

**Computergenerierte Übersetzung.
Es gilt die englischsprachige
Originalversion ab Seite 203.**

2023 Jahresb
ericht

Isttsr zu sh "rsho'dsrs

Liebe Kolleginnen und Kollegen,

ConocoPhillips hat im Jahr 2023 in allen Geschäftsbereichen starke finanzielle und operative Ergebnisse erzielt, die unser tiefes, langlebiges und vielfältiges Portfolio widerspiegeln. Wir erzielten eine Rekordproduktion im gesamten Unternehmen und in den Lower 48, erreichten mehrere wichtige Meilensteine in unseren globalen Aktivitäten und 11 Milliarden US-Dollar an Kapital an die Aktionäre zurückgegeben. Mit Blick auf das Jahr 2024 und darüber hinaus investieren wir in unser gesamtes Portfolio, um weiterhin wettbewerbsfähige Kapitalrenditen zu erzielen. Dazu gehören langfristige Wachstumschancen in unserem Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) und verstärkte Anstrengungen zur Verringerung unserer Treibhausgasemissionen (THG). Im Jahr 2024 planen wir die Ausschüttung von 9 Milliarden Dollar an unsere Aktionäre.

Diese Errungenschaften stehen im Einklang mit unserem dreifachen Mandat, verantwortungsvoll und zuverlässig die

Energiewendepfad und wettbewerbsfähige Kapitalrenditen mit dem Schwerpunkt auf der Erreichung unseres Ziels, die betrieblichen Emissionen auf Null zu senken. Sie spiegeln auch das Talent und die Hingabe der unsere Arbeitskräfte.

Branchenführendes Nutzenversprechen

Im vergangenen April haben wir auf unserem Analysten- und Investorentreffen unser dauerhaftes, renditeorientiertes Wertversprechen mit einem aktualisierten 10-Jahres-Finanzplan bekräftigt, der einen verlässlichen freien Cashflow erzeugt und es uns ermöglicht, unsere Aktionäre jetzt und in Zukunft zu belohnen. Wir bleiben engagiert. Wir sind bestrebt, über die Zyklen hinweg überdurchschnittliche Renditen zu erwirtschaften, und zwar auf der Grundlage unserer Grundprinzipien der Bilanzstärke, der Marktführerschaft

Ausschüttungen, disziplinierte Investitionen und verantwortungsvolle und zuverlässige Leistungen in den Bereichen Umwelt, Soziales und Governance.

EINEN 10-JAHRES-PLAN VORANZUTREIBEN, DER AUF ÄLTERE MENSCHEN AUSGERICHTET IST

\$ 11B

AKTIONÄRSRENDITE
IM JAHR 2023 ÜBER
EINEN
DREISTUFIGEN
RAHMEN

Ordentliche Dividenden 2,6

Mrd. € Variable Rückzahlung von

Barmitteln 3,0

Mrd. € Aktienrückkäufe €5.4B

Verpflichtung, über die Zyklen hinweg mehr als 30 % des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit zurückzugeben



Produktionsunternehmen hat ConocoPhillips mehr als 1,8 Millionen Barrel Öläquivalent pro Tag weltweit im Jahr 2023. Wir sind in einigen der ertragreichsten Becken in den Lower 48 der USA tätig und nutzen Technologien und operative Spitzenleistungen, um die Effizienz von Bohrungen und Fertigstellungen zu verbessern. Auf internationaler Ebene erreichten unsere Teams die erste Produktion bei mehreren Unterwasser-Tiebacks in Norwegen, Surmont Pad 267 in Kanada und Bohai Phase 4B in China und nahmen die zweite Phase der zentralen Montney-Verarbeitungsanlage in Kanada in Betrieb. Im Jahr 2023 lag unsere Gesamtreservenersatzquote bei 123 %, was die Breite und Tiefe unseres Portfolios unterstreicht.

Langlebige Kapitalanlagen mit geringem Wartungsaufwand wie Surmont spielen eine wichtige Rolle in unserem Portfolio für niedrige Versorgungskosten. In der Vergangenheit

"ConocoPhillips hat im Jahr 2023 in allen Bereichen unseres Unternehmens starke finanzielle und operative Ergebnisse erzielt, die unser tiefes, langlebiges und vielfältiges Portfolio widerspiegeln."

Im Oktober erwarben wir opportunistisch die verbleibende 50%ige Beteiligung an Surmont zu einem attraktiven Preis, der in unseren finanziellen Rahmen passt. Unabhängig davon haben wir die endgültige Investitionsentscheidung (FID) in Alaska für Willow erreicht,

2023

Höhepunkte

- Erwirtschaftete Erträge* von **11 Milliarden Euro**.
- Rückgabe von **11 Milliarden Euro** Kapital an die Aktionäre.
- Produziert über **1,8 Millionen** Barrel Öläquivalent pro Tag.
- **Rekordproduktion für das Gesamtjahr** für das Unternehmen und die Lower 48 erreicht.
- **Erwerb der verbleibenden 50 %-Beteiligung** an Surmont.
- **FID** für das Willow-Projekt in Alaska **erreicht**.
- **Ausweitung des globalen LNG-Geschäfts** auf Kapitalbeteiligungs-, Abnahme- und Wiederverdampfungsvereinbarungen in den wichtigsten Märkten.

Wer wir sind



EINES DER
WELTWEIT
FÜHRENDEN
EXPLORATIONS-
UND
PRODUKTIONSUNTE
RNEHMEN



AUSGEWOGENES,
DIVERSIFIZIERTES
GLOBALES PORTFOLIO



UNTER DEN
FÜHRENDEN
NORDAMERIKANISC
HEN
SCHIEFERPRODUZEN
TEN

PRODUZENTEN



~9,900
BESCHÄFTIGTE



13 LÄNDER
MIT OPERATIONEN
UND AKTIVITÄTEN



\$96B

IM GESAMTVERMÖGEN

ein Projekt mit einer geschätzten Spitzenproduktion von 180.000 Barrel Öl pro Tag. Willow befindet sich 8 Meilen von unserer bestehenden Infrastruktur entfernt und ist eine Erweiterung unseres Geschäfts in Alaska, wo wir seit über 50 Jahren als

ein bewährter, verantwortungsbewusster Betreiber in diesem Staat.

