaranteed the payment obligations of ConocoPhillips Company with respect to its publicly held debt securities. In addition, ConocoPhillips Company has fully and unconditionally guaranteed the payment obligations of ConocoPhillips with respect to its publicly held debt securities. All guarantees are joint and several.

The following tables present summarized financial information for the Obligor Group, as defined below:

- The Obligor Group will reflect guarantors and issuers of guaranteed securities consisting of ConocoPhillips, ConocoPhillips Company and Burlington Resources LLC.
- Consolidating adjustments for elimination of investments in and transactions between the collective guarantors and issuers of guaranteed securities are reflected in the balances of the summarized financial information.
- Non-Obligated Subsidiaries are excluded from this presentation.

Transactions and balances reflecting activity between the Obligors and Non-Obligated Subsidiaries are presented separately below:

Summarized Income Statement Data

	Millions of Dollars	
	2025	
Revenues and Other Income	\$	38,564
Income (loss) before income taxes*		7,316
Net income (loss)		7,988

*Includes approximately \$11.6 billion of purchased commodities expense for transactions with Non-Obligated Subsidiaries.

Summarized Balance Sheet Data

	Millions of Dollars	
	December 31, 2025	
Current assets	\$	8,206
<i>Amounts due from Non-Obligated Subsidiaries, current</i>		855
Noncurrent assets		130,320
<i>Amounts due from Non-Obligated Subsidiaries, noncurrent</i>		11,231
Current liabilities		4,947
<i>Amounts due to Non-Obligated Subsidiaries, current</i>		1,244
Noncurrent liabilities		74,824
<i>Amounts due to Non-Obligated Subsidiaries, noncurrent</i>		52,813

Contingencies

We are subject to legal proceedings, claims and liabilities that arise in the ordinary course of business. We accrue for losses associated with legal claims when such losses are considered probable and the amounts can be reasonably estimated. See “Critical Accounting Estimates” and [Note 9](#) for information on contingencies.

Legal and Tax Matters

We are subject to various lawsuits and claims, including but not limited to matters involving oil and gas royalty and severance tax payments, gas measurement and valuation methods, contract disputes, environmental damages, climate change, personal injury and property damage. Our primary exposures for such matters relate to alleged royalty and tax underpayments on certain federal, state and privately owned properties, claims of alleged environmental contamination and damages from historic operations and climate change. We will continue to defend ourselves vigorously in these matters.

Our legal organization applies its knowledge, experience and professional judgment to the specific characteristics of our cases, employing a litigation management process to manage and monitor the legal proceedings against us. Our process

facilitates the early evaluation and quantification of potential exposures in individual cases. This process also enables us to track those cases that have been scheduled for trial and/or mediation. Based on professional judgment and experience in using these litigation management tools and available information about current developments in all our cases, our legal organization regularly assesses the adequacy of current accruals and determines if adjustment of existing accruals, or establishment of new accruals, is required. *See Note 15.*

Environmental

We are subject to the same numerous international, federal, state and local environmental laws and regulations as other companies in our industry. The most significant of these environmental laws and regulations include, among others, the:

- U.S. Federal Clean Air Act, which governs air emissions;
- U.S. Federal Clean Water Act, which governs discharges to water bodies;
- EU Regulation for Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals;
- U.S. Federal Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act (CERCLA or Superfund), which imposes liability on generators, transporters and arrangers of hazardous substances at sites where hazardous substance releases have occurred or are threatening to occur;
- U.S. Federal Resource Conservation and Recovery Act (RCRA), which governs the treatment, storage, and disposal of solid waste;
- U.S. Federal Oil Pollution Act of 1990, under which owners and operators of onshore facilities and pipelines, lessees or permittees of an area in which an offshore facility is located, and owners and operators of vessels are liable for removal costs and damages that result from a discharge of oil into navigable waters of the U.S.;
- U.S. Federal Emergency Planning and Community Right-to-Know Act, which requires facilities to report toxic chemical inventories with local emergency planning committees and response departments;
- U.S. Federal Safe Drinking Water Act, which governs the disposal of wastewater in underground injection wells;
- U.S. Department of the Interior regulations, which relate to offshore oil and gas operations in U.S. waters and impose liability for the cost of pollution cleanup resulting from operations, as well as potential liability for pollution damages; and
- EU Trading Directive resulting in EU Emissions Trading Scheme (EU ETS).

These laws and their implementing regulations set limits on emissions and, in the case of discharges to water, establish water quality limits. They also establish standards and impose obligations for the remediation of releases of hazardous substances and hazardous wastes. In most cases, these regulations require permits in association with new or modified operations. These permits can require an applicant to collect substantial information in connection with the application process, which can be expensive and time-consuming. In addition, there can be delays associated with notice and comment periods and the agency's processing of the application. Many of the delays associated with the permitting process are beyond the control of the applicant.

Many states and foreign countries where we operate also have or are developing, similar environmental laws and regulations governing these same types of activities. While similar, in some cases these regulations may impose additional, or more stringent, requirements that can add to the cost and difficulty of marketing or transporting products across state and international borders.

The ultimate financial impact arising from environmental laws and regulations is neither clearly known nor easily determinable as new standards, such as air emission standards and water quality standards, continue to evolve. However, environmental laws and regulations, including those that may arise to address concerns about global climate change, are expected to continue to have an increasing impact on our operations in the U.S. and in other countries in which we operate. Notable areas of potential impacts include air emission compliance and remediation obligations in the U.S. and Canada.

An example is the use of hydraulic fracturing, an essential completion technique that facilitates production of oil and natural gas otherwise trapped in lower permeability rock formations. A range of local, state, federal, or national laws and regulations currently govern hydraulic fracturing operations, with hydraulic fracturing currently prohibited in some jurisdictions. Although hydraulic fracturing has been conducted for many decades, potential new laws, regulations and permitting requirements from various state environmental agencies, and others could result in increased costs, operating restrictions, operational delays and/or limit the ability to develop oil and natural gas resources. Governmental restrictions on hydraulic fracturing could impact the overall profitability or viability of certain of our oil and natural gas investments. We have adopted operating principles that incorporate established industry standards that are designed to meet government requirements. Our practices continually evolve as technology improves and regulations change.

We also are subject to certain laws and regulations relating to environmental remediation obligations associated with current and past operations. Such laws and regulations include CERCLA and RCRA and their equivalents in their respective jurisdictions. Longer-term expenditures are subject to considerable uncertainty and may fluctuate significantly.

We occasionally receive requests for information or notices of potential liability from the EPA and state environmental agencies alleging that we are a potentially responsible party under CERCLA or an equivalent state statute. On occasion, we also have been made a party to cost recovery litigation by those agencies or by private parties. These notices and lawsuits assert potential liability for remediation costs at various sites that typically are not owned by us, but allegedly contain waste attributable to our past operations. As of December 31, 2025, there were 20 sites around the U.S. in which we were identified as a potentially responsible party under CERCLA and comparable state laws.

For most Superfund sites, our potential liability will be significantly less than the total site remediation costs because the percentage of waste attributable to us, versus that attributable to all other potentially responsible parties, is relatively low. Although liability of those potentially responsible is generally joint and several for federal sites and frequently so for state sites, other potentially responsible parties at sites where we are a party typically have had the financial strength to meet their obligations, and where they have not, or where potentially responsible parties could not be located, our share of liability has not increased materially. Many of the sites at which we are potentially responsible are still under investigation by the EPA or the state agencies concerned. Prior to actual cleanup, those potentially responsible normally assess site conditions, apportion responsibility and determine the appropriate remediation. In some instances, we may have no liability or attain a settlement of liability. Actual cleanup costs generally occur after the parties obtain EPA or equivalent state agency approval. There are relatively few sites where we are a major participant, and given the timing and amounts of anticipated expenditures, neither the cost of remediation at those sites nor such costs at all CERCLA sites, in the aggregate, is expected to have a material adverse effect on our competitive or financial condition.

Expensed environmental costs were \$834 million in 2025 and are expected to be approximately \$1.0 billion in each of 2026 and 2027. Capitalized environmental costs were \$669 million in 2025 and are expected to be about \$750 million and \$550 million in 2026 and 2027, respectively.

Accrued liabilities for remediation activities are not reduced for potential recoveries from insurers or other third parties and are not discounted (except those assumed in a purchase business combination, which we do record on a discounted basis).

Many of these liabilities result from CERCLA, RCRA, and similar state or international laws that require us to undertake certain investigative and remedial activities at sites where we conduct or once conducted operations or at sites where ConocoPhillips-generated waste was disposed. The accrual also includes a number of sites we identified that may require environmental remediation but which are not currently the subject of CERCLA, RCRA, or other agency enforcement activities. The laws that require or address environmental remediation may apply retroactively and regardless of fault, the legality of the original activities or the current ownership or control of sites. If applicable, we accrue receivables for probable insurance or other third-party recoveries. In the future, we may incur significant costs under both CERCLA and RCRA.

Remediation activities vary substantially in duration and cost from site to site, depending on the mix of unique site characteristics, evolving remediation technologies, diverse regulatory agencies and enforcement policies, and the presence or absence of potentially liable third parties. Therefore, it is difficult to develop reasonable estimates of future site remediation costs.

At December 31, 2025, our balance sheet included total accrued environmental costs of \$220 million, compared with \$206 million at December 31, 2024, for remediation activities in the U.S. and Canada. We expect to incur a substantial amount of these expenditures within the next 30 years.

Notwithstanding any of the foregoing, and as with other companies engaged in similar businesses, environmental costs and liabilities are inherent concerns in our operations and products, and there can be no assurance that material costs and liabilities will not be incurred. However, we currently do not expect any material adverse effect upon our results of operations or financial position as a result of compliance with current environmental laws and regulations.

See Item 1A. Risk Factors—We expect to continue to incur substantial capital expenditures and operating costs as a result of our compliance with existing and future environmental laws and regulations and Note 9 for information on environmental litigation.

Climate Change

Continuing political and social attention to the issue of global climate change has resulted in a broad range of proposed or promulgated state, national and international laws focusing on GHG emissions reduction. These laws apply or could apply in countries where we have interests or may have interests in the future. Additionally, some laws have been rescinded or delayed, creating policy swings that result in compliance uncertainty. Laws in this field continue to evolve and while it is not possible to accurately estimate either a timetable for implementation or our future compliance costs relating to implementation, such laws, if enacted, could have a material impact on our operational results and financial condition. Examples of legislation and precursors for possible regulation that do or could affect our operations include:

Emissions trading schemes.

- EU ETS is the program through which many of the EU member states aim to reduce emissions. Our cost of compliance with the EU ETS in 2025 was approximately \$21 million (net share before-tax).
- The U.K. Emissions Trading Scheme (U.K. ETS) is the program with which the U.K. has replaced the EU ETS. Our cost of compliance with the U.K. ETS in 2025 was approximately \$2.2 million (net share before-tax).

GHG regulations for emissions reductions.

- The Alberta Technology Innovation and Emissions Reduction (TIER) regulation requires any existing facility with emissions equal to or greater than 100,000 metric tonnes of carbon dioxide, or equivalent, per year to meet a facility benchmark intensity. There was no cost of compliance related to this regulation in 2025, as our Surmont asset outperformed its target benchmark intensity over the full year reporting period.
- As of April 2024, the British Columbia Output Based Pricing System (BC OBPS) regulation requires facilities or linear operations (such as oil and gas gathering systems) with emissions equal to or greater than 10,000 metric tonnes of carbon dioxide or equivalent per year to remit payments on the difference between actual emissions and allowable emissions based on product and activity benchmarks. The benchmarks and guidance for these emissions have yet to be finalized, and compliance payments for 2025 are not due until later in 2026. Based on interim benchmarks, our BC OBPS obligation is expected to total a maximum of \$12.3 million (net share before-tax) for Montney in 2025.
- In 2024, the EU passed regulation on the reduction of methane emissions in the energy sector that will apply a methane limit on oil and gas imports to the EU, as well as mandate the monitoring, reporting, verification and reduction of methane emissions.
- Our APLNG assets in Australia are subject to the Safeguard Mechanism, enacted through the National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007. In the previous Australian financial year of July 1, 2024, to June 30, 2025, our operated downstream APLNG facility was in excess of its baseline emissions, while the upstream partner-operated facilities were below their baseline emissions. As there was a surplus of eligible carbon units across the joint venture, there was no expense incurred by ConocoPhillips for the 2025 Australian financial year.
- In 2024 the U.S. EPA published final rulemaking for New Source Performance Standards (OOOOb) and Emissions Guidelines (OOOOC). Implementing this regulation across our U.S. portfolio will result in additional compliance costs.

Carbon taxes in certain jurisdictions.

- Effective April 1, 2025, the Canadian federal government set the consumer carbon price to zero and no longer requires a consumer carbon tax going forward. This is separate from the obligated industrial carbon pricing schemes of Alberta TIER and BC OBPS, which remain in place. Our operations outside of industrial carbon pricing schemes were minimal at Surmont for the first quarter of 2025, and no Federal Fuel charges were incurred at Montney in 2025.
- Our cost of compliance with Norwegian carbon legislation in 2025 was approximately \$42 million (net share before-tax).

Other environmental regulations.

- The White House Council on Environmental Quality (CEQ) issued final National Environmental Policy Act implementation regulations (NEPA Phase 2) in 2024. Since then, the DC Circuit Court has suggested that CEQ lacks authority to adopt any binding regulations, introducing potential uncertainty into the regulatory process.
- Climate Superfund laws. In 2024, New York and Vermont passed legislation seeking to hold certain energy companies financially responsible for state climate change mitigation and adaptation measures, following the “polluter pays” model of existing Superfund laws. This responsibility may include paying into a fund for infrastructure repairs and recovery from extreme weather events that would otherwise be covered by the government. While only two U.S. states have enacted such laws to date, it is likely that more states will consider a similar approach. Compliance with such legislation may expose us to significant additional liabilities.

- Climate Private Action laws. In 2025, California, New Hampshire, and Oregon introduced bills seeking to create a private right of action for individuals to bring strict liability claims for alleged damages related to climate change impacts (including non-economic, actual and punitive damages). These bills also authorize insurance companies to pursue subrogation claims to recover damages for amounts paid to insureds for climate change impacts.

Non-regulatory initiatives or agreements.

- The Global Methane Pledge (GMP) was launched at COP26 by the EU and the U.S., a global initiative to reduce global methane emissions by at least 30 percent from 2020 levels by 2030.
- The agreement reached in Paris in December 2015 at the 21st Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change set out a process for achieving global emissions reductions. Accordingly, parties to the Paris Agreement have set targets to reduce emissions by 2030. While the current administration has officially withdrawn the U.S. from the Paris Agreement, some U.S. states have indicated that they plan to remain committed to the goals of the agreement.

Regulated sustainability disclosures.

Governments and financial regulators are developing new reporting rules requiring increased disclosure around a range of sustainability topics. The patchwork of reporting standards that is developing may require significant increases in disclosures, which may be costly to implement. In June 2023 the International Sustainability Standards Board issued inaugural sustainability reporting standards; in October 2023 in California multiple bills were signed into law requiring climate-related disclosures for companies that conduct business in the state; in September 2024, the Australian Government passed legislation which mandated a new standard for climate-related disclosures; and in the EU, the Corporate Sustainability Reporting Directive is expected to be finalized in 2026.

Compliance with changes in laws and regulations that create a GHG tax, emission trading scheme or GHG reduction policies could significantly increase our costs, reduce demand for fossil energy derived products, impact the cost and availability of capital and increase our exposure to litigation. Such laws and regulations could also increase demand for less carbon intensive energy sources, including natural gas. The ultimate impact on our financial performance, either positive or negative, will depend on a number of factors, including but not limited to:

- Whether and to what extent legislation or regulation is enacted;
- The timing of the introduction of such legislation or regulation;
- The nature of the legislation (such as a cap and trade system or a tax on emissions) or regulation;
- The price placed on GHG emissions (either by the market or through a tax);
- The GHG emissions reductions required;
- The price and availability of offsets;
- The amount and allocation of allowances;
- Technological and scientific developments leading to new products or services;
- Any potential significant physical effects of climate change (such as increased severe weather events, changes in sea levels and changes in temperature); and
- Whether, and the extent to which, increased compliance costs are ultimately reflected in the prices of our products and services.

See Item 1A. Risk Factors—Existing and future laws, regulations and internal initiatives relating to global climate changes, such as limitations on GHG emissions may impact or limit our business plans, result in significant expenditures, promote alternative uses of energy or reduce demand for our products and Note 9 for information on climate change litigation.

Company Response to Climate-Related Risks

The objective of our Climate-related Risk Strategy is to manage climate-related risk, optimize opportunities and equip the company to respond to changes in key uncertainties, including government policies around the world, emissions reduction technologies, alternative energy technologies and changes in consumer trends. The strategy guides our choices around portfolio composition, emissions reductions, targets, incentives, emissions-related technology development, and our climate-related policy and finance sector engagement.

Our Climate-related Risk Strategy is intended to enable us to responsibly meet the global demand for energy, deliver competitive returns on and of capital and work to meet our operational emissions-reduction targets. First, meeting global energy demand requires a focus on delivering production that will best compete in any energy demand scenario. This production will be delivered from resources with a competitive cost of supply and low operational GHG intensity, as well as portfolio diversity by market and asset type. Next, our focus is on delivering superior returns through the cycles based on our foundational principles of balance sheet strength, peer-leading distributions and disciplined investments. Finally,

to drive accountability for the emissions that are within our ownership, we are progressing toward our Scope 1 and Scope 2 emissions intensity targets.

Key elements of the Climate-related Risk Strategy include:

- Strategic flexibility and portfolio composition
 - Building a resilient asset portfolio with a focus on low cost of supply and low operational GHG intensity to meet global energy demand.
 - Committing to capital discipline through use of a fully burdened cost of supply, including cost of carbon, as the basis for capital allocation.
 - Testing our portfolio against future energy demand scenarios through a comprehensive scenario planning process that helps us assess the resilience of our corporate strategy to climate risk.
- Scope 1 and 2 GHG emissions targets and reductions
 - Setting targets for emissions over which we have ownership and control.
 - Reducing emissions through the marginal abatement cost curve process.
- LNG and technology
 - Building an attractive LNG portfolio as an important component of responsibly meeting global energy demand due to LNG's opportunity to displace higher-emissions fuels such as coal for electricity generation.
 - Evaluating potential investments in emerging alternative energy sources and low-carbon technologies.
- External engagement
 - Supporting a well-designed, economy-wide price on carbon and development of other policy and legislation to address end-use emissions.
 - Working with our suppliers and commercial partners to understand our emissions along the value chain.

Our Climate-related Risk Strategy does not include a Scope 3 emissions target. We recognize that end-use emissions must be reduced to meet global climate objectives. However, it is our view that supply-side constraints through Scope 3 targets for North American and European upstream oil and gas producers would be counterproductive to climate goals. In the absence of policy measures that address global demand, Scope 3 targets would shift production to other global operators, potentially eroding energy security and increasing emissions. This is why we have consistently supported a well-designed, economy wide price on carbon as well as the development of other policies or legislation that could address end-use emissions. We have also supported policy interests beyond carbon pricing to include energy efficiency, end-use emissions policy and regulatory action, such as support for the direct federal regulation of methane.

In support of addressing our Scope 1 and 2 emissions, we have made recent progress in several key areas.

- Completed our 2025 scope 1 and 2 emissions reduction projects within the allotted capital and cost budget. These projects will support our GHG emissions intensity reduction target of 50-60 percent by 2030 from a 2016 baseline for both gross operated and net equity emissions.
- Achieved the Gold Standard Reporting for emissions reporting in the Oil and Gas Methane Partnership 2.0 Initiative for the second consecutive year.
- Achieved our target of zero routine flaring by the end of 2025 for heritage ConocoPhillips assets by taking all economically viable steps to eliminate routine flaring in accordance with the World Bank Zero Routine Flaring Initiative.
- Introduced a new commitment to maintain flaring intensity of less than 0.75 percent of gas produced at operated assets, to be implemented in 2026.

See Item 1A. Risk Factors—Our ability to successfully execute on our plans to reduce our operational GHG emissions intensity is subject to a number of risks and uncertainties, and such reductions may be costly and challenging to achieve.

New Accounting Standards

For discussion of new accounting standards, *see Note 23*.

Critical Accounting Estimates

The preparation of financial statements in conformity with GAAP requires management to select appropriate accounting policies and to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets, liabilities, revenues and expenses. *See Note 1* for descriptions of our significant accounting policies. Certain of these accounting policies involve judgments and uncertainties to such an extent there is a reasonable likelihood materially different amounts would have been reported under different conditions, or if different assumptions had been used. These critical accounting estimates are discussed with the Audit and Finance Committee of the Board of Directors at least annually. We believe the following discussions of critical accounting estimates address all important accounting areas where the nature of accounting estimates or assumptions is material due to the levels of subjectivity and judgment necessary to account for highly uncertain matters or the susceptibility of such matters to change.

Oil and Gas Accounting

Accounting for oil and gas activity is subject to special accounting rules unique to the oil and gas industry. The acquisition of G&G seismic information, prior to the discovery of proved reserves, is expensed as incurred, similar to accounting for research and development costs. However, leasehold acquisition costs and exploratory well costs are capitalized on the balance sheet pending determination of whether proved oil and gas reserves have been recognized.

Property Acquisition Costs

For individually significant leaseholds, management periodically assesses for impairment based on exploration and drilling efforts to date. For insignificant individual leasehold acquisition costs, management exercises judgment and determines a percentage probability that the prospect ultimately will fail to find proved oil and gas reserves, including estimates of future expirations, and pools that leasehold information with others in similar geographic areas. For prospects in areas with limited, or no, previous exploratory drilling, the percentage probability of ultimate failure is normally judged to be quite high. This judgmental percentage is multiplied by the leasehold acquisition cost, and that product is divided by the contractual period of the leasehold to determine a periodic leasehold impairment charge that is reported in exploration expense. This judgmental probability percentage is reassessed and adjusted throughout the contractual period of the leasehold based on favorable or unfavorable exploratory activity on the leasehold or on adjacent leaseholds, and leasehold impairment amortization expense is adjusted prospectively.

At year-end 2025, we held \$10.0 billion of net capitalized unproved property costs. These capitalized costs consist primarily of individually significant and pooled leaseholds, mineral rights held in perpetuity by title ownership, exploratory wells currently being drilled, suspended exploratory wells and capitalized interest. Of this amount, approximately \$8.7 billion is concentrated in the Lower 48 Basins, primarily the Delaware, Eagle Ford and Bakken Basins, where we have an ongoing significant and active development program. Outside of the Lower 48 Basins, the remaining \$1.3 billion is primarily concentrated in Canada. Management periodically assesses our unproved property for impairment based on the results of exploration and drilling efforts and the outlook for commercialization.

Exploratory Costs

For exploratory wells, drilling costs are temporarily capitalized, or “suspended,” on the balance sheet, pending a determination of whether potentially economic oil and gas reserves have been discovered by the drilling effort to justify development. If exploratory wells encounter potentially economic quantities of oil and gas, the well costs remain capitalized on the balance sheet as long as sufficient progress assessing the reserves and the economic and operating viability of the project is being made. The accounting notion of “sufficient progress” is a judgmental area, but the accounting rules do prohibit continued capitalization of suspended well costs on the expectation future market conditions will improve or new technologies will be found that would make the development economically profitable. Often, the ability to move into the development phase and record proved reserves is dependent on obtaining permits and government or coventurer approvals, the timing of which is ultimately beyond our control. Exploratory well costs remain suspended as long as we are actively pursuing such approvals and permits and believe they will be obtained. Once all required approvals and permits have been obtained, the projects are moved into the development phase, and the oil and gas reserves are designated as proved reserves.

At year-end 2025, total suspended well costs were \$243 million, compared with \$196 million at year-end 2024. For additional information on suspended wells, including an aging analysis, *see Note 5*.

Proved Reserves

Engineering estimates of the quantities of proved reserves are inherently imprecise and represent only approximate amounts because of the judgments involved in developing such information. Reserve estimates are based on geological and engineering assessments of in-place hydrocarbon volumes, the production plan, historical extraction recovery and processing yield factors, installed plant operating capacity and approved operating limits. The reliability of these estimates at any point in time depends on both the quality and quantity of the technical and economic data and the efficiency of extracting and processing the hydrocarbons.

Despite the inherent imprecision in these engineering estimates, accounting rules require disclosure of “proved” reserve estimates due to the importance of these estimates to better understand the perceived value and future cash flows of a company’s operations. There are several authoritative guidelines regarding the engineering criteria that must be met before estimated reserves can be designated as “proved.” Our geosciences and reservoir engineering organization has policies and procedures in place consistent with these authoritative guidelines. We have trained and experienced internal engineering personnel who estimate our proved reserves held by consolidated companies, as well as our share of equity affiliates. See *“Supplementary Data - Oil and Gas Operations”* for additional information.

Proved reserve estimates are adjusted annually in the fourth quarter and during the year if significant changes occur and take into account recent production and subsurface information about each field. Also, as required by current authoritative guidelines, the estimated future date when an asset will reach the end of its economic life is based on historical 12-month first-of-month average prices and current costs. This date estimates when production will end and affects the amount of estimated reserves. Therefore, as prices and cost levels change from year to year, the estimate of proved reserves also changes. Generally, our proved reserves decrease as prices decline and increase as prices rise.

Our proved reserves include estimated quantities related to PSCs, reported under the “economic interest” method, as well as variable-royalty regimes, and are subject to fluctuations in commodity prices, recoverable operating expenses and capital costs. If costs remain stable, reserve quantities attributable to recovery of costs will change inversely to changes in commodity prices. We would expect reserves from these contracts to decrease when product prices rise and increase when prices decline.

The estimation of proved reserves is also important to the income statement because the proved reserve estimate for a field serves as the denominator in the unit-of-production calculation of the DD&A of the capitalized costs for that asset. At year-end 2025, the net book value of productive PP&E subject to a unit-of-production calculation was approximately \$80 billion and the DD&A recorded on these assets in 2025 was approximately \$11.2 billion. The estimated proved developed reserves for our consolidated operations were 4.5 billion BOE at the end of 2024 and 4.2 billion BOE at the end of 2025. If the estimates of proved reserves used in the unit-of-production calculations had been lower by 10 percent across all calculations, before-tax DD&A in 2025 would have increased by an estimated \$1,250 million.

Business Combination—Valuation of Oil and Gas Properties

For business combinations, management applies the principles of acquisition accounting under FASB ASC Topic 805 – “Business Combinations” and allocates the purchase price to assets acquired and liabilities assumed, based on their estimated fair values as of the acquisition date. Estimating the fair values involves making various assumptions, of which the most significant assumptions relate to the fair values assigned to proved and unproved oil and gas properties. For significant business combinations, management generally utilizes a discounted cash flow approach, based on market participant assumptions, and considers engaging third party valuation experts in preparing fair value estimates.

Significant inputs incorporated within the valuation include future commodity price assumptions and production profiles of reserve estimates, future operating and development costs, inflation rates, and discount rates using a market-based weighted average cost of capital determined at the time of the acquisition. When estimating the fair value of unproved properties, additional risk-weighting adjustments are applied to probable and possible reserves.

The assumptions and inputs incorporated within the fair value estimates are subject to considerable management judgment and are based on industry, market and economic conditions prevalent at the time of the acquisition. Although we based these estimates on assumptions believed to be reasonable, these estimates are inherently unpredictable and uncertain and actual results could differ. If the initial accounting for the business combination is incomplete by the end of the reporting period in which the acquisition occurs, an estimate is recorded. Subsequent to the acquisition date, and not later than one year from the acquisition date, we record any material adjustments to the initial estimate based on new information obtained that would have existed as of the date of the acquisition. Any adjustment that arises from information obtained that did not exist as of the date of acquisition is recorded in the period the adjustment arises. See *Note 3*.

Impairments

Long-lived assets used in operations are assessed for impairment whenever changes in facts and circumstances indicate a possible significant deterioration in the future cash flows expected to be generated by an asset group. If there is an indication the carrying amount of an asset may not be recovered, a recoverability test is performed using management's assumptions for prices, volumes and future development plans. If the sum of the undiscounted cash flows before income-taxes is less than the carrying value of the asset group, the carrying value is written down to estimated fair value and reported as an impairment in the periods in which the determination is made. Individual assets are grouped for impairment purposes at the lowest level for which there are identifiable cash flows that are largely independent of the cash flows of other groups of assets—generally on a field-by-field basis for E&P assets. Because there usually is a lack of quoted market prices for long-lived assets, the fair value of impaired assets is typically determined based on the present values of expected future cash flows using discount rates and prices believed to be consistent with those used by principal market participants, or based on a multiple of operating cash flow validated with historical market transactions of similar assets where possible.

The expected future cash flows used for impairment reviews and related fair value calculations are based on estimated future production volumes, commodity prices, operating costs and capital decisions, considering all available evidence at the date of review. Differing assumptions could affect the timing and the amount of an impairment in any period.

Investments in nonconsolidated entities accounted for under the equity method are assessed for impairment whenever changes in the facts and circumstances indicate a loss in value has occurred. Such evidence of a loss in value might include our inability to recover the carrying amount, the lack of sustained earnings capacity which would justify the current investment amount, or a current fair value less than the investment's carrying amount. When such a condition is judgmentally determined to be other than temporary, an impairment charge is recognized for the difference between the investment's carrying value and its estimated fair value. When determining whether a decline in value is other than temporary, management considers factors such as the length of time and extent of the decline, the investee's financial condition and near-term prospects and our ability and intention to retain our investment for a period that will be sufficient to allow for any anticipated recovery in the market value of the investment. Since quoted market prices are usually not available, the fair value is typically based on the present value of expected future cash flows using discount rates and prices believed to be consistent with those used by principal market participants, plus market analysis of comparable assets owned by the investee, if appropriate. Differing assumptions could affect the timing and the amount of an impairment of an investment in any period.

Asset Retirement Obligations and Environmental Costs

Under various contracts, permits and regulations, we have material legal obligations to remove tangible equipment and restore the land or seabed at the end of operations at operational sites. Our largest asset removal obligations involve plugging and abandonment of wells, removal and disposal of offshore oil and gas platforms around the world, as well as oil and gas production facilities and pipelines in Alaska. Fair value is estimated using a present value approach, incorporating assumptions about estimated amounts and timing of settlements and impacts of the use of technologies. Estimating future asset removal costs requires significant judgment. Most of these removal obligations are many years, or decades, in the future and the contracts and regulations often have vague descriptions of what removal practices and criteria must be met when the removal event actually occurs. The carrying value of our asset retirement obligation estimate is sensitive to inputs such as asset removal technologies and costs, regulatory and other compliance considerations, expenditure timing, and other inputs into valuation of the obligation, including discount and inflation rates, which are all subject to change between the time of initial recognition of the liability and future settlement of our obligation.

Normally, changes in asset removal obligations are reflected in the income statement as increases or decreases to DD&A over the remaining life of the assets. However, for assets at or nearing the end of their operations, as well as previously sold assets for which we retained the asset removal obligation, an increase in the asset removal obligation can result in an immediate charge to earnings, because any increase in PP&E due to the increased obligation would immediately be subject to impairment, due to the low fair value of these properties.