LNG wird bei der Energiewende eine wichtige Rolle spielen. Im Jahr 2023 haben wir unsere globale LNG-Strategie durch die Expansion in Katar, das FID von Port Arthur LNG, Regasifizierungsvereinbarungen in den Niederlanden und Abnahmevereinbarungen in Mexiko vorangetrieben. Wir verfügen nun über Beteiligungs-, Abnahme- und Wiederverdampfungsvereinbarungen in wichtigen globalen Märkten.

Erfüllung unseres dreifachen Mandats

ConocoPhillips hat alle Aspekte unseres dreifachen Mandats im Jahr 2023 erfüllt. Wir erzielten eine Kapitalrendite von 17 % und erfüllten unseren Plan, 11 Mrd. USD an Kapital an die Aktionäre zurückzugeben. Dies übersteigt bei weitem unsere jährliche Verpflichtung von mehr als 30 % des Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (CFO) über den gesamten Zyklus.

Wir taten dies durch ordentliche Dividenden, variable Rückzahlungen von Barausschüttungen und Aktienrückkäufe. Seit 2017, nach der Neuausrichtung unserer Strategie, belaufen sich unsere Gesamtausschüttungen an die Aktionäre auf durchschnittlich ~45 % des CFO. Im Jahr 2023 haben wir unsere ordentliche Dividende um 14 % erhöht, von 51 Cent pro Aktie auf 58 Cent pro Aktie. Wir glauben, dass unser CFO-basiertes Renditekonzept

hebt uns von anderen Unternehmen ab und ist ein Wettbewerbsvorteil.

*Das Ergebnis bezieht sich auf den Nettogewinn.

Indem wir unsere auf Paris ausgerichtete Klimarisikostategie vorantreiben, haben wir die Intensität der Scope-1- und -2-THG-Emissionen unseres Unternehmens beschleunigt Reduktionsziel bis 2030 von 40-50 % auf 50-60 %, ausgehend von 2016. Wir waren eines von 10 US-amerikanischen Unternehmen, die mit dem Gold Award der Oil & Gas Methane Partnership 2.0 ausgezeichnet wurden.

Standard Pathway"-Auszeichnung in Anerkennung unseres ehrgeizigen mehrjährigen, auf Messungen basierenden Berichtsplans, der über die derzeitigen gesetzlichen Anforderungen hinausgeht.

Unsere Organisation für kohlenstoffarme Technologien arbeitet weiterhin mit den Geschäftsbereichen des Unternehmens an der Entwicklung und Umsetzung von regionalspezifische Initiativen zur Emissionsreduzierung und Ermittlung potenzieller technologischer Lösungen für schwer abbaubare Emissionen. Wir erkunden Wasserstoffmöglichkeiten in den USA, im Nahen Osten und im asiatisch-pazifischen Raum sowie fortschrittliche ein Projekt zur potenziellen Entwicklung einer kohlenstoffarmen Ammoniakproduktionsanlage an der US-Golfküste, die kohlenstoffarme Kraftstoffe aus den USA für die Verwendung im Inland sowie in Europa, Japan und im Großraum Asien liefern würde. In Kanada sind wir Mitglied der Pathways Alliance, einer Gruppe von sechs Unternehmen, die mit Unterstützung der Provinz- und Bundesregierungen zusammenarbeiten, um die Kommerzialisierbarkeit der großtechnischen Kohlenstoffabscheidung und -speicherung zu bewerten.

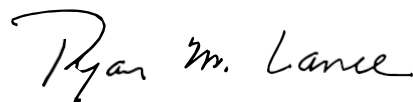
Arbeitskräfte von Weltklasse

Bei ConocoPhillips sind unsere Mitarbeiter die treibende Kraft hinter unserem Erfolg. Daher ist es unerlässlich, dass wir einen Arbeitsplatz schaffen, an dem sich jeder sicher, respektiert und geschätzt fühlt. Die Arbeit, die wir tun, ist anspruchsvoll und birgt Gefahren, aber sie ist

nie so dringend oder wichtig, dass wir uns nicht die Zeit nehmen können, sie sicher zu erledigen. Wir suchen stets nach Wegen, um sicherer, effizienter und verantwortungsvoller zu arbeiten, wobei der Schwerpunkt auf der Verringerung menschlicher Fehler liegt. Im Jahr 2023 haben wir uns weiter auf Programme und Prozesse konzentriert, um weltweit Mitarbeiter zu gewinnen und zu halten, die über die Fähigkeiten verfügen, unsere strategischen Ziele zu erreichen. Unsere Mitarbeiter bringen Leidenschaft und Begeisterung für die Lösung wichtiger Probleme mit, und wir sind dankbar für ihre kontinuierlichen Beiträge.

Erstklassiges und differenziertes EfiP

Wir sind ein führendes Explorations- und Produktionsunternehmen mit einem diversifizierten globalen Portfolio in wichtigen unkonventionellen Becken in den Lower 48 und Kanada sowie konventionellen Möglichkeiten in Alaska und auf internationalen Märkten, wie sowie wachsende Möglichkeiten zum Ausbau unseres LNG-Geschäfts. Unsere wettbewerbsfähigen Renditen und unser dauerhaftes Cashflow-Wachstum unterscheiden uns von unseren Wettbewerbern, und wir konzentrieren uns zur Verringerung der Intensität der betrieblichen Treibhausgasemissionen, um den Energiewendepfad zu erreichen Nachfrage. Ich bin stolz auf die Errungenschaften unserer gesamten Organisation. Unser Portfolio ist gut positioniert, um auf Jahrzehnte hinaus wettbewerbsfähige Renditen zu erzielen.



Ryan M. Lance

Vorsitzender und Generaldirektor

Feb. 15, 2024



Surmont befindet sich südlich von Fort McMurray, Alberta, Kanada, und ist eine Anlage mit 100 %iger Beteiligung, die eine nachhaltige und langlebige Produktion bietet.

SPOTLIC T

H Surmont: Ein langes Leben, geringes nachhaltiges Kapitalvermögen

Im Oktober 2023 wurde ConocoPhillips alleiniger Eigentümer von Surmont, einer Ölsandanlage in Kanada, die wir seit ihrer Gründung vor mehr als 25 Jahren gemeinsam besitzen und betreiben.

Surmont ist ein dampfgestütztes Schwerkraftentwässerungsprojekt, das schätzungsweise über 2 Milliarden Barrel an kommerziellen Ressourcen und bietet eine nachhaltige, langlebige Produktion. Aufgrund unserer Geschichte und unserer genauen Kenntnis der Anlage kannten wir ihr Potenzial. Als die verbleibende Beteiligung verfügbar wurde, wussten wir, dass sie in unser Portfolio und unseren finanziellen Rahmen passte.

"Langlebige, wenig nachhaltige Kapitalanlagen Unternehmen wie Surmont spielen eine wichtige Rolle in unserem umfangreichen, langlebigen und vielfältigen Portfolio mit niedrigen Lieferkosten", sagte Ryan Lance, Chairman und Chief Executive Officer, bei der Bekanntgabe des Übernahmeabschlusses. "Diese Transaktion stärkt unser ertragsorientiertes Wertangebot, verbessert unsere Rendite auf das eingesetzte Kapital, senkt unseren Break-even-Wert beim freien Cashflow und wird voraussichtlich über Jahrzehnte hinweg einen erheblichen freien Cashflow liefern.

Wir kennen diese Anlage sehr gut und planen, sie weiter zu optimieren und gleichzeitig unsere Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Wir haben den Kauf der verbleibenden 50 % an Surmont für ca. 2,7 Mrd. CAD sowie zukünftige bedingte Zahlungen von bis zu ca. 0,4 Mrd. CAD (0,3 Mrd. USD) abgeschlossen.

Die Brutto-THG-Emissionsintensität von Surmont ist seit 2016 um etwa 20 % gesunken, und ConocoPhillips arbeitet an einer künftigen Reduzierung der betrieblichen Emissionen. Wir sind auch Teil der Pathways Alliance, einer Gruppe von sechs Unternehmen, die auf das Ziel hinarbeiten, die Scope-1- und -2-Emissionen aus dem Ölsandbetrieb auf null zu reduzieren.

Im Dezember 2023 erreichte ConocoPhillips die erste Produktion auf Pad 267, Surmonts erstem neuen Pad seit 2016. Pad 267 wird einige der Ressourcen mit den niedrigsten Lieferkosten in unserem gesamten Portfolio liefern.

2023

VEREINIGTE STAATEN
WERTPAPIER- UND BÖRSENAUFSICHTSBEHÖRDE
Washington, D.C. 20549

Formular 10-K

(Mark eins)

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

Für das am **31. Dezember 2023** endende Steuerjahr

OR

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

Für die Übergangszeit von _____ bis _____

Aktenzeichen der Kommission: **001-32395**



ConocoPhillips

(genauer Name des Registranten gemäß seiner Satzung)

Delaware

01-0562944

(Staat oder andere Gerichtsbarkeit der Gründung oder Organisation)

(I.R.S. Identifikationsnummer des Arbeitgebers)

925 N. Eldridge Parkway, Houston, TX 77079

(Anschrift des Hauptgeschäftssitzes) (Postleitzahl)

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

Wertpapiere, die gemäß Abschnitt 12(b) des Gesetzes registriert sind:

Titel der einzelnen Klassen	Handelssymbole	Name jeder Börse, an der sie registriert sind
Stammaktien, \$.01 Nennwert 7%	COP CUSIP-718507BK1	New York Stock Exchange
Schuldverschreibungen fällig 2029		New York Stock Exchange

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

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob es sich bei dem Registranten um einen bekannten, erfahrenen Emittenten gemäß der Definition in Rule 405 des Securities Act handelt. Ja ☐ Nein Geben Sie durch Ankreuzen 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, die gemäß Abschnitt 13 oder 15(d) des Securities Exchange Act von 1934 während der vorangegangenen 12 Monate (oder während des kürzeren Zeitraums, in dem der Registrant zur Einreichung solcher Berichte verpflichtet war) eingereicht werden mussten, und (2) ob er in den letzten 90 Tagen diesen Einreichungspflichten unterlag. Ja ☐ Nein

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob der Registrant in den vorangegangenen 12 Monaten (bzw. während des kürzeren Zeitraums, in dem der Registrant zur Einreichung solcher D a t e n verpflichtet war) alle nach Rule 405 der Regulation S-T (§ 232.405 dieses Kapitels) zu übermittelnden interaktiven Dateien elektronisch eingereicht 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 Rule 12b-2 des Exchange Act.

Großer Accelerated Filer Accelerated Filer ☐ Non-accelerated filer ☐ Kleinere ☐ Aufstrebendes Wachstum ☐
Berichterstattung Unternehmen

Falls es sich um ein aufstrebendes Wachstumsunternehmen handelt, kreuzen Sie bitte an, ob der Registrant sich dafür entschieden hat, die verlängerte Übergangsfrist für die Einhaltung neuer oder überarbeiteter Rechnungslegungsstandards gemäß Abschnitt 13(a) des Exchange Acts nicht in Anspruch zu nehmen. ☐

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob der Registrant einen Bericht über die Beurteilung der Wirksamkeit seines internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung durch das Management gemäß Abschnitt 404(b) des Sarbanes-Oxley Act (15 U.S.C. 7262(b)) und eine Bescheinigung der registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die den Prüfungsbericht erstellt oder abgegeben hat, eingereicht hat.

Werden Wertpapiere gemäß Abschnitt 12(b) des Gesetzes registriert, ist durch Ankreuzen anzugeben, ob der in der Einreichung enthaltene Abschluss des Registranten die Korrektur eines Fehlers in einem zuvor veröffentlichten Abschluss widerspiegelt. ☐

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob es sich bei diesen Fehlerkorrekturen um Anpassungen handelt, die eine Rückforderungsanalyse der anreizbasierten Vergütung erforderlich machen, die von einem der leitenden Angestellten des Registrierungs-pflichtigen während des betreffenden Rückforderungszeitraums gemäß §240.10D-1(b) erhalten wurde. ☐

Geben Sie durch Ankreuzen an, ob es sich bei dem Registranten um eine Mantelgesellschaft (wie in Rule 12b-2 des Gesetzes definiert) handelt. ☐ Ja Nein

Der Gesamtmarktwert der Stammaktien, die am 30. Juni 2023, 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 103,61 US-Dollar auf 124,0 Milliarden US-Dollar.