In addition to asset removal obligations, under the above or similar contracts, permits and regulations, we have certain environmental-related projects. These are primarily related to remediation activities required by Canada and various states within the U.S. at exploration and production sites. Future environmental remediation costs are difficult to estimate because they are subject to change due to such factors as the uncertain magnitude of cleanup costs, the unknown time and extent of such remedial actions that may be required, and the determination of our liability in proportion to that of other responsible parties. *See Note 6.*

Projected Benefit Obligations

The actuarial determination of projected benefit obligations and company contribution requirements involves judgment about uncertain future events, including estimated retirement dates, salary levels at retirement, mortality rates, lump-sum election rates, rates of return on plan assets, future health care cost-trend rates and rates of utilization of health care services by retirees. Due to the specialized nature of these calculations, we engage outside actuarial firms to assist in the determination of these projected benefit obligations and company contribution requirements. Ultimately, we will be required to fund all vested benefits under pension and postretirement benefit plans not funded by plan assets or investment returns, but the judgmental assumptions used in the actuarial calculations significantly affect periodic financial statements and funding patterns over time. Projected benefit obligations are particularly sensitive to the discount rate assumption. A 100 basis-point decrease in the discount rate assumption would increase projected benefit obligations by \$500 million. Benefit expense is sensitive to the discount rate and return on plan assets assumptions. A 100 basis-point decrease in the discount rate assumption would increase annual benefit expense by \$50 million, while a 100 basis-point decrease in the return on plan assets assumption would increase annual benefit expense by \$50 million. In determining the discount rate, we use yields on high-quality fixed income investments matched to the estimated benefit cash flows of our plans. We are also exposed to the possibility that lump sum retirement benefits taken from pension plans during the year could exceed the total of service and interest components of annual pension expense and trigger accelerated recognition of a portion of unrecognized net actuarial losses and gains. These benefit payments are based on decisions by plan participants and are therefore difficult to predict. In the event there is a significant reduction in the expected years of future service of present employees or the elimination of the accrual of defined benefits for some or all of their future services for a significant number of employees, we could recognize a curtailment gain or loss. *See Note 14.*

Contingencies

A number of claims and lawsuits are made against the company arising in the ordinary course of business. Management exercises judgment related to accounting and disclosure of these claims which includes losses, damages and underpayments associated with environmental remediation, tax, contracts and other legal disputes. As we learn new facts concerning contingencies, we reassess our position both with respect to amounts recognized and disclosed considering changes to the probability of additional losses and potential exposure; however, actual losses can and do vary from estimates for a variety of reasons including legal, arbitration or other third-party decisions; settlement discussions; evaluation of scope of damages; interpretation of regulatory or contractual terms; expected timing of future actions; and proportion of liability shared with other responsible parties. Estimated future costs related to contingencies are subject to change as events evolve and as additional information becomes available during the administrative and litigation processes. For additional information on contingent liabilities, see the “Contingencies” section within “Capital Resources and Liquidity” and *Note 9.*

Income Taxes

We are subject to income taxation in numerous jurisdictions worldwide. We record deferred tax assets and liabilities to account for the expected future tax consequences of events that have been recognized in our financial statements and our tax returns. We routinely assess our deferred tax assets and reduce such assets by a valuation allowance if we deem it is more likely than not that some portion, or all, of the deferred tax assets will not be realized. In assessing the need for adjustments to existing valuation allowances, we consider all available positive and negative evidence. Positive evidence includes reversals of temporary differences, forecasts of future taxable income, assessment of future business assumptions and applicable tax planning strategies that are prudent and feasible. Negative evidence includes losses in recent years as well as the forecasts of future net income (loss) in the realizable period. In making our assessment regarding valuation allowances, we weigh the evidence based on objectivity. Numerous judgments and assumptions are inherent in the determination of future taxable income, including factors such as future operating conditions and the assessment of the effects of foreign taxes on our U.S. federal income taxes (particularly as related to prevailing oil and gas prices). *See Note 15.*

We regularly assess and, if required, establish accruals for uncertain tax positions that could result from assessments of additional tax by taxing jurisdictions in countries where we operate. We recognize a tax benefit from an uncertain tax position when it is more likely than not the position will be sustained upon examination, based on the technical merits of the position. These accruals for uncertain tax positions are subject to a significant amount of judgment and are reviewed and adjusted on a periodic basis in light of changing facts and circumstances considering the progress of ongoing tax audits, court proceedings, changes in applicable tax laws, including tax case rulings and legislative guidance, or expiration of the applicable statute of limitations. *See Note 15.*

Cautionary Statement for the Purposes of the “Safe Harbor” Provisions of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995

This report includes forward-looking statements within the meaning of Section 27A of the Securities Act of 1933 and Section 21E of the Securities Exchange Act of 1934. All statements other than statements of historical fact included or incorporated by reference in this report, including, without limitation, statements regarding our future financial position, business strategy, budgets, projected revenues, costs and plans, objectives of management for future operations, are forward-looking statements. Examples of forward-looking statements contained in this report include our expected production growth and outlook on the business environment generally, our expected capital budget and capital expenditures, and discussions concerning development or replacement of reserves and future dividends. You can often identify our forward-looking statements by the words “ambition,” “anticipate,” “believe,” “budget,” “continue,” “could,” “effort,” “estimate,” “expect,” “forecast,” “goal,” “guidance,” “intend,” “may,” “objective,” “outlook,” “plan,” “potential,” “predict,” “projection,” “seek,” “should,” “target,” “will,” “would” and similar expressions.

We based our forward-looking statements on our current expectations, estimates and projections about ourselves and the industries in which we operate in general. We caution you these statements are not guarantees of future performance as they involve assumptions that, while made in good faith, may prove to be incorrect or inaccurate, and involve risks and uncertainties we cannot predict. Accordingly, our actual outcomes and results may differ materially from what we have expressed or forecast in the forward-looking statements. Any differences could result from a variety of factors and uncertainties, including, but not limited to, the following:

- Effects of volatile commodity prices, including prolonged periods of low commodity prices, which may adversely impact our operating results and our ability to execute on our strategy and could result in recognition of impairment charges on our long-lived assets, leaseholds and nonconsolidated equity investments.
- Global and regional changes in the demand, supply, prices, differentials or other market conditions affecting oil and gas, including changes as a result of any ongoing military conflict and the global response to such conflict; geopolitical tensions; security threats on facilities and infrastructure; global health crises; the imposition or lifting of crude oil production quotas or other actions that might be imposed by OPEC and other producing countries; or the resulting company or third-party actions in response to such changes.
- The potential for insufficient liquidity or other factors, such as those described herein, that could impact our ability to repurchase shares and declare and pay dividends, whether fixed or variable.
- Potential failures or delays in achieving expected reserve or production levels from existing and future oil and gas developments, including due to operating hazards, drilling risks and the inherent uncertainties in predicting reserves and reservoir performance.
- Reductions in our reserve replacement rates, whether as a result of significant declines in commodity prices or otherwise.
- Unsuccessful exploratory drilling activities or the inability to obtain access to exploratory acreage.
- Failure to progress or complete announced and future development plans related to constructing, modifying or operating E&P and LNG facilities, or unexpected changes in costs, inflationary pressures or technical equipment related to such plans.
- Significant operational or investment changes imposed by legislative and regulatory initiatives and international agreements addressing environmental concerns, including initiatives addressing the impact of global climate change, such as limiting or reducing GHG emissions; regulations concerning hydraulic fracturing, methane emissions, flaring or water disposal; and prohibitions on commodity exports.
- Broader societal attention to and efforts to address climate change may cause substantial investment in and increased adoption of competing or alternative energy sources.
- Risks, uncertainties and high costs that may prevent us from successfully executing on our Climate-related Risk Strategy.
- Lack or inadequacy of, or disruptions in, reliable transportation for our crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs.
- Inability to timely obtain or maintain permits, including those necessary for construction, drilling and/or development, or inability to make capital expenditures required to maintain compliance with any necessary permits or applicable laws or regulations.
- Potential disruption or interruption of our operations and any resulting consequences due to accidents; extraordinary weather events; supply chain disruptions; civil unrest; political events; war; terrorism; cybersecurity threats or information technology failures, constraints or disruptions.

- Liability for remedial actions, including removal and reclamation obligations, under existing or future environmental regulations and litigation.
- Liability resulting from pending or future litigation or our failure to comply with applicable laws and regulations.
- General domestic and international economic, political and diplomatic developments, including deterioration of international trade relationships; the imposition of trade restrictions or tariffs relating to commodities and material or products (such as aluminum and steel) used in the operation of our business; expropriation of assets; changes in governmental policies relating to commodity pricing, including the imposition of price caps; sanctions; or other adverse regulations or taxation policies.
- Competition and consolidation in the oil and gas E&P industry, including competition for sources of supply, services, personnel and equipment.
- Any limitations on our access to capital or increase in our cost of capital or insurance, including as a result of illiquidity, changes or uncertainty in domestic or international financial markets, foreign currency exchange rate fluctuations or investment sentiment.
- Challenges or delays to our execution of, or successful implementation of any future asset dispositions or acquisitions we elect to pursue; potential disruption of our operations, including the diversion of management time and attention; our inability to realize anticipated cost savings or capital expenditure reductions; difficulties integrating acquired businesses and technologies; or other unanticipated changes.
- Our inability to deploy the net proceeds from any asset dispositions that are pending or that we elect to undertake in the future in the manner and timeframe we anticipate, if at all.
- The operation, financing and management of risks of our joint ventures.
- The ability of our customers and other contractual counterparties to satisfy their obligations to us, including our ability to collect payments when due from the government of Venezuela or PDVSA.
- Uncertainty as to the long-term value of our common stock.
- The factors generally described in *Part I—Item 1A* in this 2025 Annual Report on Form 10-K and any additional risks described in our other filings with the SEC.

Item 7A. Quantitative and Qualitative Disclosures about Market Risk

Financial Instrument Market Risk

We and certain of our subsidiaries hold and issue derivative contracts and financial instruments that expose our cash flows or earnings to changes in commodity prices, foreign currency exchange rates or interest rates. We may use financial and commodity-based derivative contracts to manage the risks produced by changes in the prices of natural gas, crude oil and related products; fluctuations in interest rates and foreign currency exchange rates; or to capture market opportunities.

Our use of derivative instruments is governed by an “Authority Limitations” document approved by our Board of Directors that prohibits the use of highly leveraged derivatives or derivative instruments without sufficient liquidity. The Authority Limitations document also establishes the Value at Risk (VaR) limits for the company, and compliance with these limits is monitored daily. The Commercial organization manages our commercial marketing, optimizes our commodity flows and positions, and monitors risks. The Chief Financial Officer and Executive Vice President, Strategy and Commercial, who reports to the Chief Executive Officer, monitors commodity price risk and risks resulting from foreign currency exchange rates and interest rates.

Commodity Price Risk

Our Commercial organization uses futures, forwards, swaps and options in various markets to accomplish the following objectives:

- Consistent with our policy to generally remain exposed to market prices, we use swap contracts to convert fixed-price sales contracts, which are often requested by natural gas consumers, to floating market prices.
- Enable us to use market knowledge to capture opportunities such as moving physical commodities to more profitable locations and storing commodities to capture seasonal or time premiums. We may use derivatives to optimize these activities.

We use a VaR model to estimate the loss in fair value that could potentially result on a single day from the effect of adverse changes in market conditions on the derivative financial instruments and derivative commodity contracts we hold or issue, including commodity purchases and sales contracts recorded on the balance sheet at December 31, 2025. Using Monte Carlo simulation, a 95 percent confidence level and a one-day holding period, the VaR for those instruments issued or held for trading purposes or held for purposes other than trading at December 31, 2025 and 2024, was immaterial to our consolidated cash flows and net income.

Interest Rate Risk

The following table provides information about our debt instruments that are sensitive to changes in U.S. interest rates. The table presents principal cash flows and related weighted-average interest rates by expected maturity dates. Weighted-average variable rates are based on effective rates at the reporting date. The carrying amount of our floating-rate debt approximates its fair value. A hypothetical 10 percent change in prevailing interest rates would not have a material impact on interest expense associated with our floating-rate debt. The fair value of the fixed-rate debt is measured using prices available from a pricing service that is corroborated by market data. Changes to prevailing interest rates would not impact our cash flows associated with fixed-rate debt, unless we elect to repurchase or retire such debt prior to maturity.

Expected Maturity Date	Millions of Dollars Except as Indicated			
	Debt			
	Fixed Rate Maturity	Average Interest Rate	Floating Rate Maturity	Average Interest Rate
Year-End 2025				
2026	\$ 704	3.40 %	\$ —	— %
2027	777	4.82	—	—
2028	664	3.78	—	—
2029	995	6.78	—	—
2030	1,601	5.17	—	—
Remaining years	18,323	5.24	283	2.40 %
Total	\$ 23,064		\$ 283	
Fair value	\$ 22,415		\$ 283	
Year-End 2024				
2025	\$ 735	3.87 %	\$ —	— %
2026	704	3.40	—	—
2027	778	4.82	—	—
2028	664	3.78	—	—
2029	997	6.78	—	—
Remaining years	19,924	5.23	283	2.97 %
Total	\$ 23,802		\$ 283	
Fair value	\$ 22,714		\$ 283	

Foreign Currency Exchange Risk

We have foreign currency exchange rate risk resulting from international operations. We do not comprehensively hedge the exposure to currency exchange rate changes although we may choose to selectively hedge certain foreign currency exchange rate exposures, such as firm commitments for capital projects or local currency tax payments, dividends and cash returns from net investments in foreign affiliates to be remitted within the coming year and acquisitions.

At December 31, 2025 and 2024, we had outstanding foreign currency exchange forward contracts hedging cross-border commercial activity and for purposes of mitigating our cash-related exposures. Although these forwards hedge exposures to fluctuations in exchange rates, we elected not to utilize hedge accounting. As a result, the change in the fair value of these foreign currency exchange derivatives is recorded directly in earnings. Since the gain or loss on the exchange contracts is offset by the gain or loss from remeasuring cash related balances, and since our aggregate position in the forwards was not material, there would be no material impact to our income from an adverse hypothetical 10 percent change in the December 2025 or December 2024 exchange rates.

The gross notional and fair value of these positions at December 31, 2025 and 2024, were immaterial.

Item 8. Financial Statements and Supplementary Data

ConocoPhillips

Index to Financial Statements

	<u>Page</u>
Reports of Management	67
Reports of Independent Registered Public Accounting Firm (PCAOB ID #42)	68
 Financial Statements	
Consolidated Income Statement for the years ended December 31, 2025, 2024 and 2023	71
Consolidated Statement of Comprehensive Income for the years ended December 31, 2025, 2024 and 2023	72
Consolidated Balance Sheet at December 31, 2025 and 2024	73
Consolidated Statement of Cash Flows for the years ended December 31, 2025, 2024 and 2023	74
Consolidated Statement of Changes in Equity for the years ended December 31, 2025, 2024 and 2023	75
 Notes to Consolidated Financial Statements	
Note 1—Accounting Policies	76
Note 2—Inventories	80
Note 3—Acquisitions and Dispositions	80
Note 4—Investments, Loans and Long-Term Receivables	84
Note 5—Suspended Wells and Exploration Expenses	86
Note 6—Asset Retirement Obligations and Accrued Environmental Costs	88
Note 7—Debt	89
Note 8—Guarantees	93
Note 9—Contingencies and Commitments	94
Note 10—Derivatives and Financial Instruments	96
Note 11—Fair Value Measurement	100
Note 12—Equity	102
Note 13—Non-Mineral Leases	103
Note 14—Employee Benefit Plans	106
Note 15—Income Taxes	118
Note 16—Accumulated Other Comprehensive Income (Loss)	122
Note 17—Cash Flow Information	122
Note 18—Sales and Other Operating Revenues	123
Note 19—Related Party Transactions	123
Note 20—Other Financial Information	124
Note 21—Earnings Per Share	125
Note 22—Segment Disclosures and Related Information	125
Note 23—New Accounting Standards	129
 Supplementary Information	
Oil and Gas Operations	130

Reports of Management

Management prepared, and is responsible for, the consolidated financial statements and the other information appearing in this annual report. The consolidated financial statements present fairly the company's financial position, results of operations and cash flows in conformity with accounting principles generally accepted in the United States. In preparing its consolidated financial statements, the company includes amounts that are based on estimates and judgments management believes are reasonable under the circumstances. The company's financial statements have been audited by Ernst & Young LLP, an independent registered public accounting firm appointed by the Audit and Finance Committee of the Board of Directors and ratified by stockholders. Management has made available to Ernst & Young LLP all of the company's financial records and related data, as well as the minutes of stockholders' and directors' meetings.

Assessment of Internal Control Over Financial Reporting

Management is also responsible for establishing and maintaining adequate internal control over financial reporting. ConocoPhillips' internal control system was designed to provide reasonable assurance to the company's management and directors regarding the preparation and fair presentation of published financial statements.

All internal control systems, no matter how well designed, have inherent limitations. Therefore, even those systems determined to be effective can provide only reasonable assurance with respect to financial statement preparation and presentation.

Management assessed the effectiveness of the company's internal control over financial reporting as of December 31, 2025. In making this assessment, it used the criteria set forth by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission in *Internal Control—Integrated Framework (2013)*. Based on our assessment, we believe the company's internal control over financial reporting was effective as of December 31, 2025.

Ernst & Young LLP has issued an audit report on the company's internal control over financial reporting as of December 31, 2025, and their report is included herein.

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance

Chairman and
Chief Executive Officer

/s/ Andrew M. O'Brien

Andrew M. O'Brien

Chief Financial Officer and
Executive Vice President,
Strategy & Commercial

Report of Independent Registered Public Accounting Firm

To the Stockholders and the Board of Directors of ConocoPhillips

Opinion on the Financial Statements

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of ConocoPhillips (the Company) as of December 31, 2025 and 2024, the related consolidated income statement, consolidated statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2025, and the related notes (collectively referred to as the “consolidated financial statements”). In our opinion, the consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Company at December 31, 2025 and 2024, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2025, in conformity with U.S. generally accepted accounting principles.

We also have audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) (PCAOB), the Company’s internal control over financial reporting as of December 31, 2025, based on criteria established in Internal Control—Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (2013 framework), and our report dated February 17, 2026 expressed an unqualified opinion thereon.

Basis for Opinion

These financial statements are the responsibility of the Company’s management. Our responsibility is to express an opinion on the Company’s financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

Critical Audit Matter

The critical audit matter communicated below is a matter arising from the current period audit of the financial statements that was communicated or required to be communicated to the Audit and Finance Committee and that: (1) relates to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective or complex judgments. The communication of the critical audit matter does not alter in any way our opinion on the consolidated financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matter below, providing a separate opinion on the critical audit matter or on the accounts or disclosures to which it relates.

Depreciation, depletion and amortization of proved oil and gas properties, plants and equipment associated with the Lower 48 segment

<i>Description of the Matter</i>	At December 31, 2025, the net book value of the Company's proved oil and gas properties, plants and equipment (PP&E) associated with the Lower 48 segment was \$47 billion, and depreciation, depletion and amortization (DD&A) expense associated with the Lower 48 segment was \$8.1 billion for the year then ended. As described in Note 1, under the successful efforts method of accounting, DD&A of PP&E on producing hydrocarbon properties and related assets are determined by the unit-of-production method. The unit-of-production method uses proved oil and gas reserves, as estimated by the Company's internal reservoir engineers. Proved oil and gas reserves estimates are based on geological and engineering assessments of in-place hydrocarbon volumes, the production plan, historical extraction recovery and processing yield factors. Significant judgment is required by the Company's internal reservoir engineers in evaluating the data used to estimate proved oil and gas reserves. Estimating proved oil and gas reserves also requires the selection of inputs, including historical production, oil and gas price assumptions and future operating costs assumptions, among others. Auditing the Lower 48 segment's DD&A calculation is complex because of the use of the work of the internal reservoir engineers and the evaluation of management's determination of certain inputs described above used by the internal reservoir engineers in estimating proved oil and gas reserves.
<i>How We Addressed the Matter in Our Audit</i>	We obtained an understanding, evaluated the design and tested the operating effectiveness of the Company's internal controls over its processes to calculate the Lower 48 segment DD&A, including management's controls over the completeness and accuracy of significant data provided to the internal reservoir engineers for use in estimating proved oil and gas reserves associated with the Lower 48 segment. Our audit procedures included, among others, evaluating the professional qualifications and objectivity of the Company's internal reservoir engineers primarily responsible for overseeing the preparation of the proved oil and gas reserves estimates associated with the Lower 48 segment. In addition, in assessing whether we can use the work of the internal reservoir engineers, we evaluated the completeness and accuracy of the significant data and inputs described above used by the internal reservoir engineers in estimating proved oil and gas reserves by agreeing them to source documentation and we identified and evaluated corroborative and contrary evidence. We also tested the accuracy of the DD&A calculation associated with the Lower 48 segment, including comparing the proved oil and gas reserves amounts used in the calculation to the Company's reserve report.

/s/ Ernst & Young LLP

We have served as the Company's auditor since 1949.

Houston, Texas
February 17, 2026

Report of Independent Registered Public Accounting Firm

To the Stockholders and the Board of Directors of ConocoPhillips

Opinion on Internal Control Over Financial Reporting

We have audited ConocoPhillips' internal control over financial reporting as of December 31, 2025, based on criteria established in Internal Control—Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (2013 framework) (the COSO criteria). In our opinion, ConocoPhillips (the Company) maintained, in all material respects, effective internal control over financial reporting as of December 31, 2025, based on the COSO criteria.

We also have audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) (PCAOB), the consolidated balance sheets of the Company as of December 31, 2025 and 2024, the related consolidated income statement, consolidated statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2025, and the related notes and our report dated February 17, 2026 expressed an unqualified opinion thereon.

Basis for Opinion

The Company's management is responsible for maintaining effective internal control over financial reporting and for its assessment of the effectiveness of internal control over financial reporting included under the heading "Assessment of Internal Control Over Financial Reporting" in the accompanying "Reports of Management." Our responsibility is to express an opinion on the Company's internal control over financial reporting based on our audit. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audit in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether effective internal control over financial reporting was maintained in all material respects.

Our audit included obtaining an understanding of internal control over financial reporting, assessing the risk that a material weakness exists, testing and evaluating the design and operating effectiveness of internal control based on the assessed risk, and performing such other procedures as we considered necessary in the circumstances. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

Definition and Limitations of Internal Control Over Financial Reporting

A company's internal control over financial reporting is a process designed to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with generally accepted accounting principles. A company's internal control over financial reporting includes those policies and procedures that (1) pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect the transactions and dispositions of the assets of the company; (2) provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles, and that receipts and expenditures of the company are being made only in accordance with authorizations of management and directors of the company; and (3) provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the company's assets that could have a material effect on the financial statements.

Because of its inherent limitations, internal control over financial reporting may not prevent or detect misstatements. Also, projections of any evaluation of effectiveness to future periods are subject to the risk that controls may become inadequate because of changes in conditions, or that the degree of compliance with the policies or procedures may deteriorate.

/s/ Ernst & Young LLP

Houston, Texas
February 17, 2026

Consolidated Income Statement

ConocoPhillips

Years Ended December 31	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Revenues and other income			
Sales and other operating revenues	\$ 58,944	54,745	56,141
Equity in earnings of affiliates	1,335	1,705	1,720
Gain (loss) on dispositions	731	51	228
Other income	538	452	485
Total revenues and other income	61,548	56,953	58,574
Costs and expenses			
Purchased commodities	22,325	20,012	21,975
Production and operating expenses	10,331	8,751	7,693
Selling, general and administrative expenses	893	1,158	705
Exploration expenses	407	355	398
Depreciation, depletion and amortization	11,500	9,599	8,270
Impairments	26	80	14
Taxes other than income taxes	2,146	2,087	2,074
Accretion on discounted liabilities	378	325	283
Interest and debt expense	855	783	780
Foreign currency transaction (gain) loss	11	(50)	92
Other expenses	20	181	2
Total costs and expenses	48,892	43,281	42,286
Income (loss) before income taxes	12,656	13,672	16,288
Income tax provision (benefit)	4,668	4,427	5,331
Net income (loss)	\$ 7,988	9,245	10,957
Net income (loss) per share of common stock (dollars)			
Basic	\$ 6.36	7.82	9.08
Diluted	6.35	7.81	9.06
Weighted-average common shares outstanding (in thousands)			
Basic	1,252,042	1,178,920	1,202,757
Diluted	1,253,446	1,180,871	1,205,675

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Statement of Comprehensive Income**ConocoPhillips**

Years Ended December 31	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Net income (loss)	\$ 7,988	9,245	10,957
Other comprehensive income (loss), net of tax:			
Defined benefit plans	55	3	55
Unrealized holding gain (loss) on securities	5	1	13
Foreign currency translation adjustments	502	(760)	197
Unrealized gain (loss) on hedging activities	—	(44)	62
Other comprehensive income (loss), net of tax	562	(800)	327
Comprehensive income (loss)	\$ 8,550	8,445	11,284

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Balance Sheet		ConocoPhillips	
At December 31	Millions of Dollars		
		2025	2024
Assets			
Cash and cash equivalents	\$	6,497	5,607
Short-term investments		484	507
Accounts and notes receivable (net of allowance of \$4 and \$7, respectively)		5,813	6,695
Inventories		1,873	1,809
Prepaid expenses and other current assets		865	1,029
Total current assets		15,532	15,647
Investments and long-term receivables		10,185	9,869
Net properties, plants and equipment (net of accumulated DD&A of \$90,396 and \$81,072, respectively)		93,239	94,356
Other assets		2,983	2,908
Total assets	\$	121,939	122,780
Liabilities			
Accounts payable	\$	6,218	6,044
Short-term debt		1,020	1,035
Accrued income and other taxes		1,835	2,460
Employee benefit obligations		1,136	1,087
Other accruals		1,763	1,498
Total current liabilities		11,972	12,124
Long-term debt		22,424	23,289
Asset retirement obligations and accrued environmental costs		8,214	8,089
Deferred income taxes		12,237	11,426
Employee benefit obligations		969	1,022
Other liabilities and deferred credits		1,636	2,034
Total liabilities		57,452	57,984
Equity			
Common stock (2,500,000,000 shares authorized at \$0.01 par value) Issued (2025—2,253,518,282 shares; 2024—2,250,672,734 shares)			
Par value		23	23
Capital in excess of par		77,728	77,529
Treasury stock (at cost: 2025—1,028,350,186 shares; 2024—974,806,010 shares)		(76,217)	(71,152)
Accumulated other comprehensive income (loss)		(5,911)	(6,473)
Retained earnings		68,864	64,869
Total equity		64,487	64,796
Total liabilities and equity	\$	121,939	122,780

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Statement of Cash Flows

ConocoPhillips

Years Ended December 31	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Cash flows from operating activities			
Net income (loss)	\$ 7,988	9,245	10,957
Adjustments to reconcile net income (loss) to net cash provided by operating activities			
Depreciation, depletion and amortization	11,500	9,599	8,270
Impairments	26	80	14
Dry hole costs and leasehold impairments	181	46	162
Accretion on discounted liabilities	378	325	283
Deferred taxes	549	367	1,145
Distributions more (less) than income from equity affiliates	200	564	964
(Gain) loss on dispositions	(731)	(51)	(228)
Other	(219)	130	(220)
Working capital adjustments			
Decrease (increase) in accounts and notes receivable	803	(262)	1,333
Decrease (increase) in inventories	(116)	(68)	(103)
Decrease (increase) in prepaid expenses and other current assets	(24)	79	337
Increase (decrease) in accounts payable	(212)	(543)	(1,118)
Increase (decrease) in taxes and other accruals	(527)	613	(1,831)
Net cash provided by operating activities	19,796	20,124	19,965
Cash flows from investing activities			
Capital expenditures and investments	(12,553)	(12,118)	(11,248)
Working capital changes associated with investing activities	546	302	30
Acquisition of businesses, net of cash acquired	—	(24)	(2,724)
Proceeds from asset dispositions	3,248	261	632
Net sales (purchases) of investments	(55)	415	1,373
Other	(22)	14	(63)
Net cash used in investing activities	(8,836)	(11,150)	(12,000)
Cash flows from financing activities			
Issuance of debt	—	5,591	3,787
Repayment of debt	(913)	(4,981)	(1,379)
Issuance of company common stock	(100)	(78)	(52)
Repurchase of company common stock	(5,018)	(5,463)	(5,400)
Dividends paid	(3,995)	(3,646)	(5,583)
Other	(76)	(258)	(34)
Net cash used in financing activities	(10,102)	(8,835)	(8,661)
Effect of exchange rate changes on cash, cash equivalents and restricted cash	153	(133)	(99)
Net change in cash, cash equivalents and restricted cash	1,011	6	(795)
Cash, cash equivalents and restricted cash at beginning of period	5,905	5,899	6,694
Cash, cash equivalents and restricted cash at end of period	\$ 6,916	5,905	5,899

Restricted cash of \$65 million is included in the "Prepaid expenses and other current assets" line of our Consolidated Balance Sheet as of December 31, 2025.

Restricted cash of \$354 million and \$298 million is included in the "Other assets" line of our Consolidated Balance Sheet at December 31, 2025, and December 31, 2024, respectively.

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Statement of Changes in Equity

ConocoPhillips

	Millions of Dollars					
	Common Stock			Accum. Other Comprehensive Income (Loss)	Retained Earnings	Total
	Par Value	Capital in Excess of Par	Treasury Stock			
Balances at December 31, 2022	\$ 21	61,142	(60,189)	(6,000)	53,029	48,003
Net income (loss)					10,957	10,957
Other comprehensive income (loss)				327		327
Dividends declared						
Ordinary (\$2.11 per share of common stock)					(2,550)	(2,550)
Variable return of cash (\$1.80 per share of common stock)					(2,170)	(2,170)
Repurchase of company common stock			(5,400)			(5,400)
Excise tax on share repurchases			(50)			(50)
Distributed under benefit plans		161				161
Other			(1)		2	1
Balances at December 31, 2023	\$ 21	61,303	(65,640)	(5,673)	59,268	49,279
Net income (loss)					9,245	9,245
Other comprehensive income (loss)				(800)		(800)
Dividends declared						
Ordinary (\$2.52 per share of common stock)					(2,942)	(2,942)
Variable return of cash (\$0.60 per share of common stock)					(704)	(704)
Acquisition of Marathon Oil	2	16,037				16,039
Repurchase of company common stock			(5,463)			(5,463)
Excise tax on share repurchases			(50)			(50)
Distributed under benefit plans		189				189
Other			1		2	3
Balances at December 31, 2024	\$ 23	77,529	(71,152)	(6,473)	64,869	64,796
Net income (loss)					7,988	7,988
Other comprehensive income (loss)				562		562
Dividends declared						
Ordinary (\$3.18 per share of common stock)					(3,995)	(3,995)
Repurchase of company common stock			(5,018)			(5,018)
Excise tax on share repurchases			(47)			(47)
Distributed under benefit plans		199				199
Other			—		2	2
Balances at December 31, 2025	\$ 23	77,728	(76,217)	(5,911)	68,864	64,487

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Notes to Consolidated Financial Statements

Note 1—Accounting Policies

- **Consolidation Principles and Investments**—Our consolidated financial statements include the accounts of majority-owned, controlled subsidiaries and, if applicable, variable interest entities where we are the primary beneficiary. The equity method is used to account for investments in affiliates in which we have the ability to exert significant influence over the affiliates' operating and financial policies. When we do not have the ability to exert significant influence, the investment is measured at fair value except when the investment does not have a readily determinable fair value. For those exceptions, it will be measured at cost minus impairment, plus or minus observable price changes in orderly transactions for an identical or similar investment of the same issuer. Undivided interests in oil and gas joint ventures, pipelines, natural gas plants and terminals are consolidated on a proportionate basis. We manage our operations through five operating segments, defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; and Asia Pacific. *See Note 22.*
- **Foreign Currency Translation**—Adjustments resulting from the process of translating foreign functional currency financial statements into U.S. dollars are included in accumulated other comprehensive income (loss) in common stockholders' equity. Foreign currency transaction gains and losses are included in current earnings. Some of our foreign operations use their local currency as the functional currency.
- **Use of Estimates**—The preparation of financial statements in conformity with U.S. GAAP requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets, liabilities, revenues and expenses and the disclosures of contingent assets and liabilities. Actual results could differ from these estimates.
- **Revenue Recognition**—Revenues associated with the sales of crude oil, bitumen, natural gas, NGLs, LNG and other items are recognized at the point in time when the customer obtains control of the asset. In evaluating when a customer has control of the asset, we primarily consider whether the transfer of legal title and physical delivery has occurred, whether the customer has significant risks and rewards of ownership and whether the customer has accepted delivery and a right to payment exists. These products are typically sold at prevailing market prices. We allocate variable market-based consideration to deliveries (performance obligations) in the current period as that consideration relates specifically to our efforts to transfer control of current period deliveries to the customer and represents the amount we expect to be entitled to in exchange for the related products. Payment is typically due within 30 days or less.

Transactions commonly called buy/sell contracts, in which the purchase and sale of inventory with the same counterparty are entered into "in contemplation" of one another, are combined and reported net (i.e., on the same income statement line).

- **Shipping and Handling Costs**—We typically incur shipping and handling costs prior to control transferring to the customer and account for these activities as fulfillment costs. Accordingly, we include shipping and handling costs in production and operating expenses for production activities. Transportation costs related to marketing activities are recorded in purchased commodities. Freight costs billed to customers are treated as a component of the transaction price and recorded as a component of revenue when the customer obtains control.
- **Cash Equivalents**—Cash equivalents are highly liquid, short-term investments that are readily convertible to known amounts of cash and have original maturities of 90 days or less from their date of purchase. They are carried at cost plus accrued interest, which approximates fair value.
- **Short-Term Investments**—Short-term investments include investments in bank time deposits and marketable securities (commercial paper and government obligations) which are carried at cost plus accrued interest and have original maturities of greater than 90 days but within one year or when the remaining maturities are within one year. We also invest in financial instruments classified as available for sale debt securities which are carried at fair value. Those instruments are included in short-term investments when they have remaining maturities of one year or less, as of the balance sheet date.
- **Long-Term Investments in Debt Securities**—Long-term investments in debt securities includes financial instruments classified as available for sale debt securities with remaining maturities greater than one year as of the balance sheet date. They are carried at fair value and presented within the "Investments and long-term receivables" line of our consolidated balance sheet.

- **Inventories**—We have several valuation methods for our various types of inventories and consistently use the following methods for each type of inventory. The majority of our commodity-related inventories are recorded at cost using the LIFO basis. We measure these inventories at the lower-of-cost-or-market in the aggregate. Any necessary lower-of-cost-or-market write-downs at year end are recorded as permanent adjustments to the LIFO cost basis. LIFO is used to better match current inventory costs with current revenues. Costs include both direct and indirect expenditures incurred in bringing an item or product to its existing condition and location, but not unusual/nonrecurring costs or research and development costs. Materials, supplies and other miscellaneous inventories, such as tubular goods and well equipment, are valued using various methods, including the weighted-average-cost method and the FIFO method, consistent with industry practice.
- **Fair Value Measurements**—Assets and liabilities measured at fair value and required to be categorized within the fair value hierarchy are categorized into one of three different levels depending on the observability of the inputs employed in the measurement. Level 1 inputs are quoted prices in active markets for identical assets or liabilities. Level 2 inputs are observable inputs other than quoted prices included within Level 1 for the asset or liability, either directly or indirectly through market-corroborated inputs. Level 3 inputs are unobservable inputs for the asset or liability reflecting significant modifications to observable related market data or our assumptions about pricing by market participants.
- **Derivative Instruments**—Derivative instruments are recorded on the balance sheet at fair value. If the right of offset exists and certain other criteria are met, derivative assets and liabilities with the same counterparty are netted on the balance sheet and the collateral payable or receivable is netted against derivative assets and derivative liabilities, respectively.

Recognition and classification of the gain or loss that results from recording and adjusting a derivative to fair value depends on the purpose for issuing or holding the derivative. Gains and losses from derivatives not accounted for as hedges are recognized immediately in earnings. We do not apply hedge accounting to our commodity derivative instruments.

- **Oil and Gas Exploration and Development**—Oil and gas exploration and development costs are accounted for using the successful efforts method of accounting.