Der Registrant hatte zum 31. Januar 2024 1.176.408.368 Stammaktien im Umlauf.

Durch Verweis aufgenommene Dokumente:

Teile des Proxy Statement für die am 14. Mai 2024 stattfindende Jahreshauptversammlung der Aktionäre (Teil III)

dŚİε WaŎĞ İŶġĞŶŹŶaũũLJ LĞŌ BũaŶŬ

	Seite
Gebräuchliche Abkürzungen	1
<u>Artikel</u>	
Teil I	
1 und 2. Unternehmen und Immobilien	2
Struktur des Unternehmens	2
Segment- und geografische Informationen	2
Alaska	4
Untere 48	6
Kanada	7
Europa, Naher Osten und Nordafrika	8
Asien-Pazifik	11
Sonstiges Internationales	13
Andere	14
Lieferverpflichtungen	15
Wettbewerb	15
Management des Humankapitals	16
Allgemein	19
1A. Risikofaktoren	20
1B. Ungelöste Kommentare der Mitarbeiter	28
1C. CyberSicherheit	28
3. Rechtsverfahren	30
4. Sicherheitshinweise für Bergwerke	30
Informationen über unsere leitenden Angestellten	30
Teil II	
5. Markt für Stammaktien des Registers, damit zusammenhängende Aktionärsangelegenheiten und Käufe von Aktien durch den Emittenten	32
6. [Reserviert]	
7. Darstellung und Analyse der Finanz- und Ertragslage durch die Geschäftsleitung (Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations)	34
7A. Quantitative und Qualitative Angaben zum Marktrisiko	67
8. Finanzberichte und ergänzende Daten	70
9. Änderungen und Meinungsverschiedenheiten mit Wirtschaftsprüfern in Bezug auf die Rechnungslegung und die Offenlegung von Finanzdaten	160
9A. Kontrollen und Verfahren	160
9B. Andere Informationen	160
9C. Offenlegung in Bezug auf ausländische Gerichtsbarkeiten, die Inspektionen verhindern	160
Teil III	
10. Direktoren, leitende Angestellte und Corporate Governance	161
11. Vergütung von Führungskräften	161
12. Wertpapierbesitz bestimmter wirtschaftlicher Eigentümer und des Managements und damit verbundener Anteilseigner Angelegenheiten	161
13. Bestimmte Beziehungen und verbundene Transaktionen sowie die Unabhängigkeit der Direktoren	161
14. Honorare und Dienstleistungen der Hauptbuchhaltung	161
Teil IV	
15. Anlagen, Schemata für Finanzberichte	162
Unterschriften	167

Gebräuchliche Abkürzungen

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

Währungen

\$ oder USD	U.S. Dollar
CAD	kanadischer Dollar
EUR	Euro
GBP	Britisches Pfund
NOK	norwegische Kronen

Maßeinheiten

BBL	Fass
BCF	Milliarden Kubikfuß
BOE	Barrel Öläquivalent
MBD	Tausende von Fässern pro Tag
MCF	tausend Kubikfuß
MM	Millionen
MMBOE	Millionen Barrel Öläquivalent
MBOED	Tausende von Barrel Öl Äquivalent pro Tag
MMBOED	Millionen Barrel Öl Äquivalent pro Tag
MMBTU	Millionen Britische Wärmeeinheiten
MMCFD	Millionen Kubikfuß pro Tag
MTPA	Millionen Tonnen pro Jahr

Industrie

BLM	Büro für Landmanagement
CBM	Kohleflözmethan
CCS	Kohlenstoffabscheidung und -speicherung
E&P	Exploration und Produktion
FEED	Front-End-Engineering und -Design
FID	endgültige Investitionsentscheidung
FPS	schwimmendes Produktionssystem
FPSO	schwimmende Produktion, Lagerung und Entladen
G&G	geologische und geophysikalische
JOA	gemeinsame Betriebsvereinbarung
LNG	verflüssigtes Erdgas
NGLs	Erdgaskondensate
OPEC	Organisation für Erdölwirtschaft Exportierende Länder
PSC	Produktionsbeteiligungsvertrag
PUDs	nachgewiesene unerschlossene Reserven
SAGD	dampfunterstützte Schwerkraftentwässerung
WCS	Westkanadische Auswahl

Buchhaltung

ARO	Verpflichtung zur Stilllegung von Anlagen
ASC	Kodifizierung der Rechnungslegungsstandards
ASU	Aktualisierung der Rechnungslegungsstandards
DD&A	Abschreibungen, Wertminderungen und Abschreibung
FASB	Standards der Finanzbuchhaltung Vorstand
FIFO	wer zuerst kommt, mahlt zuerst
G&A	Allgemeines und Verwaltung
GAAP	allgemein anerkannte Rechnungslegung Grundsätze
LIFO	das letzte Wort, das zuerst erscheint
NPNS	normaler Kauf normaler Verkauf
PP&E	Immobilien, Anlagen und Ausrüstung
VIE	Variable Interest Entity

Sonstiges

CERCLA	Föderales Gesamtkonzept Reaktion auf die Umwelt Gesetz über Entschädigung und Haftung
DEI	Vielfalt, Gerechtigkeit und Integration
EPA	Umweltschutzbehörde
ESG	Umwelt, Soziales und Governance
EU	Europäische Union
FERC	Föderale Energieregulierungsbehörde Kommission
THG	Treibhausgas
HSE	Gesundheit, Sicherheit und Umwelt
ICC	Internationale Handelskammer
ICSID	Internationales Büro der Weltbank Zentrum für die Beilegung von Streitigkeiten über Investitionen
IRS	Bundessteuerbehörde
OTC	Freiverkäuflich
NYSE	New York Stock Exchange
SEC	U.S. Securities and Exchange Kommission
TSR	Gesamtaktienrendite
U.K.	Vereinigtes Königreich
U.S.	Vereinigte Staaten von Amerika
VROC	variable Verzinsung der Barmittel

Teil I

Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich die Begriffe "das Unternehmen", "wir", "unser", "uns" und "ConocoPhillips" in diesem Bericht auf die Geschäfte von ConocoPhillips und ihrer konsolidierten Tochtergesellschaften. Die Punkte 1 und 2 - Geschäft und Immobilien - enthalten zukunftsgerichtete Aussagen, einschließlich, ohne Einschränkung, Aussagen über unsere Pläne, Strategien, Ziele, Erwartungen und Absichten, die gemäß den "Safe Harbor"-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995 gemacht werden. Die Wörter "anstreben", "antizipieren", "glauben", "budgetieren", "fortsetzen", "könnten", "bemühen", "schätzen", "erwarten", "prognostizieren", "Ziel", "Anleitung", "beabsichtigen", "können", "Zielsetzung", "Ausblick", "planen", "potenziell", "vorhersagen", "projizieren", "anstreben", "sollten", "anvisieren", "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 nach den Bundeswertpapiergesetzen erforderlich.

Die Leser werden darauf hingewiesen, dass solche zukunftsgerichteten Aussagen in Verbindung mit den Angaben des Unternehmens unter den Überschriften "Risikofaktoren" ab Seite 20 und "VORSICHTSERKLÄRUNG ZUM ZWECK DER 'SAFE HARBOR' BESTIMMUNGEN DES PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT VON 1995" ab Seite 65 gelesen werden sollten.

Punkte 1 und 2. Geschäfte und Immobilien

Struktur des Unternehmens

ConocoPhillips ist ein unabhängiges E&P-Unternehmen mit Hauptsitz in Houston, Texas, das in 13 Ländern tätig ist. Unser breit gefächertes, kostengünstiges Portfolio umfasst ressourcenreiche unkonventionelle Lagerstätten in Nordamerika, konventionelle Anlagen in Nordamerika, Europa, Afrika und Asien, LNG-Entwicklungen, Ölsand in Kanada und ein Inventar an globalen Explorationsprojekten. Am 31. Dezember 2023 beschäftigten wir weltweit etwa 9.900 Mitarbeiter und verfügten über ein Gesamtvermögen von etwa 96 Milliarden US-Dollar. Die Gesamtproduktion des Unternehmens für das Jahr betrug 1.826 MBOED.

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

Segment- und geografische Informationen



Wir führen unsere Geschäfte über sechs operative Segmente, die nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; Lower 48; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; Asien-Pazifik; und Sonstiges Ausland. Informationen zu den Geschäftssegmenten und geografischen Regionen finden Sie in Anmerkung 24.

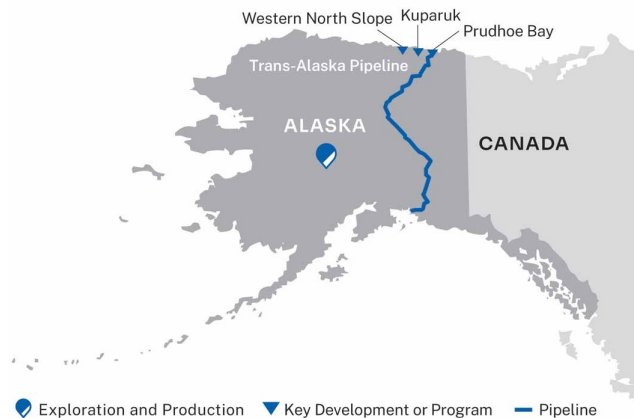
Wir suchen, fördern, transportieren und vermarkten Rohöl, Bitumen, Erdgas, NGLs und LNG auf weltweiter Basis. Zum 31. Dezember 2023 förderten wir in den USA, Norwegen, Kanada, Australien, Malaysia, Libyen, China und Katar.

Die unten aufgeführten Informationen erscheinen in den *"Ergänzenden Daten - Öl- und Gasgeschäft"* im Anschluss an die Erläuterungen zum Konzernabschluss und werden hier durch Verweis einbezogen:

- Nachgewiesene weltweite Reserven an Erdöl, NGLs, Erdgas und Bitumen.
- Nettoproduktion von Rohöl, NGLs, Erdgas und Bitumen.
- Durchschnittliche Verkaufspreise für Rohöl, NGLs, Erdgas und Bitumen.
- Durchschnittliche Produktionskosten pro BOE.
- Abgeschlossene, in Arbeit befindliche und produktive Bohrungen.
- Erschlossene und unerschlossene Flächen.

Die folgende Tabelle ist eine Zusammenfassung der Informationen zu den nachgewiesenen Reserven, die in den *"Ergänzenden Angaben - Öl- und Gasgeschäft"* im Anschluss an den Anhang zum Konzernabschluss enthalten sind. Ungefähr 85 Prozent unserer nachgewiesenen Reserven befinden sich in Ländern, die der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung angehören. Erdgasreserven werden im Verhältnis 6:1 in BOE umgerechnet: sechs MCF Erdgas entsprechen einem BOE. *Im Bericht der Geschäftsleitung über die Finanz- und Ertragslage* werden Faktoren erörtert, die zum besseren Verständnis der folgenden Reserventabelle beitragen.

Nachgewiesene Nettoreserven zum 31. Dezember	Millionen Barrel Öläquivalent		
	2023	2022	2021
Rohöl			
Konsolidierte Operationen	3,032	2,975	2,964
Verbundene Unternehmen	89	93	63
Rohöl insgesamt	3,121	3,068	3,027
Flüssiges Erdgas			
Konsolidierte Tätigkeiten	892	845	644
Verbundene Unternehmen	48	50	33
Total Erdgas flüssig	940	895	677
Erdgas			
Konsolidierte Operationen	1,408	1,461	1,523
Verbundene Unternehmen	879	959	617
Erdgas insgesamt	2,287	2,420	2,140
Bitumen			
Konsolidierte Operationen	410	216	257
Bitumen insgesamt	410	216	257
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	5,742	5,497	5,388
Total nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen	1,016	1,102	713
Unternehmen insgesamt	6,758	6,599	6,101