Property Acquisition Costs—Oil and gas leasehold acquisition costs are capitalized and included in the balance sheet caption PP&E. Leasehold impairment is recognized based on exploratory experience and management's judgment. Upon achievement of all conditions necessary for reserves to be classified as proved, the associated leasehold costs are reclassified to proved properties.

Exploratory Costs—Geological and geophysical costs and the costs of carrying and retaining undeveloped properties are expensed as incurred. Exploratory well costs are capitalized, or "suspended," on the balance sheet pending further evaluation of whether economically recoverable reserves have been found. If economically recoverable reserves are not found, exploratory well costs are expensed as dry holes. If exploratory wells encounter potentially economic quantities of oil and gas, the well costs remain capitalized on the balance sheet as long as sufficient progress assessing the reserves and the economic and operating viability of the project is being made. For complex exploratory discoveries, it is not unusual to have exploratory wells remain suspended on the balance sheet for several years while we perform additional appraisal drilling and seismic work on the potential oil and gas field or while we seek government or coventurer approval of development plans or seek environmental permitting. Once all required approvals and permits have been obtained, the projects are moved into the development phase, and the oil and gas resources are designated as proved reserves.

Management reviews suspended well balances quarterly, continuously monitors the results of the additional appraisal drilling and seismic work, and expenses the suspended well costs as dry holes when it judges the potential field does not warrant further investment in the near term. *See Note 5.*

Development Costs—Costs incurred to drill and equip development wells, including unsuccessful development wells, are capitalized.

Depletion and Amortization—Leasehold costs of producing properties are depleted using the unit-of-production method based on estimated proved developed and proved undeveloped oil and gas reserves. Amortization of development costs is based on the unit-of-production method using estimated proved developed oil and gas reserves.

- **Capitalized Interest**—Interest from external borrowings is capitalized on major projects with an expected construction period of one year or longer. Capitalized interest is added to the cost of the underlying asset and is amortized over the useful lives of the assets in the same manner as the underlying assets.
- **Depreciation and Amortization**—Depreciation and amortization of PP&E on producing hydrocarbon properties and SAGD facilities are determined by the unit-of-production method. Depreciation and amortization of all other PP&E are determined by either the individual-unit-straight-line method or the group-straight-line method (for those individual units that are highly integrated with other units).
- **Impairment of Properties, Plants and Equipment**—Long-lived assets used in operations are assessed for impairment whenever changes in facts and circumstances indicate a possible significant deterioration in the future cash flows expected to be generated by an asset group. If there is an indication the carrying amount of an asset may not be recovered, a recoverability test is performed using management's assumptions for prices, volumes and future development plans. If the sum of the undiscounted cash flows before income-taxes is less than the carrying value of the asset group, the carrying value is written down to estimated fair value and reported as an impairment in the period in which the determination is made. Individual assets are grouped for impairment purposes at the lowest level for which there are identifiable cash flows that are largely independent of the cash flows of other groups of assets—generally on a field-by-field basis for E&P assets. Because there usually is a lack of quoted market prices for long-lived assets, the fair value of impaired assets is typically determined based on the present values of expected future cash flows using discount rates and prices believed to be consistent with those used by principal market participants, or based on a multiple of operating cash flow validated with historical market transactions of similar assets where possible.

The expected future cash flows used for impairment reviews and related fair value calculations are based on estimated future production volumes, commodity prices, operating costs and capital decisions, considering all available evidence at the date of review. The impairment review includes cash flows from proved developed and undeveloped reserves, including any development expenditures necessary to achieve that production. Additionally, when probable and possible reserves exist, an appropriate risk-adjusted amount of these reserves may be included in the impairment calculation.

Long-lived assets committed by management for disposal within one year are accounted for at the lower of amortized cost or fair value, less cost to sell, with fair value determined using a binding negotiated price, if available, or present value of expected future cash flows as previously described.

- **Maintenance and Repairs**—Costs of maintenance and repairs, which are not significant improvements, are expensed when incurred.
- **Property Dispositions**—When complete units of depreciable property are sold, the asset cost and related accumulated depreciation are eliminated, with any gain or loss reflected in the "Gain (loss) on dispositions" line of our consolidated income statement. When partial units of depreciable property are sold or retired which do not significantly alter the DD&A rate, the asset cost and accumulated depreciation are eliminated such that no gain or loss is recorded.
- **Asset Retirement Obligations and Environmental Costs**—The fair value of legal obligations to retire and remove long-lived assets are recorded in the period in which the obligation is incurred (typically when the asset is installed at the production location). Fair value is estimated using a present value approach, incorporating assumptions about estimated amounts and timing of settlements and impacts of the use of technologies. *See Note 6.*

Environmental expenditures are expensed or capitalized, depending upon their future economic benefit. Expenditures relating to an existing condition caused by past operations, and those having no future economic benefit, are expensed. Liabilities for environmental expenditures are recorded on an undiscounted basis (unless acquired through a business combination, which we record on a discounted basis) when environmental assessments or cleanups are probable and the costs can be reasonably estimated. Recoveries of environmental remediation costs from other parties are recorded as assets when their receipt is probable and estimable.

- **Impairment of Investments in Nonconsolidated Entities**—Investments in nonconsolidated entities are assessed for impairment whenever changes in the facts and circumstances indicate a loss in value has occurred. When such a condition is judgmentally determined to be other than temporary, the carrying value of the investment is written down to fair value. The fair value of the impaired investment is based on quoted market prices, if available, or upon the present value of expected future cash flows using discount rates and prices believed to be consistent with those used by principal market participants, plus market analysis of comparable assets owned by the investee, if appropriate.
- **Guarantees**—The fair value of a guarantee is determined and recorded as a liability at the time the guarantee is given. The initial liability is subsequently reduced as we are released from exposure under the guarantee. We amortize the guarantee liability over the relevant time period, if one exists, based on the facts and circumstances surrounding each type of guarantee. In cases where the guarantee term is indefinite, we reverse the liability when we have information indicating the liability is essentially relieved or amortize it over an appropriate time period as the fair value of our guarantee exposure declines over time. We amortize the guarantee liability to the related income statement line item based on the nature of the guarantee. When it becomes probable that we will have to perform on a guarantee, we accrue a separate liability if it is reasonably estimable, based on the facts and circumstances at that time. We reverse the fair value liability only when there is no further exposure under the guarantee.
- **Share-Based Compensation**—We recognize share-based compensation expense over the shorter of the service period (i.e., the stated period of time required to earn the award) or the period beginning at the start of the service period and ending when an employee first becomes eligible for retirement. We have elected to recognize expense on a straight-line basis over the service period for the entire award, whether the award was granted with ratable or cliff vesting.
- **Income Taxes**—Deferred income taxes are computed using the liability method and are provided on all temporary differences between the financial reporting basis and the tax basis of our assets and liabilities, except for deferred taxes on income and temporary differences related to the cumulative translation adjustment considered to be permanently reinvested in certain foreign subsidiaries and foreign corporate joint ventures. Allowable tax credits are applied currently as reductions of the provision for income taxes. Interest related to unrecognized tax benefits is reflected in interest and debt expense, and penalties related to unrecognized tax benefits are reflected in production and operating expenses.
- **Taxes Collected from Customers and Remitted to Governmental Authorities**—Sales and value-added taxes are recorded net.
- **Net Income (Loss) Per Share of Common Stock**—Basic net income (loss) per share is calculated using the two-class method. Under the two-class method, all earnings (distributed and undistributed) are allocated to common stock (including fully vested stock and unit awards that have not yet been issued as common stock) and participating securities. ConocoPhillips grants Restricted Stock Units (RSUs) under its share-based compensation programs, the majority of which entitle recipients to receive non-forfeitable dividends during the vesting period on a basis equivalent to dividends paid to holders of the company's common stock. *See Note 14.* These unvested RSUs meet the definition of participating securities based on their respective rights to receive non-forfeitable dividends and are treated as a separate class of securities in computing basic EPS. Participating securities are not included as incremental shares in computing diluted EPS. Diluted EPS includes the potential impact of contingently issuable shares, including awards which require future service as a condition of delivery of the underlying common stock. Diluted EPS is calculated under both the two-class and treasury stock methods, and the more dilutive amount is reported. Diluted net loss per share does not assume conversion or exercise of securities that would have an antidilutive effect. Treasury stock is excluded from the daily weighted-average number of common shares outstanding in both calculations. *See Note 21.*

Note 2—Inventories

Inventories at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Crude oil and products	\$ 1,000	907
Materials and supplies	873	902
Total inventories	\$ 1,873	1,809
Inventories valued on the LIFO basis	\$ 609	578

The estimated excess of current replacement cost over LIFO cost of inventories was approximately \$65 million and \$113 million at December 31, 2025 and 2024, respectively.

Note 3—Acquisitions and Dispositions

All gains or losses on asset dispositions are reported before-tax and are included net in the “Gain (loss) on dispositions” line on our consolidated income statement. Cash proceeds and payments are included in the “Cash flows from investing activities” section of our consolidated statement of cash flows except for cash payments associated with a contingent consideration arrangement that are included in the “Cash flows from financing activities” section.

2025

Assets Sold

In the second quarter of 2025, we sold our interests in the Ursa and Europa fields and Ursa Oil Pipeline Company LLC for net proceeds of \$699 million. We recognized a \$274 million before-tax and \$266 million after-tax gain for this transaction, inclusive of the reduction of our valuation allowance recognized in the first quarter of 2025. At the time of disposition, these assets, in our Lower 48 segment, had a net carrying value of \$444 million, comprised of \$536 million of assets, primarily \$522 million of PP&E, and \$92 million of liabilities, primarily related to noncurrent AROs. For tax-related impacts of this disposition, *see Note 15*.

In the fourth quarter of 2025, we sold Lower 48 assets in the Anadarko basin for net proceeds of \$1.2 billion, after customary closing adjustments. At the time of the disposition, these assets had a net carrying value of approximately \$1.2 billion, comprised primarily of PP&E.

Additionally, during 2025, we sold our interests in other noncore assets in the Lower 48 segment for \$1.1 billion and recognized a \$404 million before-tax and \$310 million after-tax net gain. Our interests in the disposed assets had an aggregate net carrying value of \$719 million, comprised of \$770 million of assets, primarily related to \$645 million of PP&E and \$51 million of liabilities related to noncurrent AROs.

2024

Acquisition of Marathon Oil Corporation (Marathon Oil)

In November 2024, we completed our acquisition of Marathon Oil, an independent oil and gas exploration and production company with operations across the Lower 48 and in Equatorial Guinea. At close, the transaction was valued at \$16.5 billion, which primarily represented 0.255 shares of ConocoPhillips common stock exchanged for each outstanding share of Marathon Oil common stock.

Total fair value	Millions of Dollars
Value of ConocoPhillips common stock issued*	15,972
Cash transferred at close**	451
Value attributable to Marathon Oil share-based awards	67
Other liabilities incurred***	17
Total fair value	\$ 16,507

*Represents the fair value of approximately 143 million shares of ConocoPhillips common stock issued to Marathon Oil stockholders. The fair value is based on the number of eligible shares of Marathon Oil common stock at a 0.255 exchange ratio and ConocoPhillips' average stock price on November 22, 2024, which was \$111.93.

**Cash transferred at close primarily represents funds contributed to Marathon Oil for repayment of Marathon Oil's estimated commercial paper liabilities as of the closing date.

***Liabilities incurred are related to cash settled share-based awards and payment of cash in lieu of fractional Marathon Oil shares outstanding. These liabilities were settled prior to the end of 2024.

The transaction was accounted for as a business combination under FASB Topic ASC 805 using the acquisition method, which requires assets acquired and liabilities assumed to be measured at their acquisition date fair values. In the fourth quarter of 2025, we finalized the allocation of the purchase price to specific assets and liabilities. It was based on the fair value of the final consideration and the conclusion of the fair value determination of long-lived assets and all other assets acquired and liabilities assumed.

Oil and gas properties were valued using a discounted cash flow approach incorporating market participant and internally generated price assumptions; production profiles; and operating and development cost assumptions. Debt assumed in the acquisition was valued based on observable market prices. The fair values of accounts receivable, accounts payable, and most other current assets and current liabilities were determined to be equivalent to the carrying value due to their short-term nature. The acquisition, valued at \$16.5 billion, was allocated to the identifiable assets and liabilities based on their estimated fair values as of the acquisition date of November 22, 2024.

Assets acquired	Millions of Dollars
Cash and cash equivalents	\$ 385
Accounts receivable, net	976
Inventories	302
Investments and long-term receivables	562
Net properties, plants and equipment	24,215
Other assets	215
Total assets acquired	\$ 26,655
Liabilities assumed	
Accounts payable	\$ 1,183
Accrued income and other taxes	201
Employee benefit obligations	187
Long-term debt	4,719
Asset retirement obligations	781
Deferred income taxes	2,471
Other liabilities	606
Total liabilities assumed	\$ 10,148
Net assets acquired	\$ 16,507

With the completion of the transaction, we acquired proved properties of approximately \$13.2 billion, with \$12.1 billion in Lower 48 and \$1.1 billion in Equatorial Guinea, and unproved properties of \$10.8 billion in Lower 48.

We have recognized approximately \$587 million of transaction-related costs, the majority of which were expensed in the fourth quarter of 2024. These non-recurring costs related primarily to employee severance and related benefits, fees paid to advisors and the settlement of share-based awards for certain Marathon Oil employees based on the terms of the Merger Agreement. These transaction-related costs included \$334 million of employee severance expense. *See Note 14.*

For the year ended December 31, 2024, "Total revenues and other income" and "Net income (loss)" associated with the acquired assets were \$677 million and income of \$66 million, respectively.

Alaska Acquisition

In the fourth quarter of 2024, after exercising our preferential rights, we completed an acquisition that increased our working interest by approximately 5 percent in the Kuparuk River Unit and approximately 0.4 percent in the Prudhoe Bay Unit from Chevron U.S.A. Inc. and Union Oil Company of California for \$296 million, before customary adjustments. The transaction was accounted for as an asset acquisition, with the consideration allocated primarily to PP&E.

2023

Surmont Acquisition

In October 2023, we completed our acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont, an asset in our Canada segment, from TotalEnergies EP Canada Ltd. Following the acquisition, we own 100 percent working interest in Surmont. The final consideration for the all-cash transaction was \$3.0 billion (CAD \$4.1 billion) after customary adjustments:

	Millions of Dollars
Fair value of consideration	
Cash paid	\$ 2,635
Contingent consideration	320
Total consideration	\$ 2,955

For information related to the contingent consideration arrangement, *see Note 11*.

The transaction was accounted for as a business combination under FASB Topic ASC 805 using the acquisition method, which requires assets acquired and liabilities assumed to be measured at their acquisition date fair values. By the end of the first quarter of 2024, we finalized the allocation of the purchase price to specific assets and liabilities. It was based on the fair value of the final consideration and the conclusion of the fair value determination of long-lived assets and all other assets acquired and liabilities assumed.

Oil and gas properties were valued using a discounted cash flow approach incorporating market participant and internally generated price assumptions, production profiles and operating and development cost assumptions. The fair values of other assets acquired and liabilities assumed, which included accounts receivable, accounts payable, and most other current assets and current liabilities, were determined to be equivalent to the carrying value due to their short-term nature. The total consideration of \$3.0 billion was allocated to the identifiable assets and liabilities based on their fair values as of the acquisition date of October 4, 2023.

Recognized amounts of identifiable assets acquired and liabilities assumed	Millions of Dollars
Oil and gas properties	3,082
Asset retirement obligations	(112)
Other	(15)
Total identifiable net assets	\$ 2,955

With the completion of the transaction, we acquired proved and unproved properties of approximately \$2.9 billion and \$0.2 billion, respectively.

In anticipation of the acquisition, we entered into, and settled, various foreign exchange forward contracts to purchase CAD. For the year ended December 31, 2023, we recognized a loss of \$112 million in the "Foreign currency transaction (gain) loss" line on our consolidated income statement associated with these forward contracts. The related cash flows are included within "Cash flows from investing activities" on our consolidated statement of cash flows.

From the acquisition date through December 31, 2023, "Total revenues and other income" and "Net income (loss)" associated with the acquired assets were \$572 million and \$119 million, respectively.

Supplemental Pro Forma (unaudited)

The following tables summarize the unaudited supplemental pro forma financial information combining the consolidated income statement of ConocoPhillips with assets acquired as shown for the year ended December 31, 2024 and 2023, as if we had completed the acquisition of Marathon Oil on January 1, 2023 and the remaining working interest in Surmont on January 1, 2022, respectively.

	Millions of Dollars		
	Year Ended December 31, 2024		
	As reported	Pro forma Marathon Oil	Pro forma Combined
Total revenues and other income	\$ 56,953	6,168	63,121
Net income (loss)	9,245	1,312	10,557
Earnings per share:			
Basic net income (loss)	\$ 7.82		8.06
Diluted net income (loss)	7.81		8.05

	Millions of Dollars			
	Year Ended December 31, 2023			
	As reported	Pro forma Surmont	Pro forma Marathon Oil	Pro forma Combined
Total revenues and other income	\$ 58,574	2,561	6,705	67,840
Net income (loss)	10,957	501	1,657	13,115
Earnings per share:				
Basic net income (loss)	\$ 9.08			9.72
Diluted net income (loss)	9.06			9.70

The unaudited supplemental pro forma financial information is presented for illustration purposes only and is not necessarily indicative of the operating results that would have occurred had the Surmont and Marathon Oil transactions been completed on January 1, 2022, and January 1, 2023, respectively, nor is it necessarily indicative of future operating results of the combined entity. The pro forma results do not include cost savings anticipated as a result of the transaction. The pro forma results include adjustments which relate primarily to DD&A, which is based on the unit-of-production method, resulting from the purchase price allocated to oil and gas properties as well as adjustments for the timing of transaction costs and tax impacts. We believe the estimates and assumptions are reasonable, and the relative effects of the transaction are properly reflected.

QatarEnergy LNG NFS(3) (NFS3)

During 2022, we were awarded a 25 percent interest in NFS3, a new joint venture with QatarEnergy, to participate in the North Field South (NFS) LNG project in Qatar. Formation of NFS3 closed during 2023. NFS3 has a 25 percent interest in the NFS project and is reported as an equity method investment in our Europe, Middle East and North Africa segment. *See Note 4.*

Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (PALNG)

During 2023, we acquired a 30 percent interest in PALNG, a joint venture for the development of a large-scale LNG facility for the first phase of the Port Arthur LNG project ("Phase 1"). Sempra PALNG Holdings, LLC owns the remaining 70 percent interest in the joint venture. PALNG is reported as an equity method investment in our Corporate and Other segment. *See Note 4.*

Note 4—Investments, Loans and Long-Term Receivables

Components of investments and long-term receivables at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Equity investments	\$ 8,833	8,611
Long-term receivables	110	113
Long-term investments in debt securities	1,148	1,055
Other investments	94	90
Total	\$ 10,185	9,869

Equity Investments

Affiliated companies in which we had a significant equity investment at December 31, 2025, included:

- APLNG—47.5 percent owned joint venture with Origin Energy (27.5 percent) and Sinopec (25 percent)—to produce CBM from the Bowen and Surat basins in Queensland, Australia, as well as process and export LNG.
- PALNG—30 percent owned joint venture with Sempra PALNG Holdings, LLC for the development of a large-scale LNG facility for the first phase of the Port Arthur LNG project ("Phase 1"). *See Note 3.*
- QatarEnergy LNG N(3) (N3)—30 percent owned joint venture with affiliates of QatarEnergy (68.5 percent) and Mitsui & Co., Ltd. (1.5 percent)—produces and liquefies natural gas from Qatar's North Field, as well as exports LNG.
- QatarEnergy LNG NFE(4) (NFE4)—25 percent owned joint venture with affiliates of QatarEnergy (70 percent) and China National Petroleum Corporation (5 percent)—participant in the North Field East LNG project.
- NFS3—25 percent owned joint venture with an affiliate of QatarEnergy (75 percent)—participant in the North Field South LNG project. *See Note 3.*

Summarized 100 percent earnings information for equity method investments in affiliated companies, combined, was as follows:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Revenues	\$ 13,607	15,286	15,314
Income (loss) before income taxes	5,022	6,446	6,301
Net income (loss)	3,441	4,389	4,214

Summarized 100 percent balance sheet information for equity method investments in affiliated companies, combined, was as follows:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Current assets	\$ 5,793	4,608
Noncurrent assets	43,935	41,417
Current liabilities	3,521	3,829
Noncurrent liabilities	18,815	16,947

Our share of income taxes incurred directly by an equity method investee is reported in equity in earnings of affiliates, and as such is not included in income taxes on our consolidated financial statements.

At December 31, 2025, retained earnings included \$112 million related to the undistributed earnings of affiliated companies. Dividends received from affiliates were \$1,531 million, \$2,283 million and \$2,684 million in 2025, 2024 and 2023, respectively.

APLNG

APLNG is a joint venture focused on producing CBM from the Bowen and Surat basins in Queensland, Australia. Natural gas is sold to domestic customers and LNG is processed and exported to Asia Pacific markets. Our investment in APLNG gives us access to CBM resources in Australia and enhances our LNG position. The majority of APLNG LNG is sold under two long-term sales and purchase agreements, supplemented with sales of additional LNG cargoes targeting the Asia Pacific markets. Origin Energy, an integrated Australian energy company, is the operator of APLNG's production and pipeline system, while we operate the LNG facility.

In 2012, APLNG executed an \$8.5 billion project finance facility that became non-recourse following financial completion in 2017. The facility is currently composed of a financing agreement with the Export-Import Bank of the United States, a commercial bank facility and two United States Private Placement note facilities. APLNG principal and interest payments commenced in March 2017 and are scheduled to occur bi-annually until September 2030. At December 31, 2025, a balance of \$3.4 billion was outstanding on the facilities. *See Note 8.*

At December 31, 2025, the carrying value of our equity method investment in APLNG was approximately \$4.9 billion.

PALNG

PALNG is a joint venture for the development of a large-scale LNG facility. At December 31, 2025, the carrying value of our equity method investment in PALNG was approximately \$1.6 billion. *See Note 3.*

Investments in Qatar**N3**

N3 is a 30 percent owned joint venture in an integrated large-scale LNG project. We have terminal and pipeline use agreements with Golden Pass LNG Terminal and affiliated Golden Pass Pipeline near Sabine Pass, Texas, intended to provide us with terminal and pipeline capacity for the receipt, storage and regasification of LNG purchased from N3. Currently, the LNG from N3 is being sold to markets outside of the U.S.

NFE4

NFE4 is a joint venture participating in the NFE LNG project. NFE4 has a 12.5 percent interest in the NFE project.

We have concluded NFE4 is a VIE as it currently requires advances from the joint venture participants to fund the project. We are not the primary beneficiary of the VIE because we do not have the power to direct the activities that most significantly impact economic performance of NFE4, which involve activities related to the production and commercialization of natural gas, as well as LNG processing and export marketing. As a result, we do not consolidate NFE4, and it is accounted for under the equity method. As of December 31, 2025, the carrying value of our equity is included in the total carrying value of our equity method investments in Qatar. This equity together with the guarantee is the only financial support that we have provided NFE4. *See Note 8.*

NFS3

NFS3 is a joint venture participating in the NFS LNG project. NFS3 has a 25 percent interest in the NFS project. *See Note 3.*

At December 31, 2025, the carrying value of our equity method investments in Qatar was approximately \$1.7 billion.

Loans

As part of our normal ongoing business operations and consistent with industry practice, we enter into numerous agreements with other parties to pursue business opportunities. Included in such activity are loans to certain affiliated and non-affiliated companies.

At December 31, 2025, there were no outstanding loans to affiliated companies.

Note 5—Suspended Wells and Exploration Expenses

The following table reflects the net changes in suspended exploratory well costs during 2025, 2024 and 2023:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Beginning balance	\$ 196	184	527
Additions pending the determination of proved reserves	113	32	—
Reclassifications to proved properties	—	(2)	(285)
Sales of suspended wells	(30)	—	—
Charged to dry hole expense	(36)	(18)	(58)
Ending balance	\$ 243	196	184

The following table provides an aging of suspended well balances at December 31:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Exploratory well costs capitalized for a period of one year or less	\$ 110	33	—
Exploratory well costs capitalized for a period greater than one year	133	163	184
Ending balance	\$ 243	196	184
Number of projects with exploratory well costs capitalized for a period greater than one year	13	13	14

The following table provides a further aging of those exploratory well costs that have been capitalized for more than one year since the completion of drilling as of December 31, 2025:

	Millions of Dollars			
	Total	Suspended Since		
		2021-2024	2018-2020	2017 and Prior
PL891—Norway ⁽¹⁾	31	—	31	—
West Willow—Alaska ⁽²⁾	30	—	30	—
Narwhal Trend—Alaska ⁽¹⁾	25	—	25	—
Montney—Canada ⁽²⁾	15	7	8	—
Other of \$10 million or less each ⁽¹⁾⁽²⁾	32	4	—	28
Total	\$ 133	11	94	28

(1) Appraisal drilling complete; costs being incurred to assess development.

(2) Additional appraisal wells planned.

Exploration Expenses

The charges discussed below are included in the “Exploration expenses” line on our consolidated income statement.

2025

We divested certain Lower 48 offshore interests in partner-operated assets, which included \$30 million of suspended wells costs.

We recognized dry hole expenses of \$80 million in our Asia Pacific segment, which included \$36 million related to certain previously suspended wells that were capitalized for a period greater than one year.

2024

In our Europe, Middle East and North Africa segment, we recorded approximately \$40 million before-tax as dry hole expenses, which included \$22 million for two partner-operated exploration wells in the Alvheim area in the Norwegian sector of the North Sea, and \$18 million for the Busta suspended discovery well on license PL782S in the North Sea.

2023

In our Europe, Middle East and North Africa segment, after further evaluation we recognized a before-tax expense of \$37 million for dry hole costs associated with the suspended Warka discovery well, drilled in 2020, on license PL1009 in the Norwegian Sea.

In our Alaska segment, we recorded a before-tax expense of approximately \$31 million for dry hole costs associated with the Bear-1 exploration well.

Note 6—Asset Retirement Obligations and Accrued Environmental Costs

Asset retirement obligations and accrued environmental costs at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Asset retirement obligations	\$ 8,364	8,215
Accrued environmental costs	220	206
Total asset retirement obligations and accrued environmental costs	8,584	8,421
Asset retirement obligations and accrued environmental costs due within one year*	(370)	(332)
Long-term asset retirement obligations and accrued environmental costs	\$ 8,214	8,089

*Classified as a current liability on the balance sheet under "Other accruals."

Asset Retirement Obligations

We record the fair value of a liability for an ARO when it is incurred (typically when the asset is installed at the production location). When the liability is initially recorded, we capitalize the associated asset retirement cost by increasing the carrying amount of the related PP&E. Over time, the liability increases for the change in its present value, while the capitalized cost depreciates over the useful life of the related asset. If in subsequent periods, our estimate of this liability changes, we will record an adjustment to both the liability and PP&E. Changes to estimated liabilities for assets that are no longer producing are recorded as impairment.

We have numerous AROs we are required to perform under law or contract once an asset is permanently taken out of service. Most of these obligations are not expected to be paid until several years, or decades, in the future and will be funded from general company resources at the time of removal. Our largest individual obligations involve plugging and abandonment of wells and removal and disposal of offshore oil and gas platforms around the world, as well as oil and gas production facilities and pipelines in Alaska.

During 2025 and 2024, our overall ARO changed as follows:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Balance at January 1	\$ 8,215	7,227
Accretion of discount	366	319
New obligations, including acquisitions	162	926
Changes in estimates of existing obligations	(150)	140
Spending on existing obligations	(259)	(182)
Property dispositions	(186)	(6)
Foreign currency translation	216	(209)
Balance at December 31	\$ 8,364	8,215

Accrued Environmental Costs

Total accrued environmental costs at December 31, 2025 and 2024, were \$220 million and \$206 million, respectively.

We had accrued environmental costs of \$142 million and \$139 million at December 31, 2025 and 2024, respectively, related to remediation activities in the U.S. and Canada. We had also accrued in Corporate and Other \$68 million and \$56 million of environmental costs associated with sites no longer in operation at December 31, 2025 and 2024, respectively. In addition, December 31, 2025 and 2024, included a \$10 million and \$11 million accrual, respectively, where the company has been named a potentially responsible party under the CERCLA, or similar state laws. Accrued environmental liabilities are expected to be paid over periods extending up to 30 years.

Expected expenditures for environmental obligations acquired in various business combinations are discounted using a weighted-average 5 percent discount factor, resulting in an accrued balance for acquired environmental liabilities of \$119 million at December 31, 2025. The total expected future undiscounted payments related to the portion of the accrued environmental costs that have been discounted are \$133 million.

Note 7—Debt

Long-term debt at December 31 was:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
2.4% Notes due 2025	—	366
8.2% Debentures due 2025	—	134
3.35% Notes due 2025	—	199
6.875% Debentures due 2026	67	67
7.8% Debentures due 2027	120	120
4.4% Notes due 2027	422	424
3.75% Notes due 2027	196	196
4.3% Notes due 2028	223	223
7.375% Debentures due 2029	66	66
7.0% Debentures due 2029	95	95
5.3% Notes due 2029	84	86
6.95% Notes due 2029	705	705
4.7% Notes due 2030	1,350	1,350
8.125% Notes due 2030	207	207
2.4% Notes due 2031	227	227
7.2% Notes due 2031	447	447
7.25% Notes due 2031	268	268
7.4% Notes due 2031	232	232
4.85% Notes due 2032	650	650
6.8% Notes due 2032	180	180
5.9% Notes due 2032	505	505
5.05% Notes due 2033	1,000	1,000
5.7% Notes due 2034	103	103
4.15% Notes due 2034	246	246
5.0% Notes due 2035	1,250	1,250
5.95% Notes due 2036	326	326
5.951% Notes serially maturing 2022 through 2037	541	573
6.6% Notes due 2037	335	335
5.9% Notes due 2038	350	350
6.5% Notes due 2039	1,588	1,588
3.758% Notes due 2042	785	785
4.3% Notes due 2044	750	750
5.2% Notes due 2045	186	186
5.95% Notes due 2046	329	329
7.9% Debentures due 2047	60	60
4.875% Notes due 2047	319	319
4.85% Notes due 2048	219	219
3.8% Notes due 2052	1,100	1,100
5.3% Notes due 2053	1,100	1,100
5.55% Notes due 2054	1,000	1,000
5.5% Notes due 2055	1,300	1,300
4.025% Notes due 2062	1,770	1,770
5.7% Notes due 2063	700	700
5.65% Notes due 2065	650	650
Marine Terminal Revenue Refunding Bonds due 2031 at 1.23% – 5.05% during 2025 and 1.78% – 4.80% during 2024	265	265

Industrial Development Bonds due 2035 at 1.23% – 5.05% during 2025 and 1.78% – 4.22% during 2024	18	18
St. John the Baptist Parish, State of Louisiana—Revenue Refunding Bonds due 2037 ¹ : \$200 at 2.20%, \$200 at 2.375%, \$200 at 4.05%, \$400 at 3.30% ¹	1,000	1,000
Other	13	16
Debt at face value	23,347	24,085
Finance leases	801	940
Net unamortized premiums, discounts and debt issuance costs	(704)	(701)
Total debt	23,444	24,324
Short-term debt	(1,020)	(1,035)
Long-term debt	\$ 22,424	23,289

¹Future mandatory purchase dates for these bonds: July 1, 2026 for the 2.20% bonds of \$200 million, 2.375% bonds of \$200 million, 4.05% bonds of \$200 million and July 3, 2028 for the 3.30% bonds of \$400 million. Subsequent to the mandatory purchase dates, we will also have the right to remarket these bonds any time up to the 2037 maturity date.

The principal amounts of long-term debt, excluding finance lease obligations, maturing in 2026 through 2030 are: \$713 million, of which \$600 million are municipal bonds we intend to remarket, \$786 million, \$670 million, \$992 million and \$1,599 million, respectively.

2025

In 2025, the company retired \$0.7 billion principal amount of debt at maturity, consisting of \$0.2 billion of our 3.35% Notes, \$0.4 billion of our 2.4% Notes and \$0.1 billion of our 8.2% Debentures.

2024

In the fourth quarter of 2024, we acquired Marathon Oil and assumed its outstanding debt upon close. Shortly thereafter, we launched and completed concurrent debt transactions consisting of: tender offers to repurchase certain existing Marathon Oil and ConocoPhillips debt for cash (with priority for Marathon Oil debt assumed), an obligor exchange offer to retire certain Marathon Oil debt in exchange for new ConocoPhillips debt, new debt issuances to fund the repurchase tender offers and the remarketing of available municipal bonds. *See Note 3.*

Marathon Oil Debt Assumed at Fair Value

As part of the acquisition, we assumed Marathon Oil's publicly traded debt, with an outstanding principal balance of \$4.6 billion, which was recorded at fair value of \$4.7 billion. *See Note 3.*

- 4.4% Notes due 2027 with principal amount of \$1,000 million
- 5.3% Notes due 2029 with principal amount of \$600 million
- 6.8% Notes due 2032 with principal amount of \$550 million
- 5.7% Notes due 2034 with principal amount of \$600 million
- 6.6% Notes due 2037 with principal amount of \$750 million
- 5.2% Notes due 2045 with principal amount of \$500 million
- St. John the Baptist Parish, State of Louisiana—Revenue Refunding Bonds due 2037 with future mandatory purchase dates of July 1, 2026:
 - 2.20% Bonds with principal amount of \$200 million
 - 2.375% Bonds with principal amount of \$200 million
 - 4.05% Bonds with principal amount of \$200 million

Repurchase Offers

In December 2024, we completed tender offers through which we repurchased a total of \$3,768 million in aggregate principal amount of debt as listed below. We paid premiums above face value of \$283 million to repurchase these debt instruments.