Das Segment Alaska befasst sich in erster Linie mit der Exploration, der Förderung, dem Transport und der Vermarktung von Erdöl, Erdgas und NGLs. Wir sind der größte Erdölproduzent in Alaska und haben bedeutende Beteiligungen an zwei der größten Ölfelder Nordamerikas, die sich am North Slope von Alaska befinden: Prudhoe Bay und Kuparuk. Darüber hinaus sind wir einer der größten Eigentümer von staatlichen, bundesstaatlichen und gebührenpflichtigen Explorationspachtverträgen in Alaska mit etwa einer Million unerschlossener Acres zum Jahresende 2023. Die Aktivitäten in Alaska trugen 15 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und zwei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

	Interesse	Betreiber	2023			
			Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Insgesamt MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Großraum Prudhoe36	,1 %	Hilcorp	66	16	35	87
Großraum Kuparuk	89.2-94.7	ConocoPhillips	64	-	2	65
Westlicher Nordabhang	100.0	ConocoPhillips	43	-	1	43
Alaska insgesamt			173	16	38	195

Großraum Prudhoe

Die Greater Prudhoe Area umfasst die Prudhoe Bay Unit, die aus dem Prudhoe Bay Field und fünf Satellitenfeldern besteht, sowie die Felder der Greater Point McIntyre Area. Prudhoe Bay, das größte konventionelle Ölfeld Nordamerikas, ist der Standort eines großen Waterflood- und Enhanced-Oil-Recovery-Betriebs, der durch einen großen Gas- und Wasseraufbereitungsbetrieb unterstützt wird. Zu den Feldanlagen gehören sieben Produktionsstätten, zwei Gasanlagen, zwei Meerwasseranlagen und ein zentrales Kraftwerk. Im Jahr 2023 waren im Jahresdurchschnitt zwei Bohranlagen im Einsatz.

Großraum Kuparuk

Die Greater Kuparuk Area umfasst die Kuparuk River Unit, die aus dem Kuparuk-Feld und sechs Satellitenfeldern besteht. Zu den Feldanlagen gehören drei zentrale Produktionsanlagen, die Öl, Erdgas und Wasser trennen, sowie eine Meerwasseraufbereitungsanlage. Im Jahr 2023 haben wir eine Bohranlage und zwei Workover-Anlagen betrieben. Das Nuna-Projekt, das auf die Lagerstätte Moraine abzielt, wurde 2023 genehmigt, und das erste Öl wird für Anfang 2025 erwartet. Das im Jahr 2021 entdeckte Coyote-Reservoir wurde 2023 erschlossen, weitere Bohrungen sind für 2024 und 2025 geplant.

Westlicher Nordabhang

Die Western North Slope umfasst die Colville River Unit, die Greater Mooses Tooth Unit und die Bear Tooth Unit. Im Jahr 2023 bohrten im Jahresdurchschnitt zwei Bohrinsern.

Die Colville River Unit umfasst das Alpine-Feld und vier Satellitenfelder. Zu den Feldanlagen gehört eine zentrale Produktionsanlage, die Öl, Erdgas und Wasser trennt. Im Jahr 2023 konzentrierten wir unsere Erschließungsaktivitäten auf den Narwhal-Trend, ein Reservoir innerhalb des Alpine-Feldes, und gehen davon aus, dass wir die aktuelle Phase 2024 abschließen werden. Die Ergebnisse werden in die Planung und Optimierung der künftigen Erschließung einfließen.

Die Greater Mooses Tooth Unit ist die erste Einheit, die vollständig innerhalb der National Petroleum Reserve Alaska (NPR-A) errichtet wurde. Die Einheit wurde in zwei Phasen errichtet: Greater Mooses Tooth #1 (GMT1) und Greater Mooses Tooth #2 (GMT2). Die Erschließungstätigkeit wurde 2023 fortgesetzt.

Am 12. März 2023 erteilte das Innenministerium die Genehmigung für das Willow-Projekt, und im Dezember 2023 kündigten wir FID an. Das Projekt besteht aus drei Bohrstellen, einem Betriebszentrum und einem Lager sowie einer Verarbeitungsanlage. Die erste Produktion wird für 2029 erwartet.

Erkundung

Im Jahr 2023 wurde die Explorationsbohrung Bear-1 an einem Ort 30 Meilen südlich der Greater Kuparuk Area und östlich des Colville River auf staatlichem Land niedergebracht. Es wurden keine kommerziellen Kohlenwasserstoffe gefunden, und die Bohrung wurde als Trockenbohrung eingestuft und dauerhaft verschlossen und aufgegeben.

Transport

Wir transportieren die am North Slope produzierten Erdölflüssigkeiten über eine 800 Meilen lange Pipeline, die Teil des Trans-Alaska Pipeline Systems (TAPS) ist, nach Valdez, Alaska. Wir halten einen Anteil von 29,5 Prozent an TAPS und sind auch an den Alpine-, Kuparuk- und Oliktok-Pipelines am North Slope beteiligt und betreiben diese.

Unsere hundertprozentige Tochtergesellschaft Polar Tankers, Inc. verwaltet den Seetransport unserer North-Slope-Förderung mit fünf firmeneigenen Doppelhüllentankern und chartert bei Bedarf Schiffe von Dritten. Die Tanker liefern das Öl von Valdez, Alaska, hauptsächlich an Raffinerien an der Westküste der USA.

Untere 48



Das Segment Lower 48 besteht aus Betrieben in den 48 zusammenhängenden US-Bundesstaaten und im Golf von Mexiko, deren Portfolio hauptsächlich aus ressourcenreichen, unkonventionellen Vorkommen mit niedrigen Lieferkosten und kurzen Zykluszeiten sowie aus kommerziellen Betrieben besteht. Auf der Grundlage des Produktionsvolumens im Jahr 2023 ist das Segment Lower 48 unser größtes Segment und trägt zu 64 Prozent unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und 76 Prozent unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion

	2023			
	Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Insgesamt MBOED
Delaware-Becken	274	135	768	537
Eagle Ford	114	61	306	226
Mittelländisches Becken	105	42	205	182
Bakken	66	16	150	106
Andere	10	2	28	16
Insgesamt Lower 48	569	256	1,457	1,067

Delaware-Becken

Wir besitzen ca. 654.000 unkonventionelle Acres im Delaware-Becken, das sich von West-Texas bis in den Südosten von New Mexico erstreckt. Die derzeitige Erschließungstätigkeit zielt auf die Formationen Avalon, Bone Springs und Wolfcamp ab, wobei die Pachtverpflichtungen und Genehmigungsbedingungen ausgeglichen werden. Im Jahr 2023 waren durchschnittlich zehn Bohranlagen und drei Frac-Teams im Einsatz, wodurch 160 Bohrungen abgeteuft und 148 Bohrungen in Betrieb genommen werden konnten.