Marathon Oil Debt Repurchased:

- 4.4% Notes due 2027 partial repurchase of \$576 million
- 5.3% Notes due 2029 partial repurchase of \$514 million
- 6.8% Notes due 2032 partial repurchase of \$370 million
- 5.7% Notes due 2034 partial repurchase of \$497 million
- 6.6% Notes due 2037 partial repurchase of \$415 million
- 5.2% Notes due 2045 partial repurchase of \$314 million

ConocoPhillips Debt Repurchased:

- 7.8% Debentures due 2027 with principal amount of \$203 million (partial repurchase of \$83 million)
- 7.0% Debentures due 2029 with principal amount of \$112 million (partial repurchase of \$17 million)
- 7.375% Debentures due 2029 with principal amount of \$92 million (partial repurchase of \$26 million)
- 6.95% Notes due 2029 with principal amount of \$1,195 million (partial repurchase of \$490 million)
- 8.125% Notes due 2030 with principal amount of \$390 million (partial repurchase of \$183 million)
- 7.4% Notes due 2031 with principal amount of \$382 million (partial repurchase of \$151 million)
- 7.25% Notes due 2031 with principal amount of \$400 million (partial repurchase of \$132 million)

Exchange Offer

Concurrently in December 2024, we completed a debt exchange offer through which \$863 million in aggregate principal of existing Marathon Oil notes were tendered and accepted in exchange for \$862 million of new ConocoPhillips notes. The debt exchange offers were treated as debt modifications for accounting purposes resulting in a portion of the unamortized debt discount and premiums of the existing notes being allocated to the new notes on the settlement dates of the exchange offers. No premiums were paid to bondholders in this exchange offer.

The notes tendered and accepted in the exchange offers were:

- 4.4% Notes due 2027 partial exchange of \$228 million
- 5.3% Notes due 2029 partial exchange of \$59 million
- 6.8% Notes due 2032 partial exchange of \$102 million
- 5.7% Notes due 2034 partial exchange of \$63 million
- 6.6% Notes due 2037 partial exchange of \$259 million
- 5.2% Notes due 2045 partial exchange of \$151 million

New Debt Issuance

In December 2024, we issued new debt of \$5.2 billion through our universal shelf registration statement and prospectus supplement consisting of the following new notes and used the proceeds to repurchase existing debt as discussed:

- 4.7% Notes due 2030 with principal of \$1,350 million
- 4.85% Notes due 2032 with principal of \$650 million
- 5.0% Notes due 2035 with principal of \$1,250 million
- 5.5% Notes due 2055 with principal of \$1,300 million
- 5.65% Notes due 2065 with principal of \$650 million

Municipal Bonds Reoffering and Issuance

We completed a \$400 million remarketing of sub-series 2017C bonds that are part of the \$1 billion St. John the Baptist Parish, State of Louisiana—Revenue Refunding Bonds Series 2017. The bonds are subject to an interest rate of 3.30% and a mandatory purchase date of July 3, 2028.

As a result of the concurrent debt transactions as described above, we recognized a net loss on debt extinguishments of \$173 million which is included in the "Other expenses" line on our consolidated income statement.

Other Debt Activity

Apart from the concurrent debt transactions discussed above, in November 2024, the company retired \$265 million principal amount of our 3.35% Notes at maturity and in March 2024, the company retired \$461 million principal amount of our 2.125% Notes at maturity.

Revolving Credit Facility and Credit Rating Information

In February 2025, we refinanced our revolving credit facility maintaining a total aggregate principal amount of \$5.5 billion and extended the expiration to February 2030. Our revolving credit facility may be used for direct bank borrowings, the issuance of letters of credit totaling up to \$500 million, or as support for our commercial paper program. The revolving credit facility is broadly syndicated among financial institutions and does not contain any material adverse change provisions or any covenants requiring maintenance of specified financial ratios or credit ratings. The facility agreement contains a cross-default provision relating to the failure to pay principal or interest on other debt obligations of \$200 million or more by ConocoPhillips or any of its consolidated subsidiaries. The amount of the facility is not subject to redetermination prior to its expiration date.

Credit facility borrowings may bear interest at a margin above the Secured Overnight Financing Rate (SOFR). The facility agreement calls for commitment fees on available, but unused, amounts. The facility agreement also contains early termination rights if our current directors or their approved successors cease to be a majority of the Board of Directors.

The revolving credit facility supports our ability to issue up to \$5.5 billion of commercial paper. Commercial paper is generally limited to maturities of 90 days and is included in short-term debt on our consolidated balance sheet. With no commercial paper outstanding and no direct borrowings or letters of credit, we had access to \$5.5 billion in available borrowing capacity under our revolving credit facility at December 31, 2025 and 2024.

For information on Finance Leases, *see Note 13*.

The current credit ratings on our long-term debt are:

- Fitch: "A" with a "stable" outlook
- S&P: "A-" with a "stable" outlook
- Moody's: "A2" with a "stable" outlook

We do not have any ratings triggers on any of our corporate debt that would cause an automatic default, and thereby impact our access to liquidity upon downgrade of our credit ratings. If our credit ratings are downgraded from their current levels, it could increase the cost of corporate debt available to us and restrict our access to the commercial paper markets. If our credit ratings were to deteriorate to a level prohibiting us from accessing the commercial paper market, we would still be able to access funds under our revolving credit facility.

At both December 31, 2025 and 2024, we had \$283 million of certain variable rate demand bonds (VRDBs) outstanding with maturities ranging through 2035. The VRDBs are redeemable at the option of the bondholders on any business day. If they are ever redeemed, we have the ability and intent to refinance on a long-term basis, therefore, the VRDBs are included in the "Long-term debt" line on our consolidated balance sheet.

Note 8—Guarantees

At December 31, 2025, we were liable for certain contingent obligations under various contractual arrangements as described below. We recognize a liability, at inception, for the fair value of our obligation as a guarantor for newly issued or modified guarantees. Unless the carrying amount of the liability is noted below, we have not recognized a liability because the fair value of the obligation is immaterial. In addition, unless otherwise stated, we are not currently performing with any significance under the guarantee and expect future performance to be either immaterial or have only a remote chance of occurrence.

APLNG Guarantees

At December 31, 2025, we had multiple outstanding guarantees in connection with our 47.5 percent ownership interest in APLNG. The following is a description of the guarantees with values calculated utilizing December 2025 exchange rates:

- During the third quarter of 2016, we issued a guarantee to facilitate the withdrawal of our pro-rata portion of the funds in a project finance reserve account. We estimate the remaining term of this guarantee to be five years. Our maximum exposure under this guarantee is approximately \$210 million and may become payable if an enforcement action is commenced by the project finance lenders against APLNG. At December 31, 2025, the carrying value of this guarantee was approximately \$14 million.
- In conjunction with our original purchase of an ownership interest in APLNG from Origin Energy Limited in October 2008, we agreed to reimburse Origin Energy Limited for our share of the existing contingent liability arising under guarantees of an existing obligation of APLNG to deliver natural gas under several sales agreements. The final guarantee expires in the fourth quarter of 2041. Our maximum potential liability for future payments, or cost of volume delivery, under these guarantees is estimated to be \$600 million (\$1.0 billion in the event of intentional or reckless breach) and would become payable if APLNG fails to meet its obligations under these agreements and the obligations cannot otherwise be mitigated. Future payments are considered unlikely, as the payments, or cost of volume delivery, would only be triggered if APLNG does not have enough natural gas to meet these sales commitments and if the co-venturers do not make necessary equity contributions into APLNG.
- We have guaranteed the performance of APLNG with regard to certain other contracts executed in connection with the project's continued development. The guarantees have remaining terms of 11 to 20 years or the life of the venture. Our maximum potential amount of future payments related to these guarantees is approximately \$520 million and would become payable if APLNG does not perform. At December 31, 2025, the carrying value of these guarantees was approximately \$35 million.

QatarEnergy LNG Limited Guarantees

We have guaranteed our portion of certain fiscal and other joint venture obligations as a shareholder in NFE4 and NFS3. These guarantees have an approximate 30-year term with no maximum limit. At December 31, 2025, the carrying value of these guarantees was approximately \$14 million.

Equatorial Guinea Guarantees

We have guaranteed payment obligations as a shareholder in both Equatorial Guinea LNG Operations, S.A., a fully owned subsidiary of Equatorial Guinea LNG Holdings Limited, and Alba Plant LLC with regard to certain agreements to process third-party gas. These guarantees have two years remaining, and the maximum potential future payments related to these guarantees is approximately \$116 million. At December 31, 2025, the carrying value of these guarantees was approximately \$4 million.

Other Guarantees

We have other guarantees with maximum future potential payment amounts totaling approximately \$580 million, which consist primarily of guarantees of the residual value of leased office buildings and guarantees of the residual value of corporate aircraft. These guarantees have remaining terms of one to five years and would become payable if certain asset values are lower than guaranteed amounts at the end of the lease or contract term, business conditions decline at guaranteed entities, or as a result of nonperformance of contractual terms by guaranteed parties. At December 31, 2025, there was no liability recognized for these guarantees.

Indemnifications

Over the years, we have entered into agreements to sell ownership interests in certain legal entities, joint ventures and assets that gave rise to qualifying indemnifications. These agreements include indemnifications for taxes and environmental liabilities. The carrying amount recorded for these indemnifications at December 31, 2025, was

approximately \$30 million. Those related to environmental issues have terms that are generally indefinite, and the maximum amounts of future payments are generally unlimited. Although it is reasonably possible future payments may exceed amounts recorded, due to the nature of the indemnifications, it is not possible to make a reasonable estimate of the maximum potential amount of future payments. *See Note 9* for additional information about environmental liabilities.

Note 9—Contingencies and Commitments

A number of lawsuits involving a variety of claims arising in the ordinary course of business have been filed against ConocoPhillips. We also may be required to remove or mitigate the effects on the environment of the placement, storage, disposal or release of certain chemical, mineral and petroleum substances at various active and inactive sites. We regularly assess the need for accounting recognition or disclosure of these contingencies. In the case of all known contingencies (other than those related to income taxes), we accrue a liability when the loss is probable and the amount is reasonably estimable. If a range of amounts can be reasonably estimated and no amount within the range is a better estimate than any other amount, then the low end of the range is accrued. We do not reduce these liabilities for potential insurance or third-party recoveries. We accrue receivables for insurance or other third-party recoveries when applicable. With respect to income tax-related contingencies, we use a cumulative probability-weighted loss accrual in cases where sustaining a tax position is less than certain. *See Note 15*, for additional information about income tax-related contingencies.

Based on currently available information, we believe it is remote that future costs related to known contingent liability exposures will exceed current accruals by an amount that would have a material adverse impact on our consolidated financial statements. As we learn new facts concerning contingencies, we reassess our position both with respect to accrued liabilities and other potential exposures. Estimates particularly sensitive to future changes include contingent liabilities recorded for environmental remediation, tax and legal matters. Estimated future environmental remediation costs are subject to change due to such factors as the uncertain magnitude of cleanup costs, the unknown time and extent of such remedial actions that may be required and the determination of our liability in proportion to that of other responsible parties. Estimated future costs related to tax and legal matters are subject to change as events evolve and as additional information becomes available during the administrative and litigation processes.

Environmental

We are subject to international, federal, state and local environmental laws and regulations and record accruals for environmental liabilities based on management's best estimates. These estimates are based on currently available facts, existing technology, and presently enacted laws and regulations, taking into account stakeholder and business considerations. When measuring environmental liabilities, we also consider our prior experience in remediation of contaminated sites, other companies' cleanup experience, and data released by the U.S. EPA or other organizations. We consider unasserted claims in our determination of environmental liabilities, and we accrue them in the period they are both probable and reasonably estimable.

Although liability of those potentially responsible for environmental remediation costs is generally joint and several for federal sites and frequently so for other sites, we are usually only one of many companies cited at a particular site. Due to the joint and several liabilities, we could be responsible for all cleanup costs related to any site at which we have been designated as a potentially responsible party. We have been successful to date in sharing cleanup costs with other financially sound companies. Many of the sites at which we are potentially responsible are still under investigation by the U.S. EPA or the agency concerned. Prior to actual cleanup, those potentially responsible normally assess the site conditions, apportion responsibility and determine the appropriate remediation. In some instances, we may have no liability or may attain a settlement of liability. Where it appears that other potentially responsible parties may be financially unable to bear their proportional share, we consider this inability in estimating our potential liability, and we adjust our accruals accordingly. As a result of various acquisitions in the past, we assumed certain environmental obligations. Some of these environmental obligations are mitigated by indemnifications made by others for our benefit, and some of the indemnifications are subject to dollar limits and time limits.

We are currently participating in environmental assessments and cleanups at numerous federal Superfund and other comparable state and international sites. After an assessment of environmental exposures for cleanup and other costs, we make accruals on an undiscounted basis (except those acquired in a purchase business combination, which we record on a discounted basis) for planned investigation and remediation activities for sites where it is probable future costs will be incurred and these costs can be reasonably estimated. We have not reduced these accruals for possible insurance recoveries. In the future, we may be involved in additional environmental assessments, cleanups and proceedings. *See Note 6* for a summary of our accrued environmental liabilities.

Litigation and Other Contingencies

We are subject to various lawsuits and claims including but not limited to matters involving oil and gas royalty and severance tax payments, gas measurement and valuation methods, contract disputes, environmental damages, climate change, personal injury and property damage. Our primary exposures for such matters relate to alleged royalty and tax underpayments on certain federal, state and privately owned properties, claims of alleged environmental contamination and damages from historic operations, and climate change. We will continue to defend ourselves vigorously in these matters.

Our legal organization applies its knowledge, experience and professional judgment to the specific characteristics of our cases, employing a litigation management process to manage and monitor the legal proceedings against us. Our process facilitates the early evaluation and quantification of potential exposures in individual cases. This process also enables us to track those cases that have been scheduled for trial and/or mediation. Based on professional judgment and experience in using these litigation management tools and available information about current developments in all our cases, our legal organization regularly assesses the adequacy of current accruals and determines if adjustment of existing accruals, or establishment of new accruals, is required.

We have contingent liabilities resulting from throughput agreements with pipeline and processing companies not associated with financing arrangements. Under these agreements, we may be required to provide any such company with additional funds through advances and penalties for fees related to throughput capacity not utilized. In addition, at December 31, 2025, we had performance obligations secured by letters of credit of \$331 million (issued as direct bank letters of credit) related to various purchase commitments for materials, supplies, commercial activities and services incident to the ordinary conduct of business.

In 2007, the government of Venezuela expropriated ConocoPhillips' interests in the Petrozuata and Hamaca heavy oil ventures, as well as the offshore Corocoro development project. In response, ConocoPhillips initiated international arbitration proceedings before the ICSID. In March 2019, an ICSID tribunal unanimously ordered the government of Venezuela to pay ConocoPhillips approximately \$8.7 billion (later reduced to \$8.5 billion) plus interest for the unlawful expropriation of the projects. On January 22, 2025, an ICSID annulment committee dismissed Venezuela's application to annul the tribunal's decision and upheld the \$8.5 billion award plus interest in full. Separate arbitrations before the ICC resulted in additional awards against Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) and three of its affiliates, including an award for approximately \$2 billion plus interest, for the Petrozuata and Hamaca projects, and a \$33 million award, for the Corocoro project, plus interest. Cumulatively, as of December 31, 2025, the company has received approximately \$794 million in connection with the first ICC award. Collection actions for all three awards are ongoing.

ConocoPhillips has ensured that all actions related to these arbitration awards meet all appropriate U.S. regulatory requirements, including those related to any applicable sanctions imposed by the U.S. against Venezuela.

Beginning in 2017, governmental entities and individuals in several states/territories in the U.S. have filed lawsuits against oil and gas companies, including ConocoPhillips, seeking compensatory damages and equitable relief to abate alleged climate change related impacts. Additional lawsuits with similar allegations are expected to be filed. The legal and factual issues are unprecedented, therefore, there is significant uncertainty about the scope of the claims and alleged damages and any potential impact on the company's financial condition. ConocoPhillips believes these lawsuits are factually and legally meritless and are an inappropriate vehicle to address the challenges associated with climate change and will vigorously defend against such lawsuits.

Several Louisiana parishes and the State of Louisiana have filed numerous lawsuits under Louisiana's State and Local Coastal Resources Management Act (SLCRMA) against oil and gas companies, including ConocoPhillips, seeking compensatory damages for contamination and erosion of the Louisiana coastline allegedly caused by historical oil and gas operations. ConocoPhillips entities are defendants in several of the lawsuits and will vigorously defend against them. Because Plaintiffs' SLCRMA theories are unprecedented, there is uncertainty about these claims (both as to scope and damages), and we continue to evaluate our exposure in these lawsuits while assessing options for early resolution.

In October 2020, the Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) ordered the prior owners of Outer Continental Shelf (OCS) Lease P-0166, including ConocoPhillips, to decommission the lease facilities, including two offshore platforms located near Carpinteria, California. This order was sent after the current owner of OCS Lease P-0166 relinquished the lease and abandoned the lease platforms and facilities. BSEE's order to ConocoPhillips is premised on its connection to Phillips Petroleum Company, a legacy company of ConocoPhillips, which held a historical 25 percent interest in this lease and operated these facilities but sold its interest approximately 30 years ago. ConocoPhillips continues to evaluate its exposure in this matter.

In July 2021, a federal securities class action was filed against Concho Resources Inc. (Concho), certain of Concho's officers, and ConocoPhillips as Concho's successor in the United States District Court for the Southern District of Texas. On October 21, 2021, the court issued an order appointing Utah Retirement Systems and the Construction Laborers Pension Trust for Southern California as lead plaintiffs (Lead Plaintiffs). On January 7, 2022, the Lead Plaintiffs filed their consolidated complaint alleging that Concho made materially false and misleading statements regarding its business and operations in violation of the federal securities laws and seeking unspecified damages, attorneys' fees, costs, equitable/injunctive relief and such other relief that may be deemed appropriate. The defendants filed a motion to dismiss the consolidated complaint on March 8, 2022. On June 23, 2023, the court denied defendants' motion as to most defendants including Concho/ConocoPhillips. On April 7, 2025, the court certified a class. We believe the allegations in the action are without merit and are vigorously defending this litigation.

ConocoPhillips is involved in a pending dispute with commercial counterparties relating to the propriety of its force majeure notices following Winter Storm Uri in 2021. We believe this claim is without merit and we are vigorously defending the dispute.

Long-Term Unconditional Purchase Obligations and Commitments, Including Throughput and Take-or-Pay Agreements

We have certain throughput agreements and take-or-pay agreements in support of financing arrangements. The agreements are primarily related to LNG offtake purchase commitments. The fixed and determinable portion of the remaining estimated payments under these various agreements as of December 31, 2025 is: 2026—\$7 million; 2027—\$7 million; 2028—\$397 million; 2029—\$558 million; 2030—\$602 million; and 2031 and after—\$23 billion. Generally, variable components of these obligations include commodity futures prices and estimated future inflation rates. Purchases of LNG under these commitments are expected to be offset in the same or approximately same periods by cash received from the related sales transactions. Total payments under these agreements were \$25 million in 2025, \$24 million in 2024 and \$26 million in 2023.

Note 10—Derivative and Financial Instruments

We use futures, forwards, swaps and options in various markets to meet our customer needs, capture market opportunities and manage foreign exchange currency risk.

Commodity Derivative Instruments

Our commodity business primarily consists of natural gas, crude oil, bitumen, NGLs, LNG and power.

Commodity derivative instruments are held at fair value on our consolidated balance sheet. Where these balances have the right of setoff, they are presented on a net basis. Related cash flows are recorded as operating activities on our consolidated statement of cash flows. On our consolidated income statement, gains and losses are recognized either on a gross basis if directly related to our physical business or a net basis if held for trading. Gains and losses related to contracts that meet and are designated with the NPNS exception are recognized upon settlement. We generally apply this exception to eligible crude contracts and certain gas contracts. We do not apply hedge accounting for our commodity derivatives.

The following table presents the gross fair values of our commodity derivatives, excluding collateral, on our consolidated balance sheet:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Assets		
Prepaid expenses and other current assets	\$ 491	394
Other assets	113	94
Liabilities		
Other accruals	438	397
Other liabilities and deferred credits	100	83

The gains (losses) from commodity derivatives included in our consolidated income statement are presented in the following table:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Sales and other operating revenues	\$ 230	133	86
Other income	(8)	(4)	(6)
Purchased commodities	(97)	(133)	(90)

The table below summarizes our net exposures resulting from outstanding commodity derivative contracts:

	Open Position Long/(Short)	
	2025	2024
Commodity		
Natural gas and power (BCF equivalent)		
Fixed price	(15)	(17)
Basis	(17)	—

Interest Rate Derivative Instruments

In 2023, PALNG executed interest rate swaps that had the effect of converting 60 percent of the projected term loans outstanding to finance the cost of development and construction of Phase 1 from floating- to fixed-rate. In 2024, PALNG dedesignated a portion of the interest rate swaps as a cash flow hedge and the remaining portion was dedesignated during the first quarter of 2025. Changes in the fair value of the dedesignated hedging instruments are reported in the "Equity in earnings of affiliates" line on our consolidated income statement.

For the years ended December 31, 2025 and 2024, we recognized gains of \$18 million and \$35 million, respectively, in "Equity in earnings of affiliates" related to these swaps. For the year ended December 31, 2025, unrealized gains/losses recognized in other comprehensive income (loss) related to these swaps was nil. For the years ended December 31, 2024 and 2023, we recognized an unrealized loss of \$56 million and an unrealized gain of \$78 million, respectively, in other comprehensive income (loss) related to these swaps.

Financial Instruments

We invest in financial instruments with maturities based on our cash forecasts for the various accounts and currency pools we manage. The types of financial instruments in which we currently invest include:

- Time deposits: Interest bearing deposits placed with financial institutions for a predetermined amount of time.
- Demand deposits: Interest bearing deposits placed with financial institutions. Deposited funds can be withdrawn without notice.
- Commercial paper: Unsecured promissory notes issued by a corporation, commercial bank or government agency purchased at a discount to mature at par.
- U.S. government or government agency obligations: Securities issued by the U.S. government or U.S. government agencies.
- Foreign government obligations: Securities issued by foreign governments.
- Corporate bonds: Unsecured debt securities issued by corporations.
- Asset-backed securities: Collateralized debt securities.

The following investments are carried on our consolidated balance sheet at cost, plus accrued interest and the table reflects remaining maturities at December 31, 2025 and 2024:

	Millions of Dollars			
	Carrying Amount			
	Cash and cash equivalents		Short-term investments	
	2025	2024	2025	2024
Cash	\$ 543	770		
Demand Deposits	3,781	3,211		
Time Deposits				
1 to 90 days	975	1,364	6	1
91 to 180 days			17	5
Within one year			8	6
U.S. Government Obligations				
1 to 90 days	1,198	260	—	—
	\$ 6,497	5,605	31	12

The following investments in debt securities classified as available for sale are carried at fair value on our consolidated balance sheet at December 31, 2025 and 2024:

	Millions of Dollars					
	Carrying Amount					
	Cash and cash equivalents		Short-term investments		Investments and long-term receivables	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Major Security Type						
Corporate Bonds	\$ —	—	308	338	651	612
Commercial Paper	—	2	72	77		
U.S. Government Obligations	—	—	46	43	224	218
U.S. Government Agency Obligations			—	—	1	7
Foreign Government Obligations			9	4	9	12
Asset-backed Securities			18	33	263	205
	\$ —	2	453	495	1,148	1,054

Cash and cash equivalents and short-term investments have remaining maturities within one year. Investments and long-term receivables have remaining maturities that vary from greater than one year through 13 years.

The following table summarizes the amortized cost basis and fair value of investments in debt securities classified as available for sale at December 31:

Major Security Type	Millions of Dollars			
	Amortized Cost Basis		Fair Value	
	2025	2024	2025	2024
Corporate Bonds	\$ 953	947	959	950
Commercial Paper	72	79	72	79
U.S. Government Obligations	268	262	270	261
U.S. Government Agency Obligations	1	7	1	7
Foreign Government Obligations	18	16	18	16
Asset-backed Securities	280	237	281	238
	\$ 1,592	1,548	1,601	1,551

No allowance for credit losses has been recorded on investments in debt securities which are in an unrealized loss position.

For the years ended December 31, 2025 and 2024, proceeds from sales and redemptions of investments in debt securities classified as available for sale were \$962 million and \$868 million, respectively. Gross realized gains and losses included in earnings from those sales and redemptions were negligible. The cost of securities sold and redeemed is determined using the specific identification method.

Credit Risk

Financial instruments potentially exposed to concentrations of credit risk consist primarily of cash equivalents, short-term investments, long-term investments in debt securities, OTC derivative contracts and trade receivables. Our cash equivalents and short-term investments could be placed in high-quality commercial paper, government money market funds, U.S. government and government agency obligations, time deposits with major international banks and financial institutions, high-quality corporate bonds, foreign government obligations and asset-backed securities. Our long-term investments in debt securities are placed in high-quality corporate bonds, asset-backed securities, U.S. government and government agency obligations and foreign government obligations.

The credit risk from our OTC derivative contracts, such as forwards, swaps and options, derives from the counterparty to the transaction. Individual counterparty exposure is managed within predetermined credit limits and includes the use of cash-call margins when appropriate, thereby reducing the risk of significant nonperformance. We also use futures, swaps and option contracts that have a negligible credit risk because these trades are cleared primarily with an exchange clearinghouse and subject to mandatory margin requirements until settled; however, we are exposed to the credit risk of those exchange brokers for receivables arising from daily margin cash calls, as well as for cash deposited to meet initial margin requirements.

Our trade receivables result primarily from our petroleum operations and reflect a broad national and international customer base, which limits our exposure to concentrations of credit risk. The majority of these receivables have payment terms of 30 days or less, and we continually monitor this exposure and the creditworthiness of the counterparties. We may require collateral to limit the exposure to loss, including letters of credit, prepayments and surety bonds, as well as master netting arrangements to mitigate credit risk with counterparties that both buy from and sell to us, as these agreements permit the amounts owed by us or owed to others to be offset against amounts due to us.

Certain of our derivative instruments contain provisions that require us to post collateral if the derivative exposure exceeds a threshold amount. We have contracts with fixed threshold amounts and other contracts with variable threshold amounts that are contingent on our credit rating. The variable threshold amounts typically decline for lower credit ratings, while both the variable and fixed threshold amounts typically revert to zero if we fall below investment grade. Cash is the primary collateral in all contracts; however, many also permit us to post letters of credit as collateral, such as transactions administered through the New York Mercantile Exchange.

The aggregate fair value of all derivative instruments with such credit risk-related contingent features that were in a liability position at December 31, 2025 and 2024, was \$73 million and \$70 million, respectively. For these instruments, no collateral was posted at December 31, 2025 and 2024. If our credit rating had been downgraded below investment grade at December 31, 2025, we would have been required to post \$32 million of additional collateral, either with cash or letters of credit.

Note 11—Fair Value Measurement

We carry a portion of our assets and liabilities at fair value that are measured at the reporting date using an exit price (i.e., the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability) and disclosed according to the quality of valuation inputs under the fair value hierarchy.

The classification of an asset or liability is based on the lowest level of input significant to its fair value. Those that are initially classified as Level 3 are subsequently reported as Level 2 when the fair value derived from unobservable inputs is inconsequential to the overall fair value, or if corroborated market data becomes available. Assets and liabilities initially reported as Level 2 are subsequently reported as Level 3 if corroborated market data is no longer available. There were no material transfers into or out of Level 3 during 2025 or 2024.

Recurring Fair Value Measurement

Financial assets and liabilities reported at fair value on a recurring basis include our investments in debt securities classified as available for sale, commodity derivatives, and our contingent consideration arrangement related to the Surmont acquisition. *See Note 3.*

- Level 1 derivative assets and liabilities primarily represent exchange-traded futures and options that are valued using unadjusted prices available from the underlying exchange. Level 1 financial assets also include our investments in U.S. government obligations classified as available for sale debt securities, which are valued using exchange prices.
- Level 2 derivative assets and liabilities primarily represent OTC swaps, options and forward purchase and sale contracts that are valued using adjusted exchange prices, prices provided by brokers or pricing service companies that are all corroborated by market data. Level 2 financial assets also include our investments in debt securities classified as available for sale including investments in corporate bonds, commercial paper, asset-backed securities, U.S. government agency obligations and foreign government obligations that are valued using pricing provided by brokers or pricing service companies that are corroborated with market data.
- Level 3 derivative assets and liabilities consist of OTC swaps, options and forward purchase and sale contracts where a significant portion of fair value is calculated from underlying market data that is not readily available. The derived value uses industry standard methodologies that may consider the historical relationships among various commodities, modeled market prices, time value, volatility factors and other relevant economic measures. The use of these inputs results in management's best estimate of fair value. Level 3 commodity derivative activity was not material for all periods presented.
- Level 3 liabilities include the fair value of future quarterly contingent payments associated with the Surmont acquisition. In October 2023, we completed our acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont, an asset in our Canada segment, from TotalEnergies EP Canada Ltd. The consideration for the acquisition included a contingent consideration arrangement requiring payment of up to \$0.4 billion CAD over a five-year term. The contingent payments represent \$2 million for every dollar that WCS pricing exceeds \$52 per barrel during the month, subject to certain production targets being achieved. The undiscounted amount we could pay under this arrangement was up to \$0.3 billion USD at closing.

The following table summarizes the fair value hierarchy for gross financial assets and liabilities (i.e., unadjusted where the right of setoff exists for commodity derivatives accounted for at fair value on a recurring basis):

	Millions of Dollars							
	December 31, 2025				December 31, 2024			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Assets								
Investments in debt securities	\$ 270	1,331	—	1,601	261	1,290	—	1,551
Commodity derivatives	306	230	68	604	201	252	35	488
Total assets	\$ 576	1,561	68	2,205	462	1,542	35	2,039
Liabilities								
Commodity derivatives	\$ 354	124	60	538	275	160	45	480
Contingent consideration	—	—	—	—	—	—	145	145
Total liabilities	\$ 354	124	60	538	275	160	190	625

For the year ended December 31, 2025, we have made payments of \$80 million, and \$237 million in total under the contingent consideration arrangement since the date of the Surmont acquisition, included in the "Other" line within the financing activities section of our consolidated statement of cash flows. As of December 31, 2025, the fair value of the contingent consideration liability was zero due to the commodity price outlook over the remaining term. The range and arithmetic average of the significant unobservable input used in the Level 3 fair value measurement was as follows:

	Fair Value (Millions of Dollars)	Valuation Technique	Unobservable Input	Range (Arithmetic Average)
Contingent Consideration - Surmont as of:				
December 31, 2025	\$ —	Discounted cash flow	Commodity price outlook* (\$/BOE)	\$43.17 - \$51.97 (\$46.47)
December 31, 2024	145			\$48.63 - \$57.53 (\$53.38)

*Commodity price outlook based on a combination of external pricing service companies' outlooks and internal outlook.

The following table summarizes those commodity derivative balances subject to the right of setoff as presented on our consolidated balance sheet. We have elected to offset the recognized fair value amounts for multiple derivative instruments executed with the same counterparty in our financial statements when a legal right of setoff exists.

	Millions of Dollars						
			Amounts Subject to Right of Setoff				
	Gross Amounts Recognized	Amounts Not Subject to Right of Setoff	Gross Amounts	Gross Amounts Offset	Net Amounts Presented	Cash Collateral	Net Amounts
December 31, 2025							
Assets	\$ 604	2	602	361	241	6	235
Liabilities	538	1	537	361	176	53	123
December 31, 2024							
Assets	\$ 488	—	488	278	210	—	210
Liabilities	480	—	480	278	202	73	129

At December 31, 2025 and 2024, we did not present any amounts gross on our consolidated balance sheet where we had the right of setoff.

Reported Fair Values of Financial Instruments

We used the following methods and assumptions to estimate the fair value of financial instruments:

- Cash and cash equivalents and short-term investments: The carrying amount reported on the balance sheet approximates fair value. For those investments classified as available for sale debt securities, the carrying amount reported on the balance sheet is fair value.
- Accounts and notes receivable (including long-term and related parties): The carrying amount reported on the balance sheet approximates fair value.
- Investments in debt securities classified as available for sale: The fair value of investments in debt securities categorized as Level 1 in the fair value hierarchy is measured using exchange prices. The fair value of investments in debt securities categorized as Level 2 in the fair value hierarchy is measured using pricing provided by brokers or pricing service companies that are corroborated with market data. *See Note 10.*
- Accounts payable (including related parties) and floating-rate debt: The carrying amount of accounts payable and floating-rate debt reported on the balance sheet approximates fair value.
- Fixed-rate debt: The estimated fair value of fixed-rate debt is measured using prices available from a pricing service that is corroborated by market data; therefore, these liabilities are categorized as Level 2 in the fair value hierarchy.
- Commercial paper: The carrying amount of our commercial paper instruments approximates fair value and is reported on the balance sheet as short-term debt.

The following table summarizes the net fair value of financial instruments (i.e., adjusted where the right of setoff exists for commodity derivatives):

	Millions of Dollars			
	Carrying Amount		Fair Value	
	2025	2024	2025	2024
Financial assets				
Commodity derivatives	237	210	237	210
Investments in debt securities	1,601	1,551	1,601	1,551
Financial liabilities				
Total debt, excluding finance leases	22,643	23,384	22,698	22,997
Commodity derivatives	124	129	124	129

Note 12—Equity

Common Stock

The changes in our shares of common stock, as categorized in the equity section of the balance sheet, were:

	Shares		
	2025	2024	2023
Issued			
Beginning of year	2,250,672,734	2,103,772,516	2,100,885,134
Acquisition of Marathon Oil	—	142,941,624	—
Distributed under benefit plans	2,845,548	3,958,594	2,887,382
End of year	2,253,518,282	2,250,672,734	2,103,772,516
Held in Treasury			
Beginning of year	974,806,010	925,670,961	877,029,062
Repurchase of common stock	53,544,176	49,135,049	48,641,899
End of year	1,028,350,186	974,806,010	925,670,961

Preferred Stock

We have authorized 500 million shares of preferred stock, par value \$0.01 per share, none of which was issued or outstanding at December 31, 2025 or 2024.

Repurchase of Common Stock

In late 2016, we initiated our current share repurchase program. In October 2024, our Board of Directors approved an increase from our prior authorization of \$45 billion by a total of the lesser of \$20 billion or the number of shares issued in our acquisition of Marathon Oil, such that the company is not to exceed \$65 billion in aggregate purchases. Since inception of our current program, shares repurchased totaled 486 million shares at a cost of \$39.3 billion through the end of December 2025.

Note 13—Non-Mineral Leases

The company primarily leases office buildings and drilling equipment, as well as ocean transport vessels, tugboats, corporate aircraft, and other facilities and equipment. Certain leases include escalation clauses for adjusting rental payments to reflect changes in price indices, and other leases include payment provisions that vary based on the nature of usage of the leased asset. Additionally, the company has executed certain leases that provide it with the option to extend or renew the term of the lease, terminate the lease prior to the end of the lease term, or purchase the leased asset as of the end of the lease term. In other cases, the company has executed lease agreements that require it to guarantee the residual value of certain leased office buildings. For additional information about guarantees, *see Note 8*. For those leasing arrangements where the underlying asset is not yet constructed, the company does not control the asset during construction. There are no significant restrictions imposed on us by the lease agreements with regard to dividends, asset dispositions or borrowing ability.

We determine if an arrangement is or contains a lease at contract inception. Certain contractual arrangements may contain both lease and non-lease components. Only the lease components of these contractual arrangements are subject to the provisions of ASC Topic 842, "Leases," and any non-lease components are subject to other applicable accounting guidance; however, we have elected to adopt the optional practical expedient not to separate lease components apart from non-lease components for existing asset classes, except for crude oil and LNG Vessels. For contractual arrangements involving a new leased asset class, we determine at contract inception whether it will apply the optional practical expedient to the new leased asset class.

Leases are evaluated for classification as operating or finance leases at the commencement date of the lease and right-of-use assets and corresponding liabilities are recognized on our consolidated balance sheet based on the present value of future lease payments relating to the use of the underlying asset during the lease term. Future lease payments include variable lease payments that depend upon an index or rate using the index or rate at the commencement date and probable amounts owed under residual value guarantees. The amount of future lease payments may be increased to include additional payments related to lease extension, termination, and/or purchase options when the company has determined, at or subsequent to lease commencement, generally due to limited asset availability or operating commitments, it is reasonably certain of exercising such options. We use our incremental borrowing rate as the discount rate in determining the present value of future lease payments, unless the interest rate implicit in the lease arrangement is readily determinable. Lease payments that vary subsequent to the commencement date based on future usage levels, the nature of leased asset activities, or certain other contingencies are not included in the measurement of lease right-of-use assets and corresponding liabilities. We have elected not to record assets and liabilities on our consolidated balance sheet for lease arrangements with terms of 12 months or less.

We often enter into leasing arrangements acting in the capacity as operator for and/or on behalf of certain oil and gas joint ventures of undivided interests. If the lease arrangement can be legally enforced only against us as operator and there is no separate arrangement to sublease the underlying leased asset to our coventurers, we recognize at lease commencement a right-of-use asset and corresponding lease liability on our consolidated balance sheet on a gross basis. While we record lease costs on a gross basis in our consolidated income statement and statement of cash flows, such costs are offset by the reimbursement we receive from our coventurers for their share of the lease cost as the underlying leased asset is utilized in joint venture activities. As a result, lease cost is presented in our consolidated income statement and statement of cash flows on a proportional basis. If we are a nonoperating coventurer, we recognize a right-of-use asset and corresponding lease liability only if we were a specified contractual party to the lease arrangement and the arrangement could be legally enforced against us. In this circumstance, we would recognize both the right-of-use asset and corresponding lease liability on our consolidated balance sheet on a proportional basis consistent with our undivided interest ownership in the related joint venture.

The company has historically recorded finance lease assets and liabilities associated with certain oil and gas joint ventures on a proportional basis pursuant to accounting guidance applicable prior to the adoption date of ASC Topic 842. In accordance with the transition provisions of ASC Topic 842, and since we have elected to adopt the package of optional transition-related practical expedients, the historical accounting treatment for these leases has been carried forward and is subject to reconsideration upon the modification or other required reassessment of the arrangements prior to lease term expiration.

The following table summarizes the right-of-use assets and lease liabilities for both the operating and finance leases on our consolidated balance sheet as of December 31:

	Millions of Dollars			
	2025		2024	
	Operating Leases	Finance Leases	Operating Leases	Finance Leases
Right-of-Use Assets				
Properties, plants and equipment				
Gross		2,007		1,983
Accumulated DD&A		(1,507)		(1,336)
Net PP&E*		500		647
Other assets	950		1,017	
Lease Liabilities				
Short-term debt**		306		292
Other accruals	383		329	
Long-term debt***		495		648
Other liabilities and deferred credits	567		695	
Total lease liabilities	\$ 950	801	1,024	940

* Includes proportionately consolidated finance lease assets of \$83 million at December 31, 2025 and \$107 million at December 31, 2024.

** Includes proportionately consolidated finance lease liabilities of \$188 million at December 31, 2025 and \$181 million at December 31, 2024.

*** Includes proportionately consolidated finance lease liabilities of \$192 million at December 31, 2025 and \$259 million at December 31, 2024.

The following table summarizes our lease costs:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Lease Cost*			
Operating lease cost	\$ 447	325	229
Finance lease cost			
Amortization of right-of-use assets	171	173	180
Interest on lease liabilities	24	29	35
Short-term lease cost**	65	49	40
Total lease cost***	\$ 707	576	484

* The amounts presented in the table above have not been adjusted to reflect amounts recovered or reimbursed from oil and gas coventurers.

** Short-term leases are not recorded on our consolidated balance sheet.

*** Variable lease cost and sublease income are immaterial for the periods presented and therefore are not included in the table above.

The following table summarizes the lease terms and discount rates as of December 31:

Lease Term and Discount Rate	2025	2024
Weighted-average term (years)		
Operating leases	4.06	4.41
Finance leases	4.18	4.86
Weighted-average discount rate (percent)		
Operating leases	4.58	4.62
Finance leases	3.47	3.40

The following table summarizes other lease information:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Other Information*			
Cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities			
Operating cash flows from operating leases	\$ 385	248	173
Operating cash flows from finance leases	24	29	33
Financing cash flows from finance leases	175	172	169
Right-of-use assets obtained in exchange for operating lease liabilities	\$ 320	628	355
Right-of-use assets obtained in exchange for finance lease liabilities	25	—	9

*The amounts presented in the table above have not been adjusted to reflect amounts recovered or reimbursed from oil and gas coventurers. In addition, pursuant to other applicable accounting guidance, lease payments made in connection with preparing another asset for its intended use are reported in the "Cash flows from investing activities" section of our consolidated statement of cash flows.

The following table summarizes future lease payments for operating and finance leases at December 31, 2025:

	Millions of Dollars	
	Operating Leases	Finance Leases
Maturity of Lease Liabilities		
2026	\$ 417	363
2027	219	164
2028	143	181
2029	102	91
2030	55	57
Remaining years	109	48
Total	1,045	904
Less: portion representing imputed interest	(95)	(103)
Total lease liabilities	\$ 950	801

As of December 31, 2025 and December 31, 2024, the company had approximately \$1 billion and nil in future undiscounted cash flows for leases not yet commenced related to time-chartered LNG vessels in support of future LNG offtake, respectively.

Note 14—Employee Benefit Plans

Pension and Postretirement Plans

An analysis of the projected benefit obligations for our pension plans and accumulated benefit obligations for our postretirement health and life insurance plans follows:

	Millions of Dollars					
	Pension Benefits				Other Benefits	
	2025		2024		2025	2024
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Change in Benefit Obligation						
Benefit obligation at January 1	\$ 1,806	2,591	1,525	2,866	145	107
Service cost	58	34	49	38	2	1
Interest cost	93	130	76	114	8	5
Plan participant contributions	—	—	—	—	14	12
Plan amendments	—	—	—	57	(2)	—
Business combinations			237			42
Actuarial (gain) loss	89	(59)	(4)	(202)	(3)	5
Benefits paid	(204)	(142)	(98)	(134)	(39)	(27)
Curtailment	3	(8)	8	—	1	—
Recognition of termination benefits	—	—	13	—	—	—
Foreign currency exchange rate change	—	243	—	(148)	—	—
Benefit obligation at December 31*	\$ 1,845	2,789	1,806	2,591	126	145
*Accumulated benefit obligation portion of above at December 31:	\$ 1,767	2,577	1,703	2,392		
Change in Fair Value of Plan Assets						
Fair value of plan assets at January 1	\$ 1,556	2,907	1,306	3,085	—	—
Actual return on plan assets	166	192	66	18	—	—
Company contributions	148	50	83	88	25	15
Plan participant contributions	—	—	—	—	14	12
Business combinations			199			
Benefits paid	(204)	(142)	(98)	(134)	(39)	(27)
Foreign currency exchange rate change	—	277	—	(150)	—	—
Fair value of plan assets at December 31	\$ 1,666	3,284	1,556	2,907	—	—
Funded Status	\$ (179)	495	(250)	316	(126)	(145)

Millions of Dollars						
Pension Benefits					Other Benefits	
2025		2024			2025	2024
U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.			
Amounts Recognized in the Consolidated Balance Sheet at December 31						
Noncurrent assets	\$ 29	744	1	553	—	—
Current liabilities	(81)	(10)	(28)	(10)	(24)	(26)
Noncurrent liabilities	(127)	(239)	(223)	(227)	(102)	(119)
Total recognized	\$ (179)	495	(250)	316	(126)	(145)

Weighted-Average Assumptions Used to Determine Benefit Obligations at December 31

Discount rate	5.25 %	4.95	5.70	4.90	5.60	5.60
Rate of compensation increase	4.50	4.05	5.00	4.05		
Interest crediting rate for applicable benefits	4.75		4.30			

Weighted-Average Assumptions Used to Determine Net Periodic Benefit Cost for Years Ended December 31

Discount rate	5.70 %	4.90	5.35	4.10	4.25	5.35
Expected return on plan assets	5.30	6.20	5.30	5.40		
Rate of compensation increase	5.00	4.10	5.00	3.65		
Interest crediting rate for applicable benefits	4.35		4.20			

For both U.S. and international pension plans, the overall expected long-term rate of return is developed from the expected future return of each asset class, weighted by the expected allocation of pension assets to that asset class. We rely on a variety of independent market forecasts in developing the expected rate of return for each class of assets.

During 2025, the actuarial losses related to the benefit obligations for U.S. plans were primarily related to a decrease in the discount rate and an increase in compensation and benefits. In addition, international plans recognized actuarial gains due to higher discount rates and lower inflation rate assumptions. During 2024, the actuarial gains related to the benefit obligations for international plans were primarily related to an increase in the discount rates.

The following tables summarize information related to the company's pension plans with projected and accumulated benefit obligations in excess of the fair value of the plans' assets:

	Millions of Dollars			
	Pension Benefits			
	2025		2024	
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.
Pension Plans with Projected Benefit Obligation in Excess of Plan Assets				
Projected benefit obligation	\$ 208	258	450	242
Fair value of plan assets	—	9	199	6

Pension Plans with Accumulated Benefit Obligation in Excess of Plan Assets				
Accumulated benefit obligation	\$ 190	223	425	210
Fair value of plan assets	—	9	199	6

Included in accumulated other comprehensive income (loss) at December 31 were the following before-tax amounts that had not been recognized in net periodic benefit cost:

	Millions of Dollars					
	Pension Benefits				Other Benefits	
	2025		2024		2025	2024
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Unrecognized net actuarial loss (gain)	\$ 92	364	112	445	—	2
Unrecognized prior service cost (credit)	—	61	—	58	1	(21)

	Millions of Dollars					
	Pension Benefits				Other Benefits	
	2025		2024		2025	2024
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Sources of Change in Other Comprehensive Income (Loss)						
Net gain (loss) arising during the period	\$ 5	34	3	83	3	(5)
Amortization of actuarial (gain) loss included in income (loss)*	15	47	8	57	(1)	—
Net change during the period	\$ 20	81	11	140	2	(5)
Prior service credit (cost) arising during the period	\$ —	2	—	(57)	2	—
Amortization of prior service cost (credit) included in income (loss)	—	3	—	—	(24)	(38)
Net change during the period	\$ —	5	—	(57)	(22)	(38)

*Includes settlement (gains) losses recognized in 2025 and 2024.

The components of net periodic benefit cost of all defined benefit plans are presented in the following table:

Millions of Dollars									
Pension Benefits							Other Benefits		
2025		2024		2023			2025	2024	2023
U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.				
Components of Net Periodic Benefit Cost									
Service cost	\$ 58	34	49	38	51	38	2	1	1
Interest cost	93	130	76	114	77	113	8	5	5
Expected return on plan assets	(77)	(189)	(66)	(163)	(58)	(148)	—	—	—
Amortization of prior service credit	—	3	—	—	—	—	(24)	(38)	(38)
Recognized net actuarial loss (gain)	10	47	8	58	12	67	—	—	(3)
Settlements loss (gain)	5	—	—	(1)	6	—	—	—	—
Curtailment loss (gain)	8	(3)	8	—	—	—	1	—	—
Net periodic benefit cost	\$ 97	22	75	46	88	70	(13)	(32)	(35)

The components of net periodic benefit cost, other than the service cost component, are included in the “Other expenses” line item on our consolidated income statement.

We recognized a pension settlement loss of \$5 million in 2025, a gain of \$1 million in 2024, and a loss of \$6 million in 2023 as lump-sum benefit payments from certain U.S. and international pension plans exceeded the sum of service and interest costs for those plans and led to recognition of settlement gains or losses.

In determining net pension and other postretirement benefit costs, we amortize prior service costs on a straight-line basis over the average remaining service period of employees expected to receive benefits under the plan. For net actuarial gains and losses, we amortize 10 percent of the unamortized balance each year.

We have multiple non-pension postretirement benefit plans for health and life insurance. The health care plans are contributory and subject to various cost sharing features, most with participant and company contributions adjusted annually; the life insurance plans are noncontributory. The measurement of the U.S. pre-65 retiree medical accumulated postretirement benefit obligation assumes a health care cost trend rate of 6.50 percent in 2026 that declines to 5 percent by 2032. The measurement of the U.S. post-65 retiree medical accumulated postretirement benefit obligation assumes a health care cost trend rate of 4.7 percent in 2026 that increases to 5 percent by 2030.

Plan Assets

We follow a policy of broadly diversifying pension plan assets across asset classes and individual holdings. As a result, our plan assets have no significant concentrations of credit risk. Asset classes that are considered appropriate include U.S. equities, non-U.S. equities, U.S. fixed income, non-U.S. fixed income, real estate and private equity investments. Plan fiduciaries may consider and add other asset classes to the investment program from time to time. The target allocations for plan assets, aggregated across U.S. and international plans, are 28 percent in equity securities, 68 percent in debt securities and 4 percent in real estate. Generally, the plan investments are publicly traded; therefore, minimizing liquidity risk in the portfolio.

The following is a description of the valuation methodologies used for the pension plan assets. There have been no changes in the methodologies used at December 31, 2025 and 2024.

- Fair values of equity securities and government debt securities categorized in Level 1 are primarily based on quoted market prices in active markets for identical assets and liabilities.
- Fair values of corporate debt securities, agency and mortgage-backed securities and government debt securities categorized in Level 2 are estimated using recently executed transactions and quoted market prices for similar assets and liabilities in active markets and for identical assets and liabilities in markets that are not active. If there have been no market transactions in a particular fixed income security, its fair value is calculated by pricing models that benchmark the security against other securities with actual market prices. When observable quoted market prices are not available, fair value is based on pricing models that use something other than actual

market prices (e.g., observable inputs such as benchmark yields, reported trades and issuer spreads for similar securities), and these securities are categorized in Level 3 of the fair value hierarchy.

- Fair values of investments in common/collective trusts are determined by the issuer of each fund based on the fair value of the underlying assets.
- Fair values of mutual funds are based on quoted market prices, which represent the net asset value of shares held.
- Time deposits are valued at cost, which approximates fair value.
- Cash is valued at cost, which approximates fair value. Fair values of international cash equivalents categorized in Level 2 are valued using observable yield curves, discounting and interest rates. U.S. cash balances held in the form of short-term fund units that are redeemable at the measurement date are categorized as Level 2.
- Fair values of exchange-traded derivatives classified in Level 1 are based on quoted market prices. For other derivatives classified in Level 2, the values are generally calculated from pricing models with market input parameters from third-party sources.
- Fair values of insurance contracts are valued at the present value of the future benefit payments owed by the insurance company to the plans' participants.
- Fair values of real estate investments are valued using real estate valuation techniques and other methods that include reference to third-party sources and sales comparables where available.
- A portion of U.S. pension plan assets is held as a participating interest in an insurance annuity contract, which is calculated as the market value of investments held under this contract, less the accumulated benefit obligation covered by the contract. The participating interest is classified as Level 3 in the fair value hierarchy as the fair value is determined via a combination of quoted market prices, recently executed transactions and an actuarial present value computation for contract obligations. At December 31, 2025, the participating interest in the annuity contract was valued at \$40 million and consisted of \$107 million in debt securities, less \$67 million for the accumulated benefit obligation covered by the contract. At December 31, 2024, the participating interest in the annuity contract was valued at \$42 million and consisted of \$113 million in debt securities, less \$71 million for the accumulated benefit obligation covered by the contract. The participating interest is not available for meeting general pension benefit obligations in the near term. No future company contributions are required and no new benefits are being accrued under this insurance annuity contract.

The fair values of our pension plan assets at December 31, by asset class were as follows:

	Millions of Dollars							
	U.S.				International			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
2025								
Equity securities								
International	1	—	—	1	1	—	—	1
Mutual funds	20	—	—	20	514	103	—	617
Debt securities								
Corporate	—	—	1	1	—	—	—	—
Mutual funds	—	—	—	—	572	—	—	572
Private equity funds			2	2				
Cash and cash equivalents	1	—	—	1	18	—	—	18
Insurance contracts			4	4				
Real estate	—	—	2	2	—	—	169	169
Total in fair value hierarchy	\$ 22	—	9	31	1,105	103	169	1,377
Investments measured at net asset value*								
Equity securities								
Common/collective trusts				353				325
Debt securities								
Common/collective trusts				1,213				1,579
Cash and cash equivalents				9				—
Real estate				21				—
Total**	\$ 22	—	9	1,627	1,105	103	169	3,281

*In accordance with FASB ASC Topic 715, "Compensation—Retirement Benefits," certain investments that are to be measured at fair value using the net asset value per share (or its equivalent) practical expedient have not been classified in the fair value hierarchy. The fair value amounts presented in this table are intended to permit reconciliation of the fair value hierarchy to the amounts presented in the Change in Fair Value of Plan Assets.

**Excludes the participating interest in the insurance annuity contract with a net asset of \$40 million and net receivables related to security transactions of \$2 million.

The fair values of our pension plan assets at December 31, by asset class were as follows:

	Millions of Dollars							
	U.S.				International			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
2024								
Equity securities								
U.S.	\$ 5	—	—	5	—	—	—	—
International	38	—	—	38	—	—	—	—
Mutual funds	17	—	—	17	445	77	—	522
Debt securities								
Corporate	—	1	—	1	—	—	—	—
Mutual funds	—	—	—	—	451	—	—	451
Private equity funds			3	3				
Cash and cash equivalents	—	—	—	—	25	—	—	25
Insurance contracts			4	4				
Real estate	—	—	3	3	—	—	136	136
Total in fair value hierarchy	\$ 60	1	10	71	921	77	136	1,134
Investments measured at net asset value*								
Equity securities								
Common/collective trusts				479				194
Debt securities								
Common/collective trusts				938				1,575
Cash and cash equivalents				3				—
Real estate				22				—
Total**	\$ 60	1	10	1,513	921	77	136	2,903

*In accordance with FASB ASC Topic 715, "Compensation—Retirement Benefits," certain investments that are to be measured at fair value using the net asset value per share (or its equivalent) practical expedient have not been classified in the fair value hierarchy. The fair value amounts presented in this table are intended to permit reconciliation of the fair value hierarchy to the amounts presented in the Change in Fair Value of Plan Assets.

**Excludes the participating interest in the insurance annuity contract with a net asset of \$42 million and net receivables related to security transactions of \$5 million.

Level 3 activity was not material for all periods presented.

Our funding policy for U.S. plans is to contribute at least the minimum required by the Employee Retirement Income Security Act of 1974 and the Internal Revenue Code of 1986, as amended. Contributions to foreign plans are dependent upon local laws and tax regulations. In 2026, we expect to contribute approximately \$160 million to our domestic qualified and nonqualified pension and postretirement benefit plans and \$60 million to our international qualified and nonqualified pension and postretirement benefit plans.

The following benefit payments, which are exclusive of amounts to be paid from the insurance annuity contract and which reflect expected future service, as appropriate, are expected to be paid:

	Millions of Dollars		
	Pension Benefits		Other Benefits
	U.S.	Int'l.	
2026	\$ 511	135	17
2027	279	139	17
2028	164	142	16
2029	161	146	14
2030	151	151	13
2031–2035	628	799	52

Restructuring Costs

During 2025, we announced certain restructuring initiatives and reduced our overall employee workforce, resulting in associated severance expense of \$286 million, with \$214 million reported as “Production and operating expenses” and \$72 million reported as “Selling, general and administrative expenses” on the consolidated income statement. Approximately \$43 million was in Alaska, \$87 million in Lower 48, \$29 million in Canada, \$48 million in Europe, Middle East and North Africa, \$7 million in Asia Pacific and \$72 million in Corporate and Other.

In 2024, accruals included severance costs associated with contractual termination benefits applicable to officers and employees of Marathon Oil as of the acquisition date. *See Note 3.*

The following table summarizes our severance accrual activity:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Balance at January 1	\$ 331	12	31
Accruals*	365	328	1
Benefit payments	(320)	(9)	(20)
Foreign currency translation adjustment	2	—	—
Balance at December 31**	\$ 378	331	12

*Partner recoveries of \$73 million are accrued as receivables as of December 31, 2025. The expenses in our consolidated income statement are presented net of this amount.

**Of the remaining balance at December 31, 2025, \$300 million is classified as short-term.

Defined Contribution Plans

Most U.S. employees are eligible to participate in a defined contribution plan. Company contributions can vary based on employee compensation and contribution elections, whether the employee is accruing benefits in a defined benefit plan and company discretion. Company contributions charged to expense for U.S. defined contribution plans were \$160 million in 2025, \$152 million in 2024 and \$151 million in 2023.

We have several defined contribution plans for our international employees, each with its own terms and eligibility depending on location. Total compensation expense recognized for these international plans was approximately \$27 million in 2025, \$25 million in 2024 and \$23 million in 2023.

Share-Based Compensation Plans

The 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips (Omnibus Plan) was approved by shareholders in May 2023, replacing similar prior plans and providing that no new awards shall be granted under the prior plans. Over its 10-year life, the Omnibus Plan allows the issuance of up to 36 million shares of our common stock for compensation to our employees and directors, but the available shares (i) are reduced by awards granted under the prior plan between the board adoption date (February 15, 2023) and the shareholder approval date (May 16, 2023) and (ii) are increased by any shares of common stock represented by awards granted under the Omnibus Plan or the prior plans that

are forfeited, expire or are cancelled without delivery of shares of common stock or which result in the forfeiture of shares of common stock back to the company, excluding shares surrendered in payment of the exercise of a stock option or stock appreciation right, shares not issued in connection with the stock settlement of a stock appreciation right, or shares reacquired by the company using cash proceeds from the exercise of a stock option. The Human Resources and Compensation Committee of our Board of Directors is authorized to determine the types, terms, conditions and limitations of awards granted. Awards may be granted in the form of, but not limited to, stock options, RSUs and performance share units (PSU) to employees and non-employee directors who contribute to the company's continued success and profitability.

Total share-based compensation expense is measured using the grant date fair value for our equity-classified awards and the settlement date fair value for our liability-classified awards. We recognize share-based compensation expense over the shorter of the service period (i.e., the stated period of time required to earn the award) or, for awards that provide for retirement-based vesting, the period beginning at the start of the service period and ending upon the date when an employee first becomes eligible for retirement vesting under award terms. Other than certain retention awards, our share-based compensation programs generally provide accelerated vesting in whole or in part (i.e., a waiver of the remaining period of service required to earn an award) for awards held by employees at the time of their retirement. Some of our share-based awards vest ratably (i.e., portions of the award vest at different times) while some of our awards cliff vest (i.e., all of the award vests at the same time). We recognize expense on a straight-line basis over the service period for the entire award, whether the award was granted with ratably or cliff vesting.

Compensation Expense—Total share-based compensation expense recognized in net income (loss) and the associated tax benefit were:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Compensation cost	\$ 336	268	334
Tax benefit	79	67	84

Stock Options—Stock options granted under the provisions of the Omnibus Plan and prior plans permit purchase of our common stock at exercise prices equivalent to the average fair market value of ConocoPhillips common stock on the date the options were granted. The options have terms of 10 years and generally vest ratably on the first, second and third anniversaries of the date of grant. Options awarded to certain employees already eligible for retirement vest within six months of the grant date, but those options do not become exercisable until the end of the normal vesting period. Beginning in 2018, stock option grants were discontinued.

The following summarizes our stock option activity for the year ended December 31, 2025:

	Options	Weighted-Average Exercise Price	Aggregate Intrinsic Value
Outstanding at December 31, 2024	2,051,075	\$ 43.16	\$ 113
Exercised	(1,086,350)	38.71	60
Outstanding at December 31, 2025	964,725	\$ 48.17	\$ 44
Vested at December 31, 2025	964,725	\$ 48.17	\$ 44
Exercisable at December 31, 2025	964,725	\$ 48.17	\$ 44

The weighted-average remaining contractual term of outstanding options, vested options and exercisable options at December 31, 2025, were all 1.03 years. The aggregate intrinsic value of options exercised was \$63 million in 2024 and \$58 million in 2023.

During 2025, we received \$15 million in cash and \$27 million in cashless exercises and realized a tax benefit of \$13 million from the exercise of options. At December 31, 2025, all outstanding stock options were fully vested with no remaining compensation cost to be recorded.

Stock Unit Programs—RSUs granted annually under the provisions of the Omnibus Plan and the general and executive RSU programs vest in one installment on the third anniversary of the grant date. RSUs granted under the Omnibus Plan for a variable long-term incentive retention program vest ratably on the first, second and third anniversaries of the grant date. RSUs are also granted ad hoc to attract or retain key personnel, or assumed as a result of an acquisition, and the terms and conditions under which these RSUs vest vary by award.

Stock-Settled

Upon vesting, these RSUs are settled by issuing one share of ConocoPhillips common stock per unit. Units awarded to retirement eligible employees under the general and executive RSU programs may vest earlier; however, those units are not settled through the issuance of common stock until after the earlier of separation from the company or the end of the regularly scheduled vesting period. Until issued as stock, most recipients of the RSUs receive a cash payment of a dividend equivalent or an accrued reinvested dividend equivalent that is charged to retained earnings. The grant date fair market value of these RSUs is deemed equal to the average ConocoPhillips stock price on the grant date. The grant date fair market value of RSUs that do not receive a dividend equivalent while unvested is deemed equal to the average ConocoPhillips stock price on the grant date, less the net present value of the estimated dividends that will not be received.

The following summarizes our stock-settled RSU activity for the year ended December 31, 2025:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2024	6,471,773	\$ 104.89	
Granted	2,998,555	99.26	
Forfeited	(274,989)	103.37	
Issued	(2,938,338)	98.14	\$ 285
Outstanding at December 31, 2025	6,257,001	\$ 105.43	
Not Vested at December 31, 2025	4,300,663	\$ 105.25	

At December 31, 2025, the remaining unrecognized compensation cost from the unvested stock-settled RSUs was \$188 million, which will be recognized over a weighted-average period of 1.71 years, the longest period being 3.42 years. The weighted-average grant date fair value of stock-settled RSUs granted during 2024 and 2023 was \$109.79 and \$110.91, respectively. The total fair value of stock-settled RSUs issued during 2024 and 2023 was \$410 million and \$284 million, respectively.

Performance Share Program—Under the Omnibus Plan, we also annually grant restricted PSUs to senior management. These PSUs are authorized three years prior to their effective grant date (the performance period). Compensation expense is initially measured using the average fair market value of ConocoPhillips common stock and is subsequently adjusted, based on changes in the ConocoPhillips stock price through the end of each subsequent reporting period, through the grant date for stock-settled awards and the settlement date for cash-settled awards.

Stock-Settled

Stock-settled PSUs are settled by issuing one share of ConocoPhillips common stock per unit. For performance periods beginning before 2009, PSUs do not vest until the employee becomes eligible for retirement by reaching age 55 with five years of service, and restrictions do not lapse until the employee separates from the company. With respect to awards for performance periods beginning in 2009 through 2012, PSUs do not vest until the earlier of the date the employee becomes eligible for retirement by reaching age 55 with five years of service or five years after the grant date of the award, and restrictions do not lapse until the earlier of the employee's separation from the company or five years after the grant date (although recipients can elect to defer the lapsing of restrictions until separation). We recognize compensation expense for these awards beginning on the grant date and ending on the date the PSUs are scheduled to vest. Because these awards are authorized three years prior to the effective grant date, for employees eligible for retirement by or shortly after the grant date, we recognize compensation expense over the period beginning on the date of authorization and ending on the date of grant. Until issued as stock, recipients of the stock-settled PSUs issued prior to 2013 receive a cash payment of a dividend equivalent that is charged to retained earnings. Beginning in 2013, stock-settled PSUs authorized for future grants vest upon settlement following the conclusion of the three-year performance period. We recognize compensation expense over the period beginning on the date of authorization and ending on the conclusion of the performance period. Until issued as stock, recipients of these PSUs receive an accrued reinvested dividend equivalent that is charged to compensation expense.

The following summarizes our stock-settled Performance Share Program activity for the year ended December 31, 2025:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2024	774,503	\$ 50.75	
Granted	4,737	100.90	
Issued	(193,286)	52.05	\$ 18
Outstanding at December 31, 2025	585,954	\$ 50.73	

At December 31, 2025, there was no remaining unrecognized compensation cost to be recorded on the unvested stock-settled performance shares. The weighted-average grant date fair value of stock-settled PSUs granted during 2024 and 2023 was \$110.39 and \$112.50, respectively. The total fair value of stock-settled PSUs issued during 2024 and 2023 was \$23 million and \$29 million, respectively.

Cash-Settled

In connection with and immediately following the separation of our Downstream businesses in 2012, grants of new cash-settled PSUs, subject to a shortened performance period, were authorized. Once granted, these PSUs vest, absent employee election to defer, on the earlier of five years after the grant date of the award or the date the employee becomes eligible for retirement. For employees eligible for retirement by or shortly after the grant date, we recognize compensation expense over the period beginning on the date of authorization and ending on the date of grant. Otherwise, we recognize compensation expense beginning on the grant date and ending on the date the PSUs are scheduled to vest. These PSUs are settled in cash equal to the fair market value of a share of ConocoPhillips common stock per unit on the settlement date and thus are classified as liabilities on the balance sheet. Until settlement occurs, recipients of the PSUs receive a cash payment of a dividend equivalent that is charged to compensation expense.

Beginning in 2013, cash-settled PSUs vest upon settlement following the conclusion of the three-year performance period. We recognize compensation expense over the period beginning on the date of authorization and ending at the conclusion of the performance period. These PSUs will be settled in cash equal to the fair market value of a share of ConocoPhillips common stock per unit on the settlement date and are classified as liabilities on the balance sheet. For performance periods beginning before 2018, during the performance period, recipients of the PSUs do not receive a cash payment of a dividend equivalent, but after the performance period ends, until settlement in cash occurs, recipients of the PSUs receive a cash payment of a dividend equivalent that is charged to compensation expense. For the performance

periods beginning in 2018 or later, recipients of the PSUs receive an accrued reinvested dividend equivalent that is charged to compensation expense. The accrued reinvested dividend is paid at the time of settlement, subject to the terms and conditions of the award.

The following summarizes our cash-settled Performance Share Program activity for the year ended December 31, 2025:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2024	89,583	\$ 98.20	
Granted	647,382	100.90	
Settled	(659,340)	100.14	\$ 66
Outstanding at December 31, 2025	77,625	\$ 94.00	

At December 31, 2025, all outstanding cash-settled performance awards were fully vested with no remaining compensation cost to be recorded. The weighted-average grant date fair value of cash-settled PSUs granted during 2024 and 2023 was \$110.39 and \$112.50, respectively. The total fair value of cash-settled performance share awards settled during 2024 and 2023 was \$171 million and \$111 million, respectively.

From inception of the Performance Share Program through 2013, approved PSU awards were granted after the conclusion of performance periods. Beginning in February 2014, initial target PSU awards are issued near the beginning of new performance periods. These initial target PSU awards will terminate at the end of the performance periods and will be settled after the performance periods have ended. Also in 2014, initial target PSU awards were issued for open performance periods that began in prior years. For the open performance period beginning in 2012, the initial target PSU awards terminated at the end of the three-year performance period and were replaced with approved PSU awards. For the open performance period beginning in 2013, the initial target PSU awards terminated at the end of the three-year performance period and were settled after the performance period ended. There is no effect on recognition of compensation expense.