Eagle Ford

Wir besitzen ca. 199.000 unkonventionelle Acres im Eagle-Ford-Gebiet im Süden von Texas. Der Schwerpunkt liegt derzeit auf der Erschließung des gesamten Feldes mit maßgeschneiderten Bohrlochabständen und Stacking-Mustern, die durch eine Lagerstättenanalyse angepasst wurden. Im Jahr 2023 waren durchschnittlich sechs Bohranlagen und zwei Frac-Crews im Einsatz, wodurch 143 Bohrungen gebohrt und 123 Bohrungen in Betrieb genommen wurden.

Mittelländisches Becken

Wir besitzen ca. 248.000 unkonventionelle Nettobaulandflächen im Midland Basin in Westtexas. Die aktuelle Die Erschließungsstrategie konzentriert sich auf die Erschließung ganzer Felder mit Hilfe von Multi-Well-Pad-Projekten, die sowohl auf die Spraberry- als auch auf die Wolfcamp-Lagerstätte abzielen. Im Jahr 2023 waren durchschnittlich fünf Bohranlagen und zwei Frac-Crews im Einsatz, wodurch 98 Bohrungen abgeteuft und 106 Bohrungen in Betrieb genommen wurden.

Bakken

Wir besitzen ca. 562.000 unkonventionelle Nettoacker im Williston Basin in North Dakota und Ost-Montana. Die wichtigsten Fördergebiete sind die Formationen Middle Bakken und Three Forks. Im Jahr 2023 waren durchschnittlich drei Bohranlagen und ein Frac-Team im Einsatz, wodurch 61 Bohrungen gebohrt und 37 Bohrungen in Betrieb genommen wurden.

Partner-Betrieb

Wir beteiligen uns an von Partnern betriebenen Bohrungen, wenn sie mit unseren Investitionsentscheidungskriterien und Entwicklungsstrategien übereinstimmen. Im Jahr 2023 beteiligten wir uns an partnerbetriebenen Bohrungen mit unterschiedlichen Arbeitsanteilen in unserem gesamten Lower-48-Portfolio.

Einrichtungen

Wir betreiben und besitzen mit unterschiedlichen Beteiligungen zentralisierte Kondensatverarbeitungsanlagen in Texas und New Mexico zur Unterstützung unserer Eagle Ford-, Delaware- und Midland-Anlagen.



Unsere kanadischen Aktivitäten bestehen aus dem Surmont-Ölsandprojekt in Alberta, dem flüssigkeitsreichen unkonventionellen Montney-Projekt in British Columbia und kommerziellen Aktivitäten. Im Jahr 2023 trugen die Aktivitäten in Kanada sieben Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigproduktion und drei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

			2023				
	Zinsen	Betreiber	Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Bitumen MBD	Insgesamt MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion							
Surmont*	100.0 %	ConocoPhillips	-	-	-	81	81
Montney	100.0	ConocoPhillips	9	3	65	-	23
Gesamt Kanada			9	3	65	81	104

*Erwerb des verbleibenden 50-prozentigen Arbeitsanteils an Surmont im Oktober 2023. Siehe Anmerkung 3.

Unsere Bitumenvorkommen in Kanada werden mittels SAGD gefördert, einer verbesserten thermischen Ölgewinnungsmethode, bei der Dampf in die Lagerstätte eingeleitet wird, wodurch das schwere Bitumen verflüssigt und zur weiteren Verarbeitung an die Oberfläche gepumpt wird. Der Betrieb umfasst zwei zentrale Verarbeitungsanlagen für die Aufbereitung und Mischung von Bitumen sowie eine Anlage zur Rückgewinnung von Verdünnungsmitteln. Diese Anlagen haben es dem Unternehmen ermöglicht, das Mischungsverhältnis und die Kosten für die Versorgung mit Verdünnungsmitteln zu senken und sich gleichzeitig vor Unterbrechungen der Versorgung mit Verdünnungsmitteln zu schützen und den Marktzugang für unser Produkt zu verbessern. Zum 31. Dezember 2023 besaßen wir etwa 684.000 Acres Land in der Region Athabasca im Nordosten Albertas.

Surmont

Die Surmont-Ölsandpachtgebiete befinden sich südlich von Fort McMurray, Alberta. Surmont ist eine Anlage mit 100 Prozent Arbeitsanteil, die eine nachhaltige, langlebige Produktion bietet. Wir konzentrieren uns darauf, die Anlagen voll zu halten, die Kosten strukturell zu senken, die Treibhausgasintensität zu reduzieren und die Leistung der Anlagen zu optimieren.

Im Oktober 2023 schlossen wir die Übernahme der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont von TotalEnergies EP Canada Ltd. ab. Die erste Produktion auf Pad 267 wurde im Dezember erreicht. Wir erwarten die erste Produktion im Jahr 2025 auf unserem nächsten Block, Block 104.

Montney

Der Montney ist eine unkonventionelle Lagerstätte im Nordosten von British Columbia. Zum 31. Dezember 2023 besaßen wir etwa 297.000 Acres Land im Montney.

Im Jahr 2023 setzten wir die Erschließung der Anlage mit der nächsten Serie von Pads fort, die 16 horizontale Bohrungen und die Inbetriebnahme von 15 Bohrungen umfasste. Die zweite Phase unserer zentralen Verarbeitungsanlage wurde im dritten Quartal erfolgreich in Betrieb genommen.