Other—In addition to the above active programs, we have outstanding shares of restricted stock and RSUs that were either issued as part of our non-employee director compensation program for current and former members of the company's Board of Directors or as part of an executive compensation program that has been discontinued or assumed as a result of an acquisition. Generally, the recipients of the restricted shares or units receive a dividend or dividend equivalent.

The following summarizes the aggregate activity of these restricted shares and units for the year ended December 31, 2025:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2024	629,681	\$ 60.22	
Granted	43,292	98.68	
Issued	(110,284)	52.23	\$ 12
Outstanding at December 31, 2025	562,689	\$ 64.75	

At December 31, 2025, all outstanding restricted stock and RSUs were fully vested with no remaining compensation cost to be recorded. The weighted-average grant date fair value of awards granted during 2024 and 2023 was \$111.91 and \$115.88, respectively. The total fair value of awards issued during 2024 and 2023 was \$35 million and \$46 million, respectively.

Note 15—Income Taxes

Components of income tax provision (benefit) were:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Income Taxes			
Federal			
Current	\$ 655	629	1,054
Deferred	537	247	825
Foreign			
Current	3,287	3,249	2,931
Deferred	33	71	254
State and local			
Current	177	182	202
Deferred	(21)	49	65
Total tax provision (benefit)	\$ 4,668	4,427	5,331

Deferred income taxes reflect the net tax effect of temporary differences between the carrying amounts of assets and liabilities for financial reporting purposes and the amounts used for tax purposes. Major components of deferred tax liabilities and assets at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2025	2024
Deferred Tax Liabilities		
PP&E and intangibles	\$ 16,244	15,609
Inventory	15	91
Other	160	155
Total deferred tax liabilities	16,419	15,855
Deferred Tax Assets		
Benefit plan accruals	330	432
Asset retirement obligations and accrued environmental costs	2,985	2,799
Investments in joint ventures	2,356	2,269
Other financial accruals and deferrals	507	497
Loss and credit carryforwards	4,048	4,910
Other	103	187
Total deferred tax assets	10,329	11,094
Less: valuation allowance	(5,926)	(6,435)
Total deferred tax assets net of valuation allowance	4,403	4,659
Net deferred tax liabilities	\$ 12,016	11,196

At December 31, 2025, noncurrent assets and liabilities included deferred taxes of \$221 million and \$12,237 million, respectively. At December 31, 2024, noncurrent assets and liabilities included deferred taxes of \$230 million and \$11,426 million, respectively.

At December 31, 2025, the loss and credit carryforward deferred tax assets were primarily related to U.S. foreign tax credit carryforwards of \$2.9 billion and various jurisdictions net operating loss and credit carryforwards of \$1.1 billion.

At December 31, 2024, the loss and credit carryforward deferred tax assets were primarily related to U.S. foreign tax credit carryforwards of \$3.3 billion and various jurisdictions net operating loss and credit carryforwards of \$1.6 billion. In 2024, \$1.2 billion of U.S. foreign tax credits expired. This reduction was partly offset by an increase of \$700 million in our U.S. net operating loss, foreign tax credit carryforwards, and other credit carryforwards due to our acquisition of Marathon Oil. *See Note 3.*

The following table shows a reconciliation of the beginning and ending deferred tax asset valuation allowance for 2025, 2024 and 2023:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Balance at January 1	\$ 6,435	7,656	8,049
Charged to expense (benefit)	(59)	(409)	(2)
Other*	(450)	(812)	(391)
Balance at December 31	\$ 5,926	6,435	7,656

*Represents changes due to deferred tax assets that have no impact to our effective tax rate, acquisitions/dispositions/revisions and the effect of translating foreign financial statements.

Valuation allowances have been established to reduce deferred tax assets to an amount that will, more likely than not, be realized. At December 31, 2025, we have maintained a valuation allowance with respect to substantially all U.S. foreign tax credit carryforwards, basis differences in our APLNG investment, and certain net operating loss carryforwards for various jurisdictions. During 2025, the valuation allowance movement charged to earnings primarily relates to the utilization of previously unrecognized capital loss carryforwards due to our agreement to the sale of our interest in the Ursa and Europa Fields, and the Ursa Pipeline Company LLC. During 2024, the valuation allowance movement charged to earnings primarily relates to the ability to utilize a portion of ConocoPhillips foreign tax credit carryforwards due to the acquisition of Marathon Oil. Other movements are primarily related to valuation allowances on expiring tax attributes. Based on our historical taxable income, expectations for the future and available tax-planning strategies, management expects deferred tax assets, net of valuation allowances, will primarily be realized as offsets to reversing deferred tax liabilities. See Note 3.

As a result of the acquisition of Marathon Oil, we utilized foreign tax credits previously offset by a valuation allowance. During the fourth quarter of 2024, a tax benefit of \$394 million was recorded as a result of the acquisition and the subsequent utilization of the foreign tax credits. See Note 3.

At December 31, 2025, we had unremitted income considered to be permanently reinvested in certain foreign subsidiaries and foreign corporate joint ventures. Deferred income taxes have not been provided on this amount, as we do not plan to initiate any action that would require the payment of income taxes. The estimated amount of additional tax, primarily local withholding tax, that would be payable on this income if distributed is approximately \$314 million.

The following table shows a reconciliation of the beginning and ending unrecognized tax benefits for 2025, 2024 and 2023:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Balance at January 1	\$ 377	387	710
Additions based on tax positions related to the current year	—	3	5
Additions for tax positions of prior years	13	127	1
Reductions for tax positions of prior years	—	—	(9)
Settlements	(3)	(121)	(96)
Lapse of statute	(13)	(19)	(224)
Balance at December 31	\$ 374	377	387

Included in the balance of unrecognized tax benefits for 2025, 2024 and 2023 were \$365 million, \$368 million and \$378 million, respectively, which, if recognized, would impact our effective tax rate.

The balance of the unrecognized tax benefits decreased in 2025 due to the lapsing of the statute of limitations on certain of our foreign subsidiaries, partially offset by additions on tax positions related to prior years on certain of our foreign subsidiaries.

The balance of the unrecognized tax benefits decreased in 2024 due to the resolution of certain items with U.S. and Norwegian taxing authorities. The balance of our unrecognized tax benefits increased in 2024 primarily due to U.S. tax credits acquired through our acquisition of Marathon Oil. *See Note 3.*

The balance of the unrecognized tax benefits decreased in 2023 due to the lapsing of the statute of limitations on certain of our foreign subsidiaries of \$224 million as well as the closing of our 2018 Canadian domestic audit that resulted in a reduction of \$92 million.

At December 31, 2025, 2024 and 2023, accrued liabilities for interest and penalties totaled \$47 million, \$26 million and \$45 million, respectively, net of accrued income taxes. Interest and penalties resulted in a reduction to earnings of \$21 million in 2025, an increase to earnings of \$19 million in 2024 and a reduction to earnings of \$10 million in 2023.

We file tax returns in the U.S. federal jurisdiction and in many foreign and state jurisdictions. Audits in major jurisdictions are generally complete as follows: Canada (2018), Norway (2024) and U.S. (2021). Issues in dispute for audited years and audits for subsequent years are ongoing and in various stages of completion in the many jurisdictions in which we operate around the world. Consequently, the balance in unrecognized tax benefits can be expected to fluctuate from period to period. Within the next twelve months, we may have audit periods close that could significantly impact our total unrecognized tax benefits. It is reasonably possible such changes could be significant when compared with our total unrecognized tax benefits, but the amount of change is not estimable.

The amounts of U.S. and foreign income (loss) before income taxes, with a reconciliation of tax at the federal statutory rate to the provision for income taxes, under newly adopted ASU 2023-09 "Improvements to Income Tax Disclosures", which we adopted for the year ended 2025 on a retrospective basis were:

	Millions of Dollars			Percent of Pre-Tax Income (Loss)		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Income (loss) before income taxes						
United States	\$ 6,176	6,731	9,472	48.8 %	49.2	58.2
Foreign	6,480	6,941	6,816	51.2	50.8	41.8
	\$ 12,656	13,672	16,288	100.0 %	100.0	100.0
U.S. federal statutory tax rate	\$ 2,658	2,871	3,421	21.0 %	21.0	21.0
State income taxes, net of federal Income tax effect*	127	187	214	1.0	1.4	1.3
Foreign tax effects						
Norway						
Statutory tax rate difference between Norway and U.S.	1,020	1,205	1,298	8.1	8.8	8.0
Other	(48)	(97)	(96)	(0.4)	(0.7)	(0.5)
Libya				—	—	—
Additional foreign income tax	1,087	1,027	1,072	8.6	7.5	6.6
Other	(25)	(17)	(11)	(0.2)	(0.1)	(0.1)
Australia				—	—	—
Equity in earnings, net of tax	(160)	(230)	(242)	(1.3)	(1.7)	(1.5)
Other	(6)	(3)	(12)	—	—	(0.1)
Other foreign jurisdictions	102	(126)	51	0.8	(0.9)	0.3
Effect of cross-border tax laws	44	59	21	0.4	0.4	0.1
Tax Credits	(21)	—	—	(0.2)	—	—
Valuation allowances	(60)	(409)	(25)	(0.5)	(3.0)	(0.2)
Nontaxable or nondeductible items	(24)	18	(44)	(0.2)	0.1	(0.3)
Changes in unrecognized tax benefits	(11)	(54)	(312)	(0.1)	(0.4)	(1.9)
Other Adjustments	(15)	(4)	(4)	(0.1)	—	—
Total	\$ 4,668	4,427	5,331	36.9 %	32.4	32.7

*For 2025, state taxes in Alaska contributed to the majority (greater than 50 percent) of the tax effect in this category. For 2024, state taxes in Alaska contributed to the majority (greater than 50 percent) of the tax effect in this category. For 2023, state taxes in Alaska and California contributed to the majority (greater than 50 percent) of the tax effect in this category.

Our effective tax rate for 2025 was driven by our jurisdictional tax rates for this profit mix with a favorable impact from the utilization of previously unrecognized capital loss carryforwards.

Our effective tax rate for 2024 was driven by our jurisdictional tax rates for this profit mix with a favorable impact from the acquisition of Marathon Oil, enabling the utilization of foreign tax credits previously offset by a valuation allowance. See Note 3.

Our effective tax rate for 2023 was driven by our jurisdictional tax rates for this profit mix with a favorable impact from routine tax credits. The adjustment to tax reserves primarily relates to the lapsing of the statute of limitations on certain of our foreign subsidiaries and the closing of the 2018 Canadian domestic audit.

Note 16—Accumulated Other Comprehensive Income (Loss)

Accumulated other comprehensive income (loss) in the equity section of the balance sheet included:

	Millions of Dollars				
	Defined Benefit Plans	Net Unrealized Holding Gain/ (Loss) on Securities	Foreign Currency Translation	Unrealized Gain/(Loss) on Hedging Activities	Accumulated Other Comprehensive Income/(Loss)
December 31, 2022	\$ (448)	(11)	(5,541)	—	(6,000)
Other comprehensive income (loss)	55	13	197	62	327
December 31, 2023	(393)	2	(5,344)	62	(5,673)
Other comprehensive income (loss)	3	1	(760)	(44)	(800)
December 31, 2024	(390)	3	(6,104)	18	(6,473)
Other comprehensive income (loss)	55	5	502	—	562
December 31, 2025	\$ (335)	8	(5,602)	18	(5,911)

Note 17—Cash Flow Information

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Noncash Investing and Financing Activities			
Increase (decrease) in PP&E related to an increase (decrease) in asset retirement obligations, excluding acquisitions	\$ 12	268	727
Fair value of contingent consideration on acquisition	—	—	320
Cash Payments			
Interest	757	806	701
Income Taxes			
Federal taxes	1,077	296	757
Foreign taxes			
Norway	1,758	1,580	2,758
Libya	1,461	1,280	1,317
Other foreign	374	304	349
State taxes	152	161	225
Total income taxes	\$ 4,822	3,621	5,406
Net Sales (Purchases) of Investments			
Short-term investments purchased	\$ (1,249)	(2,606)	(1,463)
Short-term investments sold	1,751	3,567	3,574
Long-term Investments purchased	(861)	(747)	(867)
Long-term Investments sold	304	201	129
Total sales (purchases) of investments	\$ (55)	415	1,373

The following items are included in the "Cash flows from operating activities" section of our consolidated cash flows.

In 2025, we made a total of \$116 million in contributions to our U.S. qualified pension plan.

For additional information on cash and non-cash changes to our consolidated balance sheet, see *Note 3 and Note 11* for our acquisition of Marathon Oil and acquisition of the remaining working interest in Surmont.

Note 18—Sales and Other Operating Revenues

Revenue from Contracts with Customers

The following table provides further disaggregation of our consolidated sales and other operating revenues:

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Revenue from contracts with customers	\$ 51,824	49,418	48,522
Revenue from contracts outside the scope of ASC Topic 606			
Physical contracts meeting the definition of a derivative	7,201	5,483	8,203
Financial derivative contracts	(81)	(156)	(584)
Consolidated sales and other operating revenues	\$ 58,944	54,745	56,141

Revenues from contracts outside the scope of ASC Topic 606, “Revenue from Contracts with Customers,” relate primarily to physical gas contracts at market prices, which qualify as derivatives accounted for under ASC Topic 815, “Derivatives and Hedging,” and for which we have not elected NPNS. There is no significant difference in contractual terms or the policy for recognition of revenue from these contracts and those within the scope of ASC Topic 606. Further disaggregation of revenues is provided in *Note 22 - Segment Disclosures and Related Information*.

Practical Expedients

Typically, our commodity sales contracts are less than 12 months in duration; however, in certain specific cases may extend longer, which may be out to the end of field life. We have long-term commodity sales contracts which use prevailing market prices at the time of delivery, and under these contracts, the market-based variable consideration for each performance obligation (i.e., delivery of commodity) is allocated to each wholly unsatisfied performance obligation within the contract. Accordingly, we have applied the practical expedient allowed in ASC Topic 606 and do not disclose the aggregate amount of the transaction price allocated to performance obligations or when we expect to recognize revenues that are unsatisfied as of the end of the reporting period.

Receivables from Contracts with Customers

At December 31, 2025, the “Accounts and notes receivable” line on our consolidated balance sheet included trade receivables of \$4,416 million compared with \$5,398 million at December 31, 2024, and included both contracts with customers within the scope of ASC Topic 606 and those that are outside the scope of ASC Topic 606. We typically receive payment within 30 days or less (depending on the terms of the invoice) once delivery is made. Revenues that are outside the scope of ASC Topic 606 relate primarily to physical natural gas sales contracts at market prices for which we do not elect NPNS and are therefore accounted for as a derivative under ASC Topic 815. There is little distinction in the nature of the customer or credit quality of trade receivables associated with natural gas sold under contracts for which NPNS has not been elected compared with trade receivables where NPNS has been elected.

Note 19—Related Party Transactions

The following tables summarize the related party balances and activities which are primarily with equity affiliates:

	Millions of Dollars	
	December 31 2025	December 31 2024
Balance Sheet		
Accounts and notes receivable	\$ 79	74
Accounts payable	64	57

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Income Statement			
Operating revenues and other income	\$ 73	88	90
Purchased commodities	1	—	—
Operating expenses and selling, general and administrative expenses	286	246	282

Note 20—Other Financial Information

Millions of Dollars			
	2025	2024	2023
Interest and Debt Expense			
Incurred			
Debt	\$ 1,176	941	824
Other	63	90	109
	1,239	1,031	933
Capitalized	(384)	(248)	(153)
Expensed	\$ 855	783	780
Other Income			
Interest income	\$ 311	402	412
Other, net	227	50	73
Total	\$ 538	452	485
Research and Development Expenditures—expensed	\$ 78	81	81
Shipping and Handling Costs	\$ 2,438	1,958	1,695
Foreign Currency Transaction (Gains) Losses—after-tax			
Alaska	\$ —	—	—
Lower 48	—	—	—
Canada	20	(35)	11
Europe, Middle East and North Africa	30	(37)	(39)
Asia Pacific	(33)	(1)	12
Segments Total	17	(73)	(16)
Corporate and Other	(17)	36	86
Total	\$ —	(37)	70

Millions of Dollars		
	2025	2024
Properties, Plants and Equipment		
Proved properties	\$ 167,969	155,364
Unproved properties	10,822	15,490
Other	4,844	4,574
Gross properties, plants and equipment	183,635	175,428
Less: Accumulated depreciation, depletion and amortization	(90,396)	(81,072)
Net properties, plants and equipment	\$ 93,239	94,356

Note 21—Earnings Per Share

The following table presents the calculation of net income (loss) available to common shareholders and basic and diluted EPS for the years ended December 31, 2025, 2024, and 2023. For each of the periods with net income presented in the table below, diluted EPS calculated under the two-class method was more dilutive.

Years Ended December 31	Millions of Dollars (except per share amounts)		
	2025	2024	2023
Basic earnings per share			
Net income (loss)	\$ 7,988	9,245	10,957
Less: Dividends and undistributed earnings allocated to participating securities	27	27	35
Net income (loss) available to common shareholders	\$ 7,961	9,218	10,922
Weighted-average common shares outstanding (in millions)	1,252	1,179	1,203
Net income (loss) per share of common stock	\$ 6.36	7.82	9.08
Diluted earnings per share			
Net income (loss) available to common shareholders	\$ 7,961	9,218	10,922
Weighted-average common shares outstanding (in millions)	1,252	1,179	1,203
Add: Dilutive impact of options and unvested non-participating RSU/PSUs	1	2	3
Weighted-average diluted shares outstanding (in millions)	1,253	1,181	1,206
Net income (loss) per share of common stock	\$ 6.35	7.81	9.06

Note 22—Segment Disclosures and Related Information

We explore for, produce, transport and market crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs on a worldwide basis. We manage our operations through five operating segments, which are primarily defined by geographic region: Alaska; Lower 48 (L48); Canada; Europe, Middle East and North Africa (EMENA); and Asia Pacific (AP).

Corporate and Other (Corporate) represents income and costs not directly associated with an operating segment, such as most interest expense, premiums on early retirement of debt, corporate overhead and certain technology activities, including licensing revenues. Corporate assets include all cash and cash equivalents and short-term investments.

Effective in the fourth quarter of 2025, we determined that our former Other International operating segment, which consisted of activities associated with prior operations in other countries, was no longer an operating segment. Residual results are aggregated into Corporate. Our historical operating segment reporting has been recast to reflect this change.

Our chief operating decision maker (CODM) is our Chairman of the Board of Directors and Chief Executive Officer, who evaluates performance and allocates resources among our operating segments based on each segment's net income (loss). This is done through the annual budget and forecasting process.

Segment accounting policies are the same as those in [Note 1](#). Intersegment sales are at prices that approximate market. The significant segment expense categories and amounts in the tables below align with segment-level information that is regularly provided to the CODM.

2025 Segment level net income (loss)

Year Ended December 31, 2025	Millions of Dollars							
	Alaska	L48	Canada	EMENA	AP	Segments Total	Corporate	Consolidated Total
Segment sales and other operating revenues								
Sales and other operating revenues	\$ 5,638	41,404	5,600	6,485	1,770	60,897	63	60,960
Intersegment eliminations	—	(9)	(1,975)	(1)	—	(1,985)	(31)	(2,016)
Consolidated sales and other operating revenues**	5,638	41,395	3,625	6,484	1,770	58,912	32	58,944
Significant segment expenses								
Production and operating expenses	2,158	5,856	833	962	367	10,176	155	10,331
DD&A	1,399	8,121	556	912	460	11,448	52	11,500
Income tax provision (benefit)	271	1,380	236	2,820	238	4,945	(277)	4,668
Total	3,828	15,357	1,625	4,694	1,065	26,569	(70)	26,499
Other segment items								
Equity in earnings of affiliates	(1)	(11)	—	(558)	(762)	(1,332)	(3)	(1,335)
Interest income	—	—	—	—	(8)	(8)	(303)	(311)
Interest and debt expense	—	—	—	—	—	—	855	855
Other**	1,081	20,785	1,259	1,124	308	24,557	691	25,248
Total	1,080	20,774	1,259	566	(462)	23,217	1,240	24,457
Net income (loss)	\$ 730	5,264	741	1,224	1,167	9,126	(1,138)	7,988

*Includes revenue from physical contracts meeting the definition of a derivative that are outside the scope of ASC Topic 606 for the L48, Canada and EMENA segments of \$5.7 billion, \$0.7 billion and \$0.8 billion, respectively.

*In 2025, sales by our L48 segment to a certain pipeline company accounted for approximately \$5.3 billion or approximately 10 percent of our total consolidated sales and other operating revenues.

**Other segment items not required to be separately disclosed for each reportable segment include:

Gain (loss) on disposition: L48, EMENA and Corporate

Other income: L48, Canada, EMENA, AP and Corporate

Purchased commodities: Alaska, L48, Canada, EMENA and AP

Selling, general and administrative expenses, Exploration expenses, Taxes other than income taxes and Accretion on discounted liabilities: Alaska, L48, Canada, EMENA, AP and Corporate

Impairments: Alaska, L48 and Canada

Foreign currency transaction (gain) loss: Canada, EMENA, AP and Corporate

Other expenses: Alaska, L48, Canada, EMENA and Corporate

Other segment disclosures

Year Ended December 31, 2025	Millions of Dollars							
	Alaska	L48	Canada	EMENA	AP	Segments Total	Corporate	Consolidated Total
Equity investments	\$ 3	—	—	2,268	4,926	7,197	1,636	8,833
Total assets	20,224	61,933	9,978	10,554	8,273	110,962	10,977	121,939
Capital expenditures and investments	3,607	6,702	593	1,194	342	12,438	115	12,553

2024 Segment level net income (loss)

Year Ended December 31, 2024	Millions of Dollars							
	Alaska	L48	Canada	EMENA	AP	Segments Total	Corporate	Consolidated Total
Segment sales and other operating revenues								
Sales and other operating revenues	\$ 6,553	37,028	5,636	5,788	1,847	56,852	54	56,906
Intersegment eliminations	—	(2)	(2,122)	—	—	(2,124)	(37)	(2,161)
Consolidated sales and other operating revenues**	6,553	37,026	3,514	5,788	1,847	54,728	17	54,745
Significant segment expenses								
Production and operating expenses	1,951	4,751	902	671	384	8,659	92	8,751
DD&A	1,299	6,442	639	761	425	9,566	33	9,599
Income tax provision (benefit)	480	1,462	228	2,854	211	5,235	(808)	4,427
Total	3,730	12,655	1,769	4,286	1,020	23,460	(683)	22,777
Other segment items								
Equity in earnings of affiliates	1	(5)	—	(586)	(1,089)	(1,679)	(26)	(1,705)
Interest income	—	—	—	—	(8)	(8)	(394)	(402)
Interest and debt expense	—	—	—	—	—	—	783	783
Other**	1,496	19,201	1,033	899	200	22,829	1,218	24,047
Total	1,497	19,196	1,033	313	(897)	21,142	1,581	22,723
Net income (loss)	\$ 1,326	5,175	712	1,189	1,724	10,126	(881)	9,245

#Includes revenue from physical contracts meeting the definition of a derivative that are outside the scope of ASC Topic 606 for the L48, Canada and EMENA segments of \$4.2 billion, \$0.5 billion and \$0.8 billion, respectively.

*In 2024, sales by our L48 segment to a certain pipeline company accounted for approximately \$6.7 billion or approximately 12 percent of our total consolidated sales and other operating revenues.

**Other segment items not required to be separately disclosed for each reportable segment include:

Gain (loss) on dispositions: L48, Canada, EMENA and Corporate

Other income; Selling, general and administrative expenses; Exploration expenses; Taxes other than income taxes; and Accretion on discounted liabilities: Alaska, L48, Canada, EMENA, AP and Corporate

Purchased Commodities and Impairments: Alaska, L48, Canada and EMENA

Foreign currency transaction (gain) loss: Canada, EMENA and Corporate

Other expenses: Alaska, L48, EMENA and Corporate

Other segment disclosures

Year Ended December 31, 2024	Millions of Dollars							
	Alaska	L48	Canada	EMENA	AP	Segments Total	Corporate	Consolidated Total
Equity investments	\$ 3	123	—	1,948	4,977	7,051	1,559	8,610
Total assets	18,030	66,977	9,513	9,770	8,390	112,680	10,100	122,780
Capital expenditures and investments	3,194	6,510	551	1,021	370	11,646	472	12,118

2023 Segment level net income (loss)

Year Ended December 31, 2023	Millions of Dollars							
	Alaska	L48	Canada	EMENA	AP	Segment Totals	Corporate	Consolidated Total
Segment sales and other operating revenues								
Sales and other operating revenues	\$ 7,098	38,244	4,873	5,854	1,913	57,982	63	58,045
Intersegment eliminations	—	(7)	(1,867)	—	—	(1,874)	(30)	(1,904)
Consolidated sales and other operating revenues**	7,098	38,237	3,006	5,854	1,913	56,108	33	56,141
Significant segment expenses								
Production and operating expenses	1,829	4,199	619	593	391	7,631	62	7,693
DD&A	1,061	5,722	420	587	455	8,245	25	8,270
Income tax provision (benefit)	642	1,763	26	3,065	42	5,538	(207)	5,331
Total	3,532	11,684	1,065	4,245	888	21,414	(120)	21,294
Other segment items								
Equity in earnings of affiliates	(1)	9	—	(580)	(1,151)	(1,723)	3	(1,720)
Interest income	—	—	—	(1)	(8)	(9)	(403)	(412)
Interest and debt expense	—	—	—	—	—	—	780	780
Other**	1,789	20,083	1,539	1,001	223	24,635	607	25,242
Total	1,788	20,092	1,539	420	(936)	22,903	987	23,890
Net income (loss)	\$ 1,778	6,461	402	1,189	1,961	11,791	(834)	10,957

#Includes revenue from physical contracts meeting the definition of a derivative that are outside the scope of ASC Topic 606 for the L48, Canada and EMENA segments of \$6.6 billion, \$1.3 billion and \$0.3 billion, respectively.

*In 2023, sales by our Lower 48 segment to a certain pipeline company accounted for approximately \$5.8 billion or approximately 10 percent of our total consolidated sales and other operating revenues.

**Other segment items not required to be separately disclosed for each reportable segment include:

Gain (loss) on dispositions: Alaska, L48, AP and Corporate

Other income; Selling, general and administrative expenses; Exploration expenses; Taxes other than income taxes; and Accretion on discounted liabilities: Alaska, L48, Canada, EMENA, AP and Corporate

Purchased commodities: Alaska, L48, Canada, EMENA and AP

Impairments: L48, Canada and Corporate

Foreign currency transaction (gain) loss: Canada, EMENA, AP and Corporate

Other expenses: Alaska, L48, EMENA and Corporate

Other segment disclosures

Year Ended December 31, 2023	Millions of Dollars							
	Alaska	L48	Canada	EMENA	AP	Segment Totals	Corporate	Consolidated Total
Equity investments	\$ 32	118	—	1,191	5,419	6,760	1,145	7,905
Total assets	16,174	42,415	10,277	8,396	8,903	86,165	9,759	95,924
Capital expenditures and investments	1,705	6,487	456	1,111	354	10,113	1,135	11,248

Sales and Other Operating Revenues by Product

Consolidated sales and other operating revenues

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Crude oil	\$ 39,068	39,010	37,833
Natural gas	8,854	6,444	10,725
Natural gas liquids	3,705	2,889	2,609
Other*	7,317	6,402	4,974
Total	\$ 58,944	54,745	56,141

*Includes bitumen, power and LNG.

Revenue from physical contracts meeting the definition of a derivative outside the scope of ASC Topic 606

	Millions of Dollars		
	2025	2024	2023
Crude oil	\$ 494	376	143
Natural gas	5,465	3,753	6,622
Power	1,242	1,354	1,438
Total	\$ 7,201	5,483	8,203

Geographic Information

	Millions of Dollars					
	Sales and Other Operating Revenues*			Long-Lived Assets**		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
U.S.	\$ 46,611	43,480	45,101	77,453	79,141	53,955
International	12,333	11,265	11,040	24,619	23,825	23,994
Worldwide consolidated	\$ 58,944	54,745	56,141	102,072	102,966	77,949

*Sales and other operating revenues are attributable to countries based on the location of their selling operation.

** Defined as net PP&E plus equity investments and advances to affiliated companies.

Note 23—New Accounting Standards

In November 2024, the FASB issued ASU No. 2024-03, “Disaggregation of Income Statement Expenses” to improve the disclosures about a public business entity’s expenses (including purchases of inventory, employee compensation, depreciation, depletion and amortization) in commonly presented expense captions. The ASU will impact our financial statement disclosures only and will be applied prospectively with retrospective application permitted. The ASU is effective for annual reporting periods beginning after December 15, 2026, and interim reporting periods beginning after December 15, 2027, and early adoption is permitted. We are currently evaluating the impact of the adoption of this ASU.

Oil and Gas Operations (Unaudited)

In accordance with FASB ASC Topic 932, “Extractive Activities—Oil and Gas,” and regulations of the SEC, we are making certain supplemental disclosures about our oil and gas exploration and production operations.

These disclosures include information about our consolidated oil and gas activities and our proportionate share of our equity affiliates’ oil and gas activities in our operating segments. As a result, amounts reported as equity affiliates in Oil and Gas Operations may differ from those shown in the individual segment disclosures reported elsewhere in this report. Our disclosures by geographic area include the U.S., Canada, Europe, Asia Pacific/Middle East (inclusive of equity affiliates) and Africa.

As required by current authoritative guidelines, the estimated future date when an asset will be permanently shut down for economic reasons is based on historical 12-month first-of-month average prices and current costs. This estimated date when production will end affects the amount of estimated reserves. Therefore, as prices and cost levels change from year to year, the estimate of proved reserves also changes. Generally, our proved reserves decrease as prices decline and increase as prices rise.

Our proved reserves include estimated quantities related to PSCs, which are reported under the “economic interest” method, as well as variable-royalty regimes, and are subject to fluctuations in commodity prices, recoverable operating expenses and capital costs. If costs remain stable, reserve quantities attributable to recovery of costs will change inversely to changes in commodity prices. For example, if prices increase, then our applicable reserve quantities would decline. At December 31, 2025, approximately three percent of our total proved reserves were under PSCs, located in our Asia Pacific/Middle East and Africa geographic reporting areas, and six percent of our total proved reserves were under a variable-royalty regime, located in our Canada geographic reporting area.

Reserves Governance

The recording and reporting of proved reserves are governed by criteria established by regulations of the SEC and FASB. Proved reserves are those quantities of oil and gas, which, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be economically producible—from a given date forward, from known reservoirs, and under existing economic conditions, operating methods, and government regulations—prior to the time at which contracts providing the right to operate expire, unless evidence indicates renewal is reasonably certain, regardless of whether deterministic or probabilistic methods are used for the estimation. The project to extract the hydrocarbons must have commenced or the operator must be reasonably certain it will commence the project within a reasonable time.

Proved reserves are further classified as either developed or undeveloped. Proved developed reserves are proved reserves that can be expected to be recovered through existing wells with existing equipment and operating methods, or in which the cost of the required equipment is relatively minor compared with the cost of a new well, and through installed extraction equipment and infrastructure operational at the time of the reserves estimate if the extraction is by means not involving a well. Proved undeveloped reserves are proved reserves expected to be recovered from new wells on undrilled acreage, or from existing wells where a relatively major expenditure is required for recompletion. Reserves on undrilled acreage are limited to those directly offsetting development spacing areas that are reasonably certain of production when drilled, unless evidence provided by reliable technologies exists that establishes reasonable certainty of economic producibility at greater distances. As defined by SEC regulations, reliable technologies may be used in reserve estimation when they have been demonstrated in the field to provide reasonably certain results with consistency and repeatability in the formation being evaluated or in an analogous formation. The technologies and data used in the estimation of our proved reserves include, but are not limited to, performance-based methods, volumetric-based methods, geologic maps, seismic interpretation, well logs, well test data, core data, analogy and statistical analysis.

We have a company-wide, comprehensive, SEC-compliant internal policy that governs the determination and reporting of proved reserves. This policy is applied by the geoscientists and reservoir engineers in our business units around the world. As part of our internal control process, each business unit's reserves processes and controls are reviewed annually by an internal team which is headed by the company's Manager of Reserves Compliance and Reporting. This team, composed of internal reservoir engineers, geoscientists, finance personnel and a senior representative from DeGolyer and MacNaughton (D&M), a third-party petroleum engineering consulting firm, reviews the business unit's reserves for adherence to SEC guidelines and company policy through on-site visits, teleconferences and review of documentation. In addition to providing independent reviews, this internal team also ensures reserves are calculated using consistent and appropriate standards and procedures. This team is independent of business unit line management and is responsible for reporting its findings to senior management. The team is responsible for communicating our reserves policy and procedures and is available for internal peer reviews and consultation on major projects or technical issues throughout the year. All of our proved reserves held by consolidated companies and our share of equity affiliates have been estimated by ConocoPhillips.

During 2025, our processes and controls used to assess over 90 percent of proved reserves as of December 31, 2025, were reviewed by D&M. The purpose of their review was to assess whether the adequacy and effectiveness of our internal processes and controls used to determine estimates of proved reserves are in accordance with SEC regulations. In such review, ConocoPhillips' technical staff presented D&M with an overview of the reserves data, as well as the methods and assumptions used in estimating reserves. The data presented included pertinent seismic information, geologic maps, well logs, production tests, material balance calculations, reservoir simulation models, well performance data, operating procedures and relevant economic criteria. Management's intent in retaining D&M to review its processes and controls was to provide objective third-party input on these processes and controls. D&M's opinion was the general processes and controls employed by ConocoPhillips in estimating its December 31, 2025 proved reserves for the properties reviewed are in accordance with the SEC reserves definitions. D&M's report is included as Exhibit 99 of this Annual Report on Form 10-K.

The technical person primarily responsible for overseeing the processes and internal controls used in the preparation of the company's reserves estimates is the Manager of Reserves Compliance and Reporting. This individual holds a master's degree in reservoir engineering. He is a member of the Society of Petroleum Engineers with over 20 years of oil and gas industry experience and has held positions of increasing responsibility in reservoir engineering, subsurface and asset management in the U.S. and several international field locations.

Engineering estimates of the quantities of proved reserves are inherently imprecise. See the "Critical Accounting Estimates" section of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations for additional discussion of the sensitivities surrounding these estimates.

Proved ReservesYears Ended
December 31

	Crude Oil									
	Millions of Barrels									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed and Undeveloped										
End of 2022	955	1,508	2,463	8	175	119	210	2,975	93	3,068
Revisions	(57)	126	69	1	(1)	8	10	87	1	88
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	2	2	—	—	—	—	2	—	2
Extensions and discoveries	219	54	273	15	3	19	—	310	—	310
Production	(64)	(202)	(266)	(3)	(23)	(22)	(17)	(331)	(5)	(336)
Sales	—	(11)	(11)	—	—	—	—	(11)	—	(11)
End of 2023	1,053	1,477	2,530	21	154	124	203	3,032	89	3,121
Revisions	5	185	190	5	(5)	15	52	257	—	257
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	23	364	387	—	—	—	25	412	—	412
Extensions and discoveries	14	29	43	9	—	—	—	52	24	76
Production	(62)	(211)	(273)	(6)	(25)	(22)	(18)	(344)	(5)	(349)
Sales	—	(3)	(3)	—	—	—	—	(3)	—	(3)
End of 2024	1,033	1,841	2,874	29	124	117	262	3,406	108	3,514
Revisions	(9)	237	228	(6)	1	14	18	255	—	255
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions and discoveries	46	64	110	4	—	—	—	114	—	114
Production	(63)	(269)	(332)	(6)	(23)	(21)	(25)	(407)	(5)	(412)
Sales	—	(47)	(47)	—	—	—	—	(47)	—	(47)
End of 2025	1,007	1,826	2,833	21	102	110	255	3,321	103	3,424

Years Ended
December 31

	Crude Oil									
	Millions of Barrels									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed										
End of 2022	867	828	1,695	5	124	102	191	2,117	58	2,175
End of 2023	790	793	1,583	7	109	91	181	1,971	54	2,025
End of 2024	767	1,122	1,889	11	101	88	208	2,297	49	2,346
End of 2025	730	1,015	1,745	9	89	91	214	2,148	44	2,192
Undeveloped										
End of 2022	88	680	768	3	51	17	19	858	35	893
End of 2023	263	684	947	14	45	33	22	1,061	35	1,096
End of 2024	266	719	985	18	23	29	54	1,109	59	1,168
End of 2025	277	811	1,088	12	13	19	41	1,173	59	1,232

*All Equity Affiliate reserves are located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Notable changes in proved crude oil reserves in the three years ended December 31, 2025, included:

- Revisions: In 2025, upward revisions in Lower 48 were due to development drilling of 407 million barrels, technical revisions of 18 million barrels, and 13 million barrels due to lower operating costs, partially offset by downward revisions of 160 million barrels for changes in development plans and 41 million barrels due to lower prices. Upward revisions in Africa were in Libya, with development plan updates of 12 million barrels and technical revisions of 6 million barrels. Upward revisions of 14 million barrels in the consolidated operations in Asia Pacific/Middle East were split between China, where technical revisions contributed 4 million barrels and development plan updates 3 million barrels, and Malaysia, with upward technical revisions of 7 million barrels. In Alaska, downward revisions of 9 million barrels were due to lower prices of 21 million barrels, partially offset by 7 million barrels of upward technical revisions and 5 million barrels due to development plan updates. Downward revisions in Canada were due to technical revisions of 4 million barrels and changes in development plans of 2 million barrels.

In 2024, upward revisions in Lower 48 were due to development drilling of 298 million barrels and technical revisions of 28 million barrels, partially offset by downward revisions of 114 million barrels for changes in development plans, 23 million barrels due to lower prices and increasing operating costs of 4 million barrels. An upward revision of 52 million barrels in Africa was due to an increase in development plans in Libya. In the consolidated operations in Asia Pacific/Middle East, upward revisions of 15 million barrels were primarily due to the project sanction of Bohai Bay Phase 5 in China. Upward revisions of 5 million barrels in Canada were due to technical revisions. In Alaska, where future production is constrained by the Trans-Alaska Pipeline System minimum flow limit, updated total North Slope development phasing indicated that the flow limit will be reached later than previously premised, resulting in upward revisions of 22 million barrels. Further upward revisions in Alaska include development plan changes of 8 million barrels. These were partially offset by downward revisions due to increasing operating costs of 15 million barrels and 10 million barrels due to technical revisions. Downward revisions in Europe were due to technical revisions of 3 million barrels and development plan changes of 2 million barrels.

In 2023, upward revisions in Lower 48 were due to development drilling of 161 million barrels and technical revisions in the unconventional plays of 31 million barrels, partially offset by downward revisions of 52 million barrels due to lower prices and 14 million barrels for changes in development plans. An upward revision of 10 million barrels in Africa was primarily development drilling in Libya. Upward revisions of 8 million barrels in the consolidated operations in Asia Pacific/Middle East were due to technical revisions. In Alaska, where future production is constrained by the Trans-Alaska Pipeline System minimum flow limit, updated total North Slope development phasing indicated that the flow limit will be reached earlier than previously premised, resulting in downward revisions of 25 million barrels. Further downward revisions in Alaska include development plan changes of 14 million barrels, cost escalation of 13 million barrels, and 7 million barrels due to lower prices, partially offset by 2 million barrels of technical revisions.

- Purchases: In 2024, our acquisition of Marathon Oil resulted in purchases for Lower 48, as well as for Africa, representing reserves in Equatorial Guinea. Purchases in Alaska represent the acquisition of additional interest in the Kuparuk River and Prudhoe Bay units.
- Extensions and discoveries: In 2025, Lower 48 extensions and discoveries were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Alaska extensions and discoveries were primarily in the Greater Kuparuk area, with 34 million barrels in the Coyote development and 8 million barrels in the Nuna project, as well as 4 million barrels from Western North Slope projects. Extensions and discoveries in Canada were in Montney.

In 2024, Lower 48 extensions and discoveries were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Alaska extensions and discoveries were primarily due to Nuna and other Western North Slope projects. Extensions and discoveries in Canada were in Montney. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in the Middle East.

In 2023, extensions and discoveries in Alaska were driven primarily by the Willow and Nuna projects. Lower 48 extensions and discoveries were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Extensions and discoveries in Canada and Asia Pacific/Middle East were driven primarily by Montney and Bohai Phase 4B in China, respectively.

- Sales: In 2025, Lower 48 sales represent noncore asset dispositions in the Anadarko Basin of 17 million barrels, offshore US assets of 14 million barrels, and other assets of 16 million barrels, primarily in the Permian Basin.

Years Ended
December 31

Years Ended December 31	Natural Gas Liquids									
	Millions of Barrels									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed and Undeveloped										
End of 2022	78	749	827	5	13	—		845	50	895
Revisions	(1)	119	118	—	2	—		120	1	121
Improved recovery	—	—	—	—	—	—		—	—	—
Purchases	—	1	1	—	—	—		1	—	1
Extensions and discoveries	—	20	20	6	—	—		26	—	26
Production	(5)	(90)	(95)	(1)	(2)	—		(98)	(3)	(101)
Sales	—	(2)	(2)	—	—	—		(2)	—	(2)
End of 2023	72	797	869	10	13	—	—	892	48	940
Revisions	4	123	127	1	(2)	—	—	126	—	126
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	1	209	210	—	—	—	14	224	—	224
Extensions and discoveries	—	15	15	3	—	—	—	18	17	35
Production	(6)	(102)	(108)	(2)	(2)	—	—	(112)	(3)	(115)
Sales	—	(1)	(1)	—	—	—	—	(1)	—	(1)
End of 2024	71	1,041	1,112	12	9	—	14	1,147	62	1,209
Revisions	2	181	183	—	—	—	—	183	—	183
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions and discoveries	—	34	34	2	—	—	—	36	—	36
Production	(6)	(139)	(145)	(2)	(1)	—	(2)	(150)	(3)	(153)
Sales	—	(50)	(50)	—	—	—	—	(50)	—	(50)
End of 2025	67	1,067	1,134	12	8	—	12	1,166	59	1,225

Years Ended
December 31

Years Ended December 31	Natural Gas Liquids									
	Millions of Barrels									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed										
End of 2022	78	409	487	3	10	—		500	31	531
End of 2023	72	426	498	4	9	—		511	28	539
End of 2024	71	653	724	6	7	—	13	750	25	775
End of 2025	67	620	687	6	7	—	11	711	22	733
Undeveloped										
End of 2022	—	340	340	2	3	—		345	19	364
End of 2023	—	371	371	6	4	—		381	20	401
End of 2024	—	388	388	6	2	—	1	397	37	434
End of 2025	—	447	447	6	1	—	1	455	37	492

*All Equity Affiliate reserves are located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Notable changes in proved NGL reserves in the three years ended December 31, 2025, included:

- Revisions: In 2025, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling of 224 million barrels, technical revisions of 49 million barrels, and 13 million barrels due to lower operating costs. This was partly offset by changes in development plan of 89 million barrels and lower prices of 16 million barrels.

In 2024, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling of 164 million barrels and technical revisions of 52 million barrels. This was partially offset by development plan changes of 73 million barrels and lower prices impacting 20 million barrels.

In 2023, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling in the unconventional plays of 86 million barrels and technical revisions of 71 million barrels. This was partially offset by lower prices impacting 34 million barrels and development plan changes of 4 million barrels.

- Purchases: Purchases in 2024 were due to our acquisition of Marathon Oil, resulting in purchases for Lower 48 as well as in Africa, representing reserves in Equatorial Guinea.
- Extensions and discoveries: In 2025, Lower 48 extensions and discoveries were primarily within unconventional plays in the Permian Basin.

In 2024, Lower 48 extensions and discoveries were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in the Middle East.

In 2023, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Canada extensions and discoveries were in Montney.

- Sales: In 2025, Lower 48 sales represent noncore asset dispositions in the Anadarko Basin of 40 million barrels, offshore US assets of 2 million barrels, and other assets of 8 million barrels, primarily in the Permian Basin.

Years Ended
December 31

	Natural Gas									
	Billions of Cubic Feet									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed and Undeveloped										
End of 2022	2,502	4,742	7,244	94	862	326	241	8,767	5,753	14,520
Revisions	(243)	521	278	27	73	6	(57)	327	(90)	237
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	4	4	—	—	—	—	4	—	4
Extensions and discoveries	—	121	121	144	1	4	—	270	58	328
Production	(84)	(570)	(654)	(25)	(113)	(24)	(12)	(828)	(446)	(1,274)
Sales	—	(97)	(97)	—	—	—	—	(97)	—	(97)
End of 2023	2,175	4,721	6,896	240	823	312	172	8,443	5,275	13,718
Revisions	102	356	458	15	47	9	3	532	(26)	506
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	47	1,177	1,224	—	—	—	310	1,534	—	1,534
Extensions and discoveries	—	87	87	67	1	—	—	155	1,075	1,230
Production	(78)	(599)	(677)	(43)	(125)	(25)	(17)	(887)	(454)	(1,341)
Sales	—	(6)	(6)	—	—	—	—	(6)	—	(6)
End of 2024	2,246	5,736	7,982	279	746	296	468	9,771	5,870	15,641
Revisions	(76)	1,167	1,091	(29)	45	123	18	1,248	319	1,567
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions and discoveries	—	187	187	47	—	—	—	234	67	301
Production	(77)	(793)	(870)	(49)	(126)	(29)	(68)	(1,142)	(442)	(1,584)
Sales	—	(406)	(406)	—	—	—	—	(406)	—	(406)
End of 2025	2,093	5,891	7,984	248	665	390	418	9,705	5,814	15,519

Years Ended
December 31

	Natural Gas									
	Billions of Cubic Feet									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed										
End of 2022	2,474	2,628	5,102	64	641	322	241	6,370	3,974	10,344
End of 2023	2,156	2,525	4,681	92	591	305	172	5,841	3,558	9,399
End of 2024	2,186	3,670	5,856	147	642	289	457	7,391	3,189	10,580
End of 2025	1,994	3,379	5,373	123	584	385	413	6,878	3,148	10,026
Undeveloped										
End of 2022	28	2,114	2,142	30	221	4	—	2,397	1,779	4,176
End of 2023	19	2,196	2,215	148	232	7	—	2,602	1,717	4,319
End of 2024	60	2,066	2,126	132	104	7	11	2,380	2,681	5,061
End of 2025	99	2,512	2,611	125	81	5	5	2,827	2,666	5,493

**All Equity Affiliate reserves are located in our Asia Pacific/Middle East Region.*

Natural gas production in the reserves table may differ from gas production (delivered for sale) in our statistics disclosure, primarily because the quantities above include gas consumed in production operations. Quantities consumed in production operations are not significant in the periods presented. The value of net production consumed in operations is not reflected in net revenues and production expenses, nor do the volumes impact the respective per unit metrics.

Reserve volumes include natural gas to be consumed in operations of 2,211 BCF, 2,285 BCF and 2,263 BCF, as of December 31, 2025, 2024 and 2023, respectively. These volumes are not included in the calculation of our Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Relating to Proved Oil and Gas Reserve Quantities.

Natural gas reserves are computed at 14.65 pounds per square inch absolute and 60 degrees Fahrenheit.

Notable changes in proved natural gas reserves in the three years ended December 31, 2025, included:

- Revisions: In 2025, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling of 1,288 BCF, technical revisions of 335 BCF, and 108 BCF due to lower operating costs, partly offset by downward revisions of 487 BCF for changes in development plans, and 77 BCF due to lower prices. In the consolidated operations in Asia Pacific/Middle East, upward revisions in Malaysia were 120 BCF, where upward revisions of 113 BCF resulted from the extension of the Kebabangan Cluster (KBBC) PSC and additional agreements, and improved prices of 7 BCF. An additional 3 BCF of upward revisions in China were due to technical revisions. Upward technical revisions in Europe of 45 BCF were in Norway. Downward revisions in Alaska included 59 BCF due to price and 38 BCF to be consumed in operations, offset by development plan updates of 13 BCF and upward technical revisions of 8 BCF. Downward revisions in Canada were due to changes in development plans of 15 BCF and technical revisions of 14 BCF. Our equity affiliates in Australia had upward technical revisions of 319 BCF.

In 2024, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling of 841 BCF, technical revisions of 113 BCF, partly offset by downward revisions of 422 BCF for changes in development plans, 127 BCF due to lower prices and 49 BCF due to increasing operating costs. Upward revisions in Alaska of 68 BCF were due to updated total North Slope development phasing, as future production of gas is dependent on the Trans-Alaska Pipeline System minimum flow limit, which will be reached later than previously premised. Further upward revisions in Alaska included 28 BCF from revised development plans and 24 BCF to be consumed in operations. Offsetting downward revisions from technical revisions and costs were 18 BCF. In Europe, technical revisions contributed 64 BCF of upward revisions, offset by 17 BCF of development plan changes. In our equity affiliates, downward revisions were due to lower prices of 81 BCF, partially offset by positive technical revisions of 55 BCF.

In 2023, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling in the unconventional plays of 502 BCF, technical revisions of 268 BCF, partly offset by lower prices of 211 BCF and development plan downward revisions of 38 BCF. In Europe, technical revisions contributed 64 BCF and development drilling of 14 BCF, partially offset by lower prices of 5 BCF. In Canada, upward revisions were driven by technical revisions of 37 BCF, partially offset by lower prices of 10 BCF. In Alaska, where future production is constrained by the Trans-Alaska Pipeline System minimum flow limit, updated total North Slope development phasing indicated that the flow limit will be reached earlier than previously premised, resulting in downward revisions of 121 BCF. Further downward revisions in Alaska included 72 BCF from operating efficiencies resulting in less gas to be consumed in operations, 22 BCF due to lower prices, 14 BCF from cost escalation, and 14 BCF due to technical revisions. Downward revisions in Africa of 57 BCF due to infrastructure constraints and sales demand revisions. In our equity affiliates, downward revisions were due to lower prices of 288 BCF, offset by upward technical revisions of 198 BCF.

- Purchases: In 2024, our acquisition of Marathon Oil resulted in purchases for Lower 48, as well as for Africa, representing reserves in Equatorial Guinea. Purchases in Alaska represent the acquisition of additional interest in the Kuparuk River and Prudhoe Bay units.
- Extensions and discoveries: In 2025, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Canada extensions and discoveries were in Montney. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in Australia.

In 2024, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Canada extensions and discoveries were in Montney. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in the Middle East and Australia.

In 2023, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Canada extensions and discoveries were in Montney. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in Australia.

- Sales: In 2025, Lower 48 sales represent noncore asset dispositions in the Anadarko Basin of 344 BCF, offshore US assets of 15 BCF, and other assets of 47 BCF, primarily in the Permian Basin.

In 2023, Lower 48 sales represent the disposition of noncore assets.

Years Ended December 31	Bitumen	
	Millions of Barrels	
	Canada	Total*
Developed and Undeveloped		
End of 2022	216	216
Revisions	15	15
Improved recovery	—	—
Purchases	209	209
Extensions and discoveries	—	—
Production	(30)	(30)
Sales	—	—
End of 2023	410	410
Revisions	118	118
Improved recovery	—	—
Purchases	—	—
Extensions and discoveries	—	—
Production	(45)	(45)
Sales	—	—
End of 2024	483	483
Revisions	(32)	(32)
Improved recovery	—	—
Purchases	—	—
Extensions and discoveries	—	—
Production	(49)	(49)
Sales	—	—
End of 2025	402	402

Years Ended December 31	Bitumen	
	Millions of Barrels	
	Canada	Total*
Developed		
End of 2022	127	127
End of 2023	293	293
End of 2024	230	230
End of 2025	234	234
Undeveloped		
End of 2022	89	89
End of 2023	117	117
End of 2024	253	253
End of 2025	168	168

*There are no Bitumen reserves associated with our Equity Affiliates.

Notable changes in proved bitumen reserves in the three years ended December 31, 2025, included:

- **Revisions:** In 2025, downward revisions of 67 million barrels due to changes in development timing were partially offset by upward technical revisions of 18 million barrels and an upward revision of 17 million barrels due to the impact of price on variable royalties.

In 2024, upward revisions of 125 million barrels due to changes in development timing was partially offset by downward revisions due to price of 7 million barrels.

In 2023, the upward revision of 15 million barrels is primarily due to the impact of price on variable royalties.

- **Purchases:** In 2023, purchases in Canada were a result of the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont.

Years Ended December 31	Total Proved Reserves									
	Millions of Barrels of Oil Equivalent									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed and Undeveloped										
End of 2022	1,450	3,048	4,498	245	331	173	250	5,497	1,102	6,599
Revisions	(98)	332	234	20	12	9	1	276	(14)	262
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	4	4	209	—	—	—	213	—	213
Extensions and discoveries	219	94	313	45	3	20	—	381	10	391
Production	(83)	(387)	(470)	(38)	(43)	(26)	(19)	(596)	(82)	(678)
Sales	—	(29)	(29)	—	—	—	—	(29)	—	(29)
End of 2023	1,488	3,062	4,550	481	303	176	232	5,742	1,016	6,758
Revisions	25	367	392	127	3	16	52	590	(6)	584
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	32	768	800	—	—	—	91	891	—	891
Extensions and discoveries	14	59	73	23	—	—	—	96	220	316
Production	(81)	(413)	(494)	(60)	(48)	(26)	(21)	(649)	(83)	(732)
Sales	—	(5)	(5)	—	—	—	—	(5)	—	(5)
End of 2024	1,478	3,838	5,316	571	258	166	354	6,665	1,147	7,812
Revisions	(21)	613	592	(43)	8	35	21	613	54	667
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Extensions and discoveries	46	129	175	14	—	—	—	189	11	200
Production	(81)	(540)	(621)	(66)	(45)	(26)	(38)	(796)	(81)	(877)
Sales	—	(165)	(165)	—	—	—	—	(165)	—	(165)
End of 2025	1,422	3,875	5,297	476	221	175	337	6,506	1,131	7,637

Years Ended December 31	Total Proved Reserves									
	Millions of Barrels of Oil Equivalent									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed										
End of 2022	1,357	1,676	3,033	147	240	155	231	3,806	751	4,557
End of 2023	1,222	1,639	2,861	320	216	142	210	3,749	675	4,424
End of 2024	1,202	2,387	3,589	272	215	136	297	4,509	606	5,115
End of 2025	1,129	2,198	3,327	270	193	155	294	4,239	591	4,830
Undeveloped										
End of 2022	93	1,372	1,465	98	91	18	19	1,691	351	2,042
End of 2023	266	1,423	1,689	161	87	34	22	1,993	341	2,334
End of 2024	276	1,451	1,727	299	43	30	57	2,156	541	2,697
End of 2025	293	1,677	1,970	206	28	20	43	2,267	540	2,807

*All Equity Affiliate reserves are located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Natural gas reserves are converted to BOE based on a 6:1 ratio: six MCF of natural gas converts to one BOE.

Proved Undeveloped Reserves

The following table shows changes in total proved undeveloped reserves for 2025:

	Proved Undeveloped Reserves
	Millions of Barrels of Oil Equivalent
End of 2024	2,697
Revisions	554
Improved recovery	—
Purchases	—
Extensions and discoveries	159
Sales	(3)
Transfers to Proved Developed	(600)
End of 2025	2,807

Upward revisions of 554 MMBOE were predominately driven by progression of development plans of 635 MMBOE in the Lower 48 unconventional plays (including development plan updates in 2025 following the acquisition of Marathon Oil in late 2024), Alaska, and Libya, including 61 MMBOE due to extension of economic limit resulting from new development. This is partly offset by changes in development plans, primarily in Canada.

Extensions and discoveries were largely driven by the continued development planned in Lower 48. The remaining extensions and discoveries were driven by the continued development planned in the other geographic regions, including Alaska, Canada, and Australia.

Transfers to proved developed reserves were driven by the ongoing development of our assets. Approximately 76 percent of the transfers were from the development of our Lower 48 unconventional plays. The remainder of transfers were from development across the other geographic regions.

At December 31, 2025, our PUDs represented 37 percent of total proved reserves, compared with 35 percent at December 31, 2024. Costs incurred for the year ended December 31, 2025 relating to the development of PUDs were \$10.3 billion. A portion of our costs incurred each year relates to development projects where the PUDs will be converted to proved developed reserves in future years.

At the end of 2025, approximately 89 percent of total PUDs were under development or scheduled for development within five years of initial disclosure, including all of our Lower 48 PUDs. The PUDs to be developed beyond five years are in the Willow project in Alaska, a development that is currently underway with production anticipated in 2029 due to its large scale and remote location, as well as in major development areas which are currently producing and located in Canada and Australia.

Results of Operations

The company's results of operations from oil and gas activities for the years 2025, 2024 and 2023 are shown in the following tables. Non-oil and gas activities, such as pipeline and marine operations, LNG operations, crude oil and gas marketing activities, and the profit element of transportation operations in which we have an ownership interest are excluded.

Additional information about selected line items within the results of operations tables is shown below:

- Sales include sales to unaffiliated entities attributable primarily to the company's net working interests and royalty interests. Sales are net of fees to transport our produced hydrocarbons beyond the production function to a final delivery point using transportation operations which are not consolidated.
- Transportation costs reflect fees to transport our produced hydrocarbons beyond the production function to a final delivery point using transportation operations which are consolidated.
- Other revenues include gains and losses from asset sales, certain amounts resulting from the purchase and sale of hydrocarbons, and other miscellaneous income.
- Production costs include costs incurred to operate and maintain wells, related equipment and facilities used in the production of petroleum liquids and natural gas.
- Taxes other than income taxes include production, property and other non-income taxes.
- Depreciation of support equipment is reclassified as applicable.
- Other related expenses include inventory fluctuations, foreign currency transaction gains and losses and other miscellaneous expenses.

Results of Operations

	Millions of Dollars									
Year Ended December 31, 2025	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*
<i>Consolidated operations</i>										
Sales	\$ 5,048	21,553	26,601	2,387	3,158	1,601	2,182	—	35,929	730
Transfers	5	—	5	—	—	—	—	—	5	2,716
Transportation costs	(787)	—	(787)	—	—	—	—	—	(787)	—
Other revenues	1	505	506	20	33	39	181	15	794	13
Total revenues	4,267	22,058	26,325	2,407	3,191	1,640	2,363	15	35,941	3,459
Production costs excluding taxes	1,485	5,856	7,341	832	613	358	296	1	9,441	540
Taxes other than income taxes	376	1,500	1,876	27	42	56	4	—	2,005	1,007
Exploration expenses	32	174	206	24	32	117	24	—	403	—
Depreciation, depletion and amortization	1,239	8,092	9,331	511	676	459	231	—	11,208	447
Impairments	1	26	27	(1)	—	—	—	—	26	—
Other related expenses	59	70	129	18	19	(40)	12	16	154	(4)
Accretion	108	123	231	18	72	31	—	—	352	27
	967	6,217	7,184	978	1,737	659	1,796	(2)	12,352	1,442
Income tax provision (benefit)	248	1,293	1,541	233	1,354	243	1,447	1	4,819	443
Results of operations	\$ 719	4,924	5,643	745	383	416	349	(3)	7,533	999

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Year Ended December 31,2024	Millions of Dollars									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*
<i>Consolidated operations</i>										
Sales	\$ 5,574	19,028	24,602	2,567	3,469	1,847	1,488	—	33,973	917
Transfers	6	—	6	—	—	—	—	—	6	3,343
Transportation costs	(709)	—	(709)	—	—	—	—	—	(709)	—
Other revenues	—	108	108	(34)	(69)	3	117	13	138	18
Total revenues	4,871	19,136	24,007	2,533	3,400	1,850	1,605	13	33,408	4,278
Production costs excluding taxes	1,330	4,691	6,021	902	506	350	120	—	7,899	543
Taxes other than income taxes	410	1,372	1,782	31	36	108	4	—	1,961	1,181
Exploration expenses	74	85	159	80	68	40	8	1	356	—
Depreciation, depletion and amortization	1,175	6,422	7,597	594	689	424	67	—	9,371	484
Impairments	32	42	74	4	2	—	—	—	80	—
Other related expenses	(36)	49	13	(52)	(68)	—	5	14	(88)	(8)
Accretion	106	79	185	18	68	28	—	—	299	19
	1,780	6,396	8,176	956	2,099	900	1,401	(2)	13,530	2,059
Income tax provision (benefit)	461	1,407	1,868	224	1,539	222	1,306	(1)	5,158	623
Results of operations	\$ 1,319	4,989	6,308	732	560	678	95	(1)	8,372	1,436

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Year Ended December 31,2023	Millions of Dollars									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*
<i>Consolidated operations</i>										
Sales	\$ 5,918	18,976	24,894	1,517	3,449	1,914	1,447	—	33,221	822
Transfers	5	—	5	—	—	—	—	—	5	3,429
Transportation costs	(611)	—	(611)	—	—	—	—	—	(611)	—
Other revenues	(4)	142	138	(1)	3	(1)	181	3	323	14
Total revenues	5,308	19,118	24,426	1,516	3,452	1,913	1,628	3	32,938	4,265
Production costs excluding taxes	1,242	4,175	5,417	602	499	348	74	1	6,941	493
Taxes other than income taxes	442	1,347	1,789	26	35	115	3	—	1,968	1,208
Exploration expenses	72	153	225	49	73	44	4	3	398	—
Depreciation, depletion and amortization	938	5,702	6,640	374	532	454	50	—	8,050	390
Impairments	—	7	7	6	—	—	—	—	13	—
Other related expenses	71	42	113	60	(24)	17	3	12	181	(8)
Accretion	94	65	159	12	61	27	—	—	259	30
	2,449	7,627	10,076	387	2,276	908	1,494	(13)	15,128	2,152
Income tax provision (benefit)	640	1,667	2,307	5	1,704	66	1,375	—	5,457	658
Results of operations	\$ 1,809	5,960	7,769	382	572	842	119	(13)	9,671	1,494

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Statistics

Net Production	2025	2024	2023
	Thousands of Barrels Daily		
Crude Oil			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	177	173	173
Lower 48	749	602	569
United States	926	775	742
Canada	17	17	9
Europe	63	69	64
Asia Pacific	59	59	60
Africa	68	49	48
Total consolidated operations	1,133	969	923
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	12	13	13
Total company	1,145	982	936
<i>Delaware Basin Area (Lower 48)*</i>	321	301	274
Natural Gas Liquids			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	15	15	16
Lower 48	382	279	256
United States	397	294	272
Canada	6	6	3
Europe	3	4	4
Africa	5	—	—
Total consolidated operations	411	304	279
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	8	8	8
Total company	419	312	287
<i>Delaware Basin Area (Lower 48)*</i>	171	144	135
Bitumen			
Consolidated operations—Canada	133	122	81
Total company	133	122	81
Natural Gas	Millions of Cubic Feet Daily		
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	41	39	38
Lower 48	2,119	1,625	1,457
United States	2,160	1,664	1,495
Canada	125	115	65
Europe	330	329	279
Asia Pacific	63	50	48
Africa	181	42	29
Total consolidated operations	2,859	2,200	1,916
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	1,206	1,233	1,219
Total company	4,065	3,433	3,135
<i>Delaware Basin Area (Lower 48)*</i>	1,011	884	768

*At year-end 2025, 2024 and 2023, the Delaware Basin Area in Lower 48 contained more than 15 percent of our total proved reserves.

Average Sales Prices	2025	2024	2023
Crude Oil Per Barrel			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska*	\$ 60.59	71.32	74.46
Lower 48	63.18	74.17	76.19
United States	62.65	73.49	75.75
Canada	55.35	64.47	66.19
Europe	70.52	81.09	84.56
Asia Pacific	71.05	82.42	84.79
Africa	67.45	80.65	83.07
Total international	68.44	79.97	83.33
Total consolidated operations	63.70	74.76	77.19
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	68.94	76.76	78.45
Total operations	63.75	74.78	77.21
Natural Gas Liquids Per Barrel			
<i>Consolidated operations</i>			
Lower 48	\$ 20.64	22.02	21.73
United States	20.64	22.02	21.73
Canada	22.54	29.59	26.13
Europe	41.39	45.50	41.13
Africa	1.00	—	—
Total international	19.23	33.60	34.56
Total consolidated operations	20.59	22.43	22.12
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	46.20	51.53	47.09
Total operations	21.07	23.19	22.82
Bitumen Per Barrel			
Consolidated operations—Canada	\$ 40.74	47.92	42.15
Natural Gas Per Thousand Cubic Feet			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	\$ 3.81	3.90	4.47
Lower 48	1.74	0.87	2.12
United States	1.74	0.88	2.13
Canada**	1.02	0.54	1.80
Europe	12.08	11.11	13.33
Asia Pacific	3.59	3.74	3.95
Africa	8.58	7.32	6.49
Total international	8.44	7.87	10.01
Total consolidated operations	3.40	2.61	3.89
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	6.83	8.22	8.46
Total operations	4.44	4.69	5.69

*Average sales prices for Alaska crude oil above reflects a reduction for transportation costs in which we have an ownership interest that are incurred subsequent to the terminal point of the production function. Accordingly, the average sales prices differ from those discussed in Item 7 of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations.

**Average sales prices include unutilized transportation costs.

	2025	2024	2023
Average Production Costs Per Barrel of Oil Equivalent*			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	\$ 20.44	18.73	17.45
Lower 48	10.81	11.13	10.72
United States	11.95	12.22	11.76
Canada	12.88	15.03	15.86
Europe	13.88	10.80	11.89
Asia Pacific	14.01	14.27	14.02
Africa	7.87	5.85	3.83
Total international	12.22	12.36	12.28
Total consolidated operations	12.01	12.26	11.87
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	6.69	6.56	6.03
Average Production Costs Per Barrel—Bitumen			
Consolidated operations—Canada	\$ 11.63	15.19	14.42
Taxes Other Than Income Taxes Per Barrel of Oil Equivalent			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	\$ 5.18	5.77	6.21
Lower 48	2.77	3.25	3.46
United States	3.05	3.62	3.88
Canada	0.42	0.52	0.68
Europe	0.95	0.77	0.83
Asia Pacific	2.19	4.40	4.63
Africa	0.11	0.20	0.16
Total international	0.75	1.18	1.44
Total consolidated operations	2.55	3.04	3.37
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	12.48	14.28	14.77
Depreciation, Depletion and Amortization Per Barrel of Oil Equivalent			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	\$ 17.06	16.55	13.18
Lower 48	14.94	15.23	14.64
United States	15.19	15.42	14.42
Canada	7.91	9.90	9.85
Europe	15.31	14.71	12.67
Asia Pacific	17.96	17.29	18.29
Africa	6.14	3.27	2.58
Total international	10.92	11.68	11.36
Total consolidated operations	14.26	14.54	13.77
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	5.54	5.85	4.77

*Includes bitumen.

Development and Exploration Activities

The following two tables summarize our net interest in productive and dry exploratory and development wells in the years ended December 31, 2025, 2024 and 2023. A “development well” is a well drilled within the proved area of a reservoir to the depth of a stratigraphic horizon known to be productive. An “exploratory well” is a well drilled to find and produce crude oil or natural gas in an unknown field or a new reservoir within a proven field. Exploratory wells also include wells drilled in areas near or offsetting current production, or in areas where well density or production history have not achieved statistical certainty of results. Excluded from the exploratory well count are stratigraphic-type exploratory wells, primarily relating to oil sands delineation wells located in Canada and CBM test wells located in Asia Pacific/Middle East.

Net Wells Completed

	Productive			Dry		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Exploratory						
<i>Consolidated operations</i>						
Alaska	—	—	—	—	—	2
Lower 48	31	39	38	—	—	2
United States	31	39	38	—	—	4
Canada	4	7	6	—	—	—
Europe	—	—	—	*	*	*
Asia Pacific/Middle East	*	*	—	4	—	—
Africa	—	—	—	—	1	—
Total consolidated operations	35	46	44	4	1	4
<i>Equity affiliates</i>						
Asia Pacific/Middle East	6	2	3	—	—	*
Total equity affiliates	6	2	3	—	—	*
Development						
<i>Consolidated operations</i>						
Alaska	14	13	11	—	—	—
Lower 48	657	507	494	—	—	—
United States	671	520	505	—	—	—
Canada	40	38	21	—	—	—
Europe	4	8	4	—	—	—
Asia Pacific/Middle East	24	23	20	—	—	—
Africa	11	5	4	*	—	—
Total consolidated operations	750	594	554	—	—	—
<i>Equity affiliates</i>						
Asia Pacific/Middle East	87	54	45	—	—	—
Total equity affiliates	87	54	45	—	—	—

*Our total proportionate interest was less than one.

The table below represents the status of our wells drilling at December 31, 2025, and includes wells in the process of drilling or in active completion. It also represents gross and net productive wells, including producing wells and wells capable of production at December 31, 2025.

Wells at December 31, 2025

	In Progress		Productive			
			Oil		Gas	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
<i>Consolidated operations</i>						
Alaska	2	2	1,547	940	—	—
Lower 48	717	417	19,692	9,900	3,921	2,633
United States	719	419	21,239	10,840	3,921	2,633
Canada	59	59	227	227	178	178
Europe	10	3	513	83	70	4
Asia Pacific/Middle East	16	8	536	254	6	2
Africa	20	5	972	198	27	13
Total consolidated operations	824	494	23,487	11,602	4,202	2,830
<i>Equity affiliates</i>						
Asia Pacific/Middle East	242	35	—	—	5,924	1,709
Total equity affiliates	242	35	—	—	5,924	1,709

Acreage at December 31, 2025

	Thousands of Acres			
	Developed		Undeveloped	
	Gross	Net	Gross	Net
<i>Consolidated operations</i>				
Alaska	741	566	1,038	1,012
Lower 48	3,938	2,756	10,797	8,293
United States	4,679	3,322	11,835	9,305
Canada	316	293	3,387	1,998
Europe	451	58	347	155
Asia Pacific/Middle East	422	152	7,596	4,996
Africa	440	140	12,545	2,561
Total consolidated operations	6,308	3,965	35,710	19,015
<i>Equity affiliates</i>				
Asia Pacific/Middle East	1,160	342	4,003	1,039
Total equity affiliates	1,160	342	4,003	1,039

Costs Incurred

Year Ended December 31	Millions of Dollars									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*
2025										
<i>Consolidated operations</i>										
Unproved property acquisition	\$ —	215	215	—	—	—	—	—	215	—
Proved property acquisition	5	42	47	—	—	—	—	—	47	—
	5	257	262	—	—	—	—	—	262	—
Exploration	42	573	615	61	113	113	26	—	928	9
Development	3,549	6,102	9,651	574	428	282	239	—	11,174	439
	\$ 3,596	6,932	10,528	635	541	395	265	—	12,364	448
2024										
<i>Consolidated operations</i>										
Unproved property acquisition	\$ —	10,985	10,985	—	—	—	—	—	10,985	—
Proved property acquisition	297	12,118	12,415	(46)	—	—	1,100	—	13,469	—
	297	23,103	23,400	(46)	—	—	1,100	—	24,454	—
Exploration	98	548	646	239	49	46	7	1	988	18
Development	2,808	6,301	9,109	390	598	354	91	—	10,542	323
	\$ 3,203	29,952	33,155	583	647	400	1,198	1	35,984	341
2023										
<i>Consolidated operations</i>										
Unproved property acquisition	\$ —	157	157	156	—	—	—	—	313	—
Proved property acquisition	—	106	106	2,973	—	—	—	—	3,079	—
	—	263	263	3,129	—	—	—	—	3,392	—
Exploration	67	396	463	144	45	49	4	3	708	46
Development	1,884	6,266	8,150	367	843	383	38	—	9,781	416
	\$ 1,951	6,925	8,876	3,640	888	432	42	3	13,881	462

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Capitalized Costs

At December 31	Millions of Dollars									
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*
2025										
<i>Consolidated operations</i>										
Proved property	\$ 32,822	93,970	126,792	12,060	15,047	11,561	2,509	—	167,969	12,121
Unproved property	117	9,102	9,219	1,299	129	76	99	—	10,822	2,135
	32,939	103,072	136,011	13,359	15,176	11,637	2,608	—	178,791	14,256
Accumulated depreciation, depletion and amortization	15,150	46,781	61,931	4,332	11,276	9,305	800	—	87,644	9,681
	\$ 17,789	56,291	74,080	9,027	3,900	2,332	1,808	—	91,147	4,575
2024										
<i>Consolidated operations</i>										
Proved property	\$ 29,435	88,461	117,896	10,904	12,986	11,274	2,304	—	155,364	11,691
Unproved property	107	13,883	13,990	1,256	41	96	97	10	15,490	2,133
	29,542	102,344	131,886	12,160	13,027	11,370	2,401	10	170,854	13,824
Accumulated depreciation, depletion and amortization	13,946	42,089	56,035	3,651	9,412	8,842	575	10	78,525	9,246
	\$ 15,596	60,255	75,851	8,509	3,615	2,528	1,826	—	92,329	4,578

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows Relating to Proved Oil and Gas Reserve Quantities

In accordance with SEC and FASB requirements, amounts were computed using 12-month average prices (adjusted only for existing contractual terms) and end-of-year costs, appropriate statutory tax rates and a prescribed 10 percent discount factor. Twelve-month average prices are calculated as the unweighted arithmetic average of the first-day-of-the-month price for each month within the 12-month period prior to the end of the reporting period. For all years, continuation of year-end economic conditions was assumed. The calculations were based on estimates of proved reserves, which are revised over time as new data becomes available. Probable or possible reserves, which may become proved in the future, were not considered. The calculations also require assumptions as to the timing of future production of proved reserves and the timing and amount of future development costs, including dismantlement, and future production costs, including taxes other than income taxes.

While due care was taken in its preparation, we do not represent that this data is the fair value of our oil and gas properties, or a fair estimate of the present value of cash flows to be obtained from their development and production.

Discounted Future Net Cash Flows

Millions of Dollars										
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
2025										
Future cash inflows	\$ 66,071	148,328	214,399	18,409	14,974	8,965	22,224	278,971	44,287	323,258
Less:										
Future production costs	36,032	69,324	105,356	7,854	5,290	3,726	2,466	124,692	27,353	152,045
Future development costs	13,540	21,994	35,534	1,628	3,697	1,359	576	42,794	3,175	45,969
Future income tax provisions	3,660	10,185	13,845	1,185	4,649	950	17,079	37,708	3,901	41,609
Future net cash flows	12,839	46,825	59,664	7,742	1,338	2,930	2,103	73,777	9,858	83,635
10 percent annual discount	5,400	14,372	19,772	2,607	(32)	914	570	23,831	3,842	27,673
Discounted future net cash flows	\$ 7,439	32,453	39,892	5,135	1,370	2,016	1,533	49,946	6,016	55,962

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region. Total Discounted future net cash flows for Asia Pacific/Middle East was \$8,032.

Millions of Dollars										
	Alaska	Lower 48**	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
2024										
Future cash inflows	\$ 79,396	164,264	243,660	24,685	18,148	10,405	26,592	323,490	51,975	375,465
Less:										
Future production costs	39,861	73,663	113,524	9,433	5,924	4,189	2,678	135,748	29,807	165,555
Future development costs	12,766	21,143	33,909	2,370	3,611	1,586	693	42,169	3,234	45,403
Future income tax provisions	5,664	13,098	18,762	1,886	6,680	1,131	20,750	49,209	5,630	54,839
Future net cash flows	21,105	56,360	77,465	10,996	1,933	3,499	2,471	96,364	13,304	109,668
10 percent annual discount	9,742	17,667	27,409	4,217	94	1,087	828	33,635	5,170	38,805
Discounted future net cash flows	\$ 11,363	38,693	50,056	6,779	1,839	2,412	1,643	62,729	8,134	70,863

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region. Total Discounted future net cash flows for Asia Pacific/Middle East was \$10,546.

Millions of Dollars										
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/Middle East	Africa	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
2023										
Future cash inflows	\$ 83,793	141,307	225,100	19,937	23,569	11,322	21,562	301,490	51,887	353,377
Less:										
Future production costs	39,069	57,303	96,372	8,699	6,576	4,586	1,008	117,241	28,579	145,820
Future development costs	13,685	21,391	35,076	2,058	3,802	1,458	400	42,794	2,299	45,093
Future income tax provisions	7,386	12,451	19,837	880	10,140	1,316	18,687	50,860	5,647	56,507
Future net cash flows	23,653	50,162	73,815	8,300	3,051	3,962	1,467	90,595	15,362	105,957
10 percent annual discount	11,522	16,850	28,372	2,723	432	1,257	570	33,354	5,543	38,897
Discounted future net cash flows	\$ 12,131	33,312	45,443	5,577	2,619	2,705	897	57,241	9,819	67,060

*All Equity Affiliate activity is located in our Asia Pacific/Middle East Region. Total Discounted future net cash flows for Asia Pacific/Middle East was \$12,524.

Sources of Change in Discounted Future Net Cash Flows

	Millions of Dollars								
	Consolidated Operations			Equity Affiliates			Total Company		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Discounted future net cash flows at the beginning of the year	\$ 62,729	\$ 57,241	85,720	\$ 8,134	9,819	13,272	\$ 70,863	67,060	98,992
Changes during the year									
Revenues less production costs for the year	(23,701)	(23,410)	(23,706)	(1,899)	(2,536)	(2,550)	(25,600)	(25,946)	(26,256)
Net change in prices, and production costs	(16,493)	(10,025)	(51,887)	(3,081)	(941)	(4,519)	(19,574)	(10,966)	(56,406)
Extensions, discoveries and improved recovery, less estimated future costs	(1,959)	(1,015)	1,751	(95)	507	118	(2,054)	(508)	1,869
Development costs for the year	11,110	10,197	9,129	458	402	326	11,568	10,599	9,455
Changes in estimated future development costs	(5,229)	(3,512)	(6,754)	(94)	(274)	(150)	(5,323)	(3,786)	(6,904)
Purchases of reserves in place, less estimated future costs	—	11,068	3,024	—	—	—	—	11,068	3,024
Sales of reserves in place, less estimated future costs	(1,161)	(113)	(446)	—	—	—	(1,161)	(113)	(446)
Revisions of previous quantity estimates	9,242	14,175	9,047	491	23	492	9,733	14,198	9,539
Accretion of discount	8,553	8,137	12,414	1,049	1,199	1,635	9,602	9,336	14,049
Net change in income taxes	6,855	(14)	18,949	1,053	(65)	1,195	7,908	(79)	20,144
Total changes	(12,783)	5,488	(28,479)	(2,118)	(1,685)	(3,453)	(14,901)	3,803	(31,932)
Discounted future net cash flows at year end	\$ 49,946	\$ 62,729	57,241	\$ 6,016	8,134	9,819	\$ 55,962	70,863	67,060

- The net change in prices and production costs is the beginning-of-year reserve-production forecast multiplied by the net annual change in the per-unit sales price and production cost, discounted at 10 percent.
- Purchases and sales of reserves in place, along with extensions, discoveries and improved recovery, are calculated using production forecasts of the applicable reserve quantities for the year multiplied by the 12-month average sales prices, less future estimated costs, discounted at 10 percent.
- Revisions of previous quantity estimates are calculated using production forecast changes for the year, including changes in the timing of production, multiplied by the 12-month average sales prices, less future estimated costs, discounted at 10 percent.
- The accretion of discount is 10 percent of the prior year's discounted future cash inflows, less future production and development costs.
- The net change in income taxes is the annual change in the discounted future income tax provisions.

Item 9. Changes in and Disagreements with Accountants on Accounting and Financial Disclosure

None.

Item 9A. Controls and Procedures

We maintain disclosure controls and procedures designed to ensure information required to be disclosed in reports we file or submit under the Securities Exchange Act of 1934, as amended (the Act), is recorded, processed, summarized and reported within the time periods specified in SEC rules and forms, and that such information is accumulated and communicated to management, including our principal executive and principal financial officers, as appropriate, to allow timely decisions regarding required disclosure. As of December 31, 2025, with the participation of our management, our Chairman and Chief Executive Officer (principal executive officer) and our Chief Financial Officer and Executive Vice President, Strategy and Commercial (principal financial officer) carried out an evaluation, pursuant to Rule 13a-15(b) of the Act, of ConocoPhillips' disclosure controls and procedures (as defined in Rule 13a-15(e) of the Act). Based upon that evaluation, our Chairman and Chief Executive Officer and our Chief Financial Officer and Executive Vice President, Strategy and Commercial concluded our disclosure controls and procedures were operating effectively as of December 31, 2025.

In the first quarter of 2025, we completed the final phase of a multi-year implementation of an updated global enterprise resource planning system. As a result, we made corresponding changes to our business processes and information systems, updating applicable internal controls over financial reporting where necessary.

There have been no other changes in our internal control over financial reporting, as defined in Rule 13a-15(f) of the Act, in the period covered by this report that have materially affected, or are reasonably likely to materially affect, our internal control over financial reporting.

Management's Annual Report on Internal Control Over Financial Reporting

This report is included in Item 8 on page 67 and is incorporated herein by reference.

Report of Independent Registered Public Accounting Firm

This report is included in Item 8 on page 68 and is incorporated herein by reference.

Item 9B. Other Information

Insider Trading Arrangements

During the three-month period ended December 31, 2025, no officer or director of the company adopted or terminated any Rule 10b5-1 trading arrangement or non-Rule 10b5-1 trading arrangement.

Item 9C. Disclosure Regarding Foreign Jurisdictions that Prevent Inspections

Not applicable.

Part III

Item 10. Directors, Executive Officers and Corporate Governance

Information regarding our executive officers appears in Part I of this report on page 28.

Code of Business Ethics and Conduct for Directors and Employees

We have a Code of Business Ethics and Conduct for Directors and Employees (Code of Ethics), including our principal executive officer, principal financial officer, principal accounting officer and persons performing similar functions. We have posted a copy of our Code of Ethics on the “Corporate Governance” section of our internet website at www.conocophillips.com (within the Investors>Corporate Governance section). Any waivers of the Code of Ethics must be approved, in advance, by our full Board of Directors. Any amendments to, or waivers from, the Code of Ethics that apply to our executive officers and directors will be posted on the “Corporate Governance” section of our internet website.

Insider Trading Policies and Procedures

We have adopted insider trading policies and procedures governing the purchase, sale and/or other dispositions of our securities by directors, officers and other personnel employed by us or any of our subsidiaries. All personnel are responsible for ensuring their “Related Parties” (as defined in the policies) comply as well. We have an additional insider trading policy that applies only to our directors, Section 16 officers and other designated officers and employees. We believe our insider trading policies are reasonably designed to promote compliance with insider trading laws, rules and regulations, the listing standards of the NYSE and Section 16 reporting requirements, as applicable.

All other information required by Item 10 of Part III will be included in our Proxy Statement relating to our 2026 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2026, and is incorporated herein by reference.*

Item 11. Executive Compensation

Information required by Item 11 of Part III will be included in our Proxy Statement relating to our 2026 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2026, and is incorporated herein by reference.*

Item 12. Security Ownership of Certain Beneficial Owners and Management and Related Stockholder Matters

Information required by Item 12 of Part III will be included in our Proxy Statement relating to our 2026 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2026, and is incorporated herein by reference.*

Item 13. Certain Relationships and Related Transactions, and Director Independence

Information required by Item 13 of Part III will be included in our Proxy Statement relating to our 2026 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2026, and is incorporated herein by reference.*

Item 14. Principal Accounting Fees and Services

Information required by Item 14 of Part III will be included in our Proxy Statement relating to our 2026 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2026, and is incorporated herein by reference.*

* Except for information or data specifically incorporated herein by reference under Items 10 through 14, other information and data appearing in our 2026 Proxy Statement are not deemed to be a part of this Annual Report on Form 10-K or deemed to be filed with the Commission as a part of this report.

Part IV

Item 15. Exhibits, Financial Statement Schedules

(a) 1. Financial Statements and Supplementary Data

The financial statements and supplementary information listed in the Index to Financial Statements, which appears on page 66, are filed as part of this annual report.

2. Financial Statement Schedules

All financial statement schedules are omitted because they are not required, not significant, not applicable or the information is shown in another schedule, the financial statements or the notes to consolidated financial statements.

3. Exhibits

The exhibits listed in the Index to Exhibits, which appears on pages 154 *through* 157, are filed as part of this annual report.

ConocoPhillips

Index to Exhibits

Exhibit No.	Description	Incorporated by Reference		
		Exhibit	Form	File No.
2.1	Separation and Distribution Agreement Between ConocoPhillips and Phillips 66, dated April 26, 2012.	2.1	8-K	001-32395
2.2	Agreement and Plan of Merger, dated as of May 28, 2024, by and among ConocoPhillips, Puma Merger Sub Corp, and Marathon Oil Corporation.	2.1	8-K	001-32395
3.1	Amended and Restated Certificate of Incorporation of ConocoPhillips.	3.1	10-Q	001-32395
3.2	Certificate of Designations of Series A Junior Participating Preferred Stock of ConocoPhillips.	3.2	8-K	000-49987
3.3	Second Amended and Restated Bylaws, dated May 16, 2023.	3.1	8-K	001-32395
3.4	Corrected Restated Certificate of Incorporation of ConocoPhillips Company, dated as of April 28, 2022.	3.3	S-4	001-32395
3.5	Bylaws of ConocoPhillips Company.	3.5	S-3	001-32395
	ConocoPhillips and its subsidiaries are parties to several debt instruments under which the total amount of securities authorized does not exceed 10 percent of the total assets of ConocoPhillips and its subsidiaries on a consolidated basis. Pursuant to paragraph 4(iii)(A) of Item 601(b) of Regulation S-K, ConocoPhillips agrees to furnish a copy of such instruments to the SEC upon request.			
4.1	Description of Securities of the Registrant.	4.1	10-K	001-32395
10.1	Indemnification and Release Agreement between ConocoPhillips and Phillips 66, dated April 26, 2012.	10.1	8-K	001-32395
10.2	Intellectual Property Assignment and License Agreement between ConocoPhillips and Phillips 66, dated April 26, 2012.	10.2	8-K	001-32395
10.3	Tax Sharing Agreement between ConocoPhillips and Phillips 66, dated April 26, 2012.	10.3	8-K	001-32395
10.4	Employee Matters Agreement between ConocoPhillips and Phillips 66, dated April 12, 2012.	10.4	8-K	001-32395
10.5.1	Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, dated June 1, 1998.	10.17.3	10-K	001-32395
10.5.2	First Amendment to the Trust Agreement under the Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, dated May 3, 1999.	10.17.4	10-K	001-32395
10.5.3	Second Amendment to the Trust Agreement under the Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, dated January 15, 2002.	10.17.5	10-K	001-32395
10.5.4	Third Amendment to the Trust Agreement under the Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, dated October 5, 2006.	10.17.6	10-K	001-32395
10.5.5	Fourth Amendment to the Trust Agreement under the ConocoPhillips Company Grantor Trust Agreement, dated May 1, 2012.	10.17.7	10-K	001-32395
10.5.6	Fifth Amendment to the Trust Agreement under the ConocoPhillips Company Grantor Trust Agreement, dated May 20, 2015.	10.17.8	10-K	001-32395
10.6.1	Successor Trustee Agreement of the Deferred Compensation Trust Agreement for Non-Employee Directors of ConocoPhillips dated July 31, 2020.	10.1	10-Q	001-32395
10.6.2	First Amendment to the Successor Trust Agreement of the Deferred Compensation Trust Agreement for Non-Employee Directors of ConocoPhillips, dated August 4, 2020.	10.2	10-Q	001-32395
10.7	Omnibus Securities Plan of Phillips Petroleum Company.	10.19	10-K	004-49987

10.8	2002 Omnibus Securities Plan of Phillips Petroleum Company.	10.26	10-K	000-49987
10.9.1	2004 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	Schedule 14A	Proxy	000-49987
10.9.2	Form of Performance Share Unit Award Agreement under the Performance Share Program under the 2004 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	10.27	10-K	001-32395
10.10	Omnibus Amendments to certain ConocoPhillips employee benefit plans, adopted December 7, 2007.	10.30	10-K	001-32395
10.11	2009 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	Schedule 14A	Proxy	001-32395
10.12.1	2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	Schedule 14A	Proxy	001-32395
10.12.2	Form of Performance Share Unit Award Agreement under the Restricted Stock Program under the 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 5, 2013.	10.26.6	10-K	001-32395
10.12.3	Form of Key Employee Award Agreement, as part of the ConocoPhillips Stock Option Program granted under the 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 18, 2014.	10.1	10-Q	001-32395
10.13.1	2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	10.1	8-K	001-32395
10.13.2	Form of Key Employee Award Agreement, as part of the ConocoPhillips Stock Option Program granted under the 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 16, 2016.	10.26.12	10-K	001-32395
10.13.3	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 18, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 13, 2018.	10.26.24	10-K	001-32395
10.13.4	Form of Key Employee Award Terms and Conditions, as part of the ConocoPhillips Stock Option Program granted under the 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 14, 2017.	10.1	10-Q	001-32395
10.13.5	Form of Executive Restricted Stock Unit Award Terms and Conditions, as part of the ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit Program, granted under the 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 11, 2020.	10.1	10-Q	001-32395
10.14.1	2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips	10.1	8-K	001-32395
10.14.2	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 24, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 13, 2024.	10.1	10-Q	001-32395
10.14.3	Form of Executive Restricted Stock Unit Award Terms and Conditions, as part of the ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit Program, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 13, 2024.	10.2	10-Q	001-32395
10.14.4	Form of 2024 Retention Award Terms and Conditions, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	10.3	10-Q	001-32395
10.14.5	Form of 2024 Inducement Award Terms and Conditions, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	10.4	10-Q	001-32395
10.14.6	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 25, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 11, 2025.	10.14.6	10-K	001-32395
10.14.7	Form of Executive Restricted Stock Unit Award Terms and Conditions, as part of the ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit Program, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 11, 2025.	10.14.7	10-K	001-32395

10.14.8	Form of 2025 Cash Retention Award Terms and Conditions, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	10.1	10-Q	001-32395
10.14.9	Form of 2025 Retention Award Terms and Conditions, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips.	10.2	10-Q	001-32395
10.14.10*	Form of Executive Restricted Stock Unit Award Terms and Conditions, as part of the ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit Program, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 10, 2026.			
10.14.11*	Form of Executive Restricted Stock Unit Award Terms and Conditions, as part of the ConocoPhillips Executive Restricted Stock Unit Program, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 10, 2026.			
10.14.12*	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 26, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 10, 2026.			
10.14.13*	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 26, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 10, 2026.			
10.14.14*	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 26, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 10, 2026.			
10.15	Amended and Restated ConocoPhillips Key Employee Supplemental Retirement Plan, dated January 1, 2020.	10.10.1	10-K	001-32395
10.16.1	Amended and Restated Defined Contribution Make-Up Plan of ConocoPhillips—Title I, dated January 1, 2020.	10.11.1	10-K	001-32395
10.16.2*	Amended and Restated Defined Contribution Make-Up Plan of ConocoPhillips—Title II, dated January 1, 2026.			
10.17	Amended and Restated Company Retirement Contribution Make-Up Plan of ConocoPhillips, dated January 1, 2024.	10.17	10-K	001-32395
10.18.1	Amended and Restated Key Employee Deferred Compensation Plan of ConocoPhillips—Title I, dated January 1, 2020.	10.19.1	10-K	001-32395
10.18.2*	Amended and Restated Key Employee Deferred Compensation Plan of ConocoPhillips—Title II, dated January 1, 2026.			
10.19	Amendment and Restatement of ConocoPhillips Key Employee Change in Control Severance Plan, effective December 2, 2021.	10.20.1	10-K	001-32395
10.20.1	Form of Non-Employee Director Restricted Stock Units Terms and Conditions, as part of the Deferred Compensation Plan for Non-Employee Directors of ConocoPhillips, dated January 15, 2016.	10.3	10-Q	001-32395
10.20.2	Form of Non-Employee Director Restricted Stock Units Terms and Conditions, granted under the 2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips and subject to the Deferred Compensation Plan for Non-Employee Directors of ConocoPhillips, dated January 15, 2025.	10.20.2	10-K	001-32395
10.21.1	Amendment and Restatement of Annex to Nonqualified Deferred Compensation Arrangements of ConocoPhillips dated April 19, 2012.	10.8	10-Q	001-32395
10.21.2	First Amendment to Annex to Nonqualified Deferred Compensation Arrangements of ConocoPhillips dated December 20, 2019.	10.27	10-K	001-32395
10.22	Amendment and Restatement of ConocoPhillips Executive Severance Plan, dated December 2, 2021.	10.47	10-K	001-32395
10.23	Purchase and Sale Agreement, dated as of September 20, 2021, by and between Shell Enterprises LLC and ConocoPhillips.	10.1	10-Q	001-32395

10.24	Form of Aircraft Time Sharing Agreement by and between certain executives and ConocoPhillips dated June 21, 2021.	10.2	10-Q	001-32395
10.25	Letter agreement with Timothy A. Leach, dated April 28, 2022.	10.1	10-Q	001-32395
10.25.1	Letter Agreement with Timothy A. Leach completed November 4, 2025.	10.1	10-Q	001-32395
10.26	Form of Aircraft Time Sharing Agreement by and between certain executives and ConocoPhillips dated November 14, 2023.	10.29	10-K	001-32395
10.27	Amended and Restated Deferred Compensation Plan for Non-Employee Directors of ConocoPhillips.	10.2	10-Q	001-32395
19*	Insider Trading Policies of ConocoPhillips			
21*	List of Subsidiaries of ConocoPhillips.			
22*	Subsidiary Guarantors of Guaranteed Securities.			
23.1*	Consent of Ernst & Young LLP.			
23.2*	Consent of DeGolyer and MacNaughton.			
31.1*	Certification of Chief Executive Officer pursuant to Rule 13a-14(a) under the Securities Exchange Act of 1934.			
31.2*	Certification of Chief Financial Officer pursuant to Rule 13a-14(a) under the Securities Exchange Act of 1934.			
32**	Certifications pursuant to 18 U.S.C. Section 1350.			
97	ConocoPhillips Clawback Policy effective October 2, 2023.	97.2	10-K	001-32395
99*	Report of DeGolyer and MacNaughton.			
101.INS*	Inline XBRL Instance Document.			
101.SCH*	Inline XBRL Schema Document.			
101.CAL*	Inline XBRL Calculation Linkbase Document.			
101.DEF*	Inline XBRL Definition Linkbase Document.			
101.LAB*	Inline XBRL Labels Linkbase Document.			
101.PRE*	Inline XBRL Presentation Linkbase Document.			
104*	Cover Page Interactive Data File (formatted as Inline XBRL and contained in Exhibit 101).			

* Filed herewith.

**Furnished herewith.

Signature

Pursuant to the requirements of Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934, the registrant has duly caused this report to be signed on its behalf by the undersigned, thereunto duly authorized.

CONOCOPHILLIPS

February 17, 2026

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance
Chairman of the Board of Directors
and Chief Executive Officer

Pursuant to the requirements of the Securities Exchange Act of 1934, this report has been signed, as of February 17, 2026, on behalf of the registrant by the following officers in the capacity indicated and by a majority of directors.

Signature

Title

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance

Chairman of the Board of Directors
and Chief Executive Officer
(Principal executive officer)

/s/ Andrew M. O'Brien

Andrew M. O'Brien

Chief Financial Officer and
Executive Vice President, Strategy and Commercial
(Principal financial officer)

/s/ Kontessa S. Haynes-Welsh

Kontessa S. Haynes-Welsh

Vice President, Finance and Controller
(Principal accounting officer)

<i>/s/ Dennis V. Arriola</i>	Director
Dennis V. Arriola	
<i>/s/ Nelda J. Connors</i>	Director
Nelda J. Connors	
<i>/s/ Gay Huey Evans</i>	Director
Gay Huey Evans	
<i>/s/ Jeffrey A. Joerres</i>	Director
Jeffrey A. Joerres	
<i>/s/ Timothy A. Leach</i>	Director
Timothy A. Leach	
<i>/s/ Kathleen A. McGinty</i>	Director
Kathleen A. McGinty	
<i>/s/ William H. McRaven</i>	Director
William H. McRaven	
<i>/s/ Sharmila Mulligan</i>	Director
Sharmila Mulligan	
<i>/s/ Arjun N. Murti</i>	Director
Arjun N. Murti	
<i>/s/ Robert A. Niblock</i>	Director
Robert A. Niblock	
<i>/s/ David T. Seaton</i>	Director
David T. Seaton	
<i>/s/ R.A. Walker</i>	Director
R.A. Walker	

Board of Directors

Dennis V. Arriola

Former Chief Executive Officer,
Avangrid, Inc.

Nelda J. Connors

Founder and Chief Executive Officer,
Pine Grove Holdings

Gay Huey Evans CBE

Former Chairman, London Metal
Exchange

Jeffrey A. Joerres

Former Executive Chairman and Chief
Executive Officer, ManpowerGroup Inc.

Ryan M. Lance

Chairman and Chief Executive Officer,
ConocoPhillips

Timothy A. Leach

Former Chairman and Chief
Executive Officer,
Concho Resources Inc.

Kathleen A. McGinty

Vice President and Chief
Sustainability and External
Relations Officer, Johnson Controls
International plc

William H. McRaven

Retired U.S. Navy Four-Star Admiral
(SEAL)

Sharmila Mulligan

Former Chief Strategy Officer,
Alteryx

Arjun N. Murti

Partner, Veriten LLC

Robert A. Niblock

Former Chairman, President and
Chief Executive Officer, Lowe's
Companies, Inc.

David T. Seaton

Former Chairman and Chief
Executive Officer, Fluor
Corporation

R.A. Walker

Former Chairman and Chief
Executive Officer, Anadarko
Petroleum Corporation

Executive Leadership Team

Ryan M. Lance

Chairman and Chief Executive Officer

Heather G. Hrap

Senior Vice President, Human
Resources and Real Estate and
Facilities Services

Kirk L. Johnson

Executive Vice President, Global
Operations and Technical Functions

Andrew D. Lundquist

Senior Vice President,
Government Affairs

Andrew M. O'Brien

Chief Financial Officer and
Executive Vice President, Strategy
and Commercial

Nicholas G. Olds

Executive Vice President,
Lower 48 and Global HSE

Kelly B. Rose

Senior Vice President, Legal,
General Counsel and Corporate
Secretary

Explore ConocoPhillips

Proxy Statement

Published annually and sent to
stockholders informing them
of when and where our Annual
Meeting of Stockholders is taking
place and detailing the matters
to be voted upon at the meeting.
conocophillips.com/proxy

Sustainability Disclosures

Updated annually to provide
details on the company's
sustainability governance,
risk management, strategy,
metrics and targets.
conocophillips.com/sustainability

Upcoming and Past Investor Presentations

Provides notice of future and
archived presentations dating
back one year, including webcast
replays, transcripts and slides.
conocophillips.com/investors

Certain disclosures in this annual report may be considered "forward-looking" statements. These are made pursuant to "safe harbor" provisions of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995. The "Cautionary Statement" in the Management's Discussion and Analysis in ConocoPhillips' 2025 Form 10-K should be read in conjunction with such statements.

"ConocoPhillips," "the company," "we," "us" and "our" are used interchangeably in this report to refer to the businesses of ConocoPhillips and its consolidated subsidiaries.

Cautionary Note to U.S. Investors — The SEC permits oil and gas companies, in their filings with the SEC, to disclose only proved, probable and possible reserves. We use the term "resource" in this annual report, which the SEC's guidelines prohibit us from including in filings with the SEC. U.S. investors are urged to consider closely the oil and gas disclosures in our Form 10-K and other reports and filings with the SEC. Copies are available from the SEC and on the ConocoPhillips website.

Use of Non-GAAP Financial Information — This annual report includes the non-GAAP term "cash from operations" to help facilitate comparisons of company operating performance across periods and with peer companies. Cash from operations is defined as cash provided by operating activities excluding the impact of operating working capital. 2025 cash provided by operating activities was \$19.8 billion. Excluding a reduction in operating working capital of \$0.1 billion, cash from operations was \$19.9 billion.

The non-GAAP term "net debt" is included to provide a measure to compare debt less cash, cash equivalents and short-term investments across periods on a consistent basis. Net debt includes total balance sheet debt less cash, cash equivalents and short-term investments. 2025 short-term and long-term debt was \$23.4 billion. Excluding cash, cash equivalents and short-term investments of \$7.4 billion, 2025 net debt was \$16.0 billion. 2024 short-term and long-term debt was \$24.3 billion. Excluding cash, cash equivalents and short-term investments of \$6.4 billion, 2024 net debt was \$17.9 billion.