Europa, Naher Osten und Nordafrika



Das Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika besteht aus Betrieben, die hauptsächlich im norwegischen Teil der Nordsee, in der Norwegischen See, in Katar, in Libyen sowie in Großbritannien angesiedelt sind. Im Jahr 2023 trugen die Betriebe in Europa, dem Nahen Osten und Nordafrika neun Prozent zu unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und 16 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

2023

Norwegen

	Zinsen	Betreiber	Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	Insgesamt MBOED
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion						
Großraum Ekofisk	28.3-35.1%	ConocoPhillips	42	2	42	51
Heidrun	24.0	Equinor	10	-	39	17
Aasta Hansteen	10.0	Equinor	-	-	66	11
Troll	1.6	Equinor	1	-	59	11
Visund	9.1	Equinor	1	2	48	11
Alvheim	20.0	Aker BP	5	-	10	7
Andere	Verschiedene	Equinor	5	-	15	7
Norwegen insgesamt			64	4	279	115

Großraum Ekofisk

Das Gebiet Greater Ekofisk liegt in der Nordsee vor der Küste von Stavanger, Norwegen, und umfasst fünf produzierende Felder. Das Rohöl wird zu dem von uns betriebenen Terminal in Teesside, Großbritannien, exportiert, während das Erdgas nach Emden, Deutschland, exportiert wird. Die Erschließung von Tommeliten A, einer neuen Unterwasseranbindung an Ekofisk, erreicht die erste Produktion im Jahr 2023, und die Unterwassererschließung von Eldfisk North wird an Eldfisk angebunden, wobei die erste Produktion für 2024 erwartet wird.

Heidrun Feld

Das Heidrun-Feld befindet sich in der Norwegischen See. Das geförderte Rohöl wird in einer schwimmenden Lagereinheit gelagert und mit Shuttle-Tankern exportiert. Der größte Teil des Gases wird über Gasverarbeitungsterminals in Norwegen nach Europa transportiert, wobei ein Teil des Gases bei Bedarf zur Druckunterstützung wieder eingespeist wird. Ein Teil des Gases wird auch zur Verwendung als Rohstoff in einer Methanolanlage in Norwegen transportiert, an der wir mit 18 Prozent beteiligt sind.

Aasta-Hansteen-Feld

Das Aasta Hansteen-Feld befindet sich in der Norwegischen See. Das geförderte Kondensat wird auf Shuttle-Tanker verladen und zum Markt transportiert. Das Gas wird durch die Polarled-Gaspipeline zur Onshore-Aufbereitungsanlage Nyhamna transportiert, wo es vor dem Export auf den Markt weiterverarbeitet wird.

Trollfeld

Das Trollfeld liegt im nördlichen Teil der Nordsee und besteht aus den Plattformen Troll A, B und C. Das Erdgas von Troll A wird nach Kollsnes, Norwegen, transportiert. Das Rohöl von den schwimmenden Plattformen Troll B und Troll C wird zur Lagerung und zum Export nach Mongstad, Norwegen, transportiert.

Visund Feld

Das Visund-Feld befindet sich im nördlichen Teil der Nordsee und besteht aus einer schwimmenden Bohr-, Förder- und Verarbeitungsanlage sowie Unterwasserinstallationen. Das Rohöl wird per Pipeline zu einem nahe gelegenen Feld eines Dritten transportiert, wo es gelagert und per Tanker exportiert wird. Das Erdgas wird über das Gassled-Transportsystem zu den Gasverarbeitungsanlagen in Kollsnes und Kårstø befördert.

Alvheim-Feld

Das Alvheim-Feld befindet sich im nördlichen Teil der Nordsee und besteht aus einem FPSO-Schiff und Unterwasseranlagen. Das geförderte Rohöl wird mit Shuttle-Tankern exportiert und das Erdgas wird über die SAGE-Pipeline zum Scottish Area Gas Evacuation (SAGE)-Terminal in St. Fergus, Großbritannien, transportiert. Das Projekt Kobra East and Gekko (KEG), eine neue Unterwasser-Anbindung an die Alvheim FPSO, erreicht die erste Produktion im Jahr 2023.

Andere Felder

Darüber hinaus sind wir in unterschiedlichem Umfang an drei weiteren produzierenden Feldern im norwegischen Teil der Nordsee beteiligt. Im Jahr 2023 wird das von einem Partner betriebene Projekt Breidablikk die erste Produktion erreichen.

Erkundung

Im Jahr 2023 beteiligten wir uns an der von einem Partner betriebenen Explorationsbohrung Ve auf PL919 in der Nordsee. Außerdem erhielten wir zwei neue Explorationslizenzen, PL1146B und PL036G, in der Nordsee und tauschten zwei Lizenzen, PL886 und PL886B, in der Norwegischen See. Im dritten Quartal 2023 verbuchten wir die Investition in die suspendierte Warka-Entdeckungsbohrung auf der Lizenz PL1009 in der Norwegischen See, die im Jahr 2020 gebohrt wurde, als Trockenbohrkosten. Im Jahr 2024 planen wir die zweite Erkundungsbohrung in der 2020 entdeckten Slagugle-Lagerstätte in der Norwegischen See und beteiligen uns an einer von einem Partner betriebenen Explorationsbohrung in der Alvheim Deep-Lagerstätte.

Transport

Wir halten einen Anteil von 35,1 Prozent am Norpipe Oil Pipeline System, einer 220 Meilen langen Pipeline, die Rohöl von Ekofisk zu einer Rohölstabilisierungs- und NGL-Verarbeitungsanlage in Teesside, Großbritannien, transportiert.

Einrichtungen

Wir betreiben eine Anlage zur Stabilisierung von Rohöl und zur Verarbeitung von NGLs in Teesside (Großbritannien), an der wir zu 40,25 Prozent beteiligt sind, um unsere Aktivitäten in Norwegen zu unterstützen.

Katar

Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion	2023					
	Interesse	Betreiber	Rohöl	NGL	Erdgas	MBO
			MBD	MBD	MMCFD	ED gesamt
QatarEnergy LNG N(3)	30,0	%QatarEnergy LNG	13	8	375	83

QatarEnergy LNG N(3) (N3), ehemals Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) (QG3), ist ein integriertes Projekt, das sich im gemeinsamen Besitz von QatarEnergy (68,5 Prozent), ConocoPhillips (30 Prozent) und Mitsui & Co, Ltd. (1,5 Prozent). N3 besteht aus vorgelagerten Erdgasproduktionsanlagen, die über einen Zeitraum von 25 Jahren täglich etwa 1,4 Brutto-BCF Erdgas aus dem North Field in Katar produzieren, sowie aus einer LNG-Anlage mit einer Kapazität von 7,8 Millionen Bruttotonnen pro Jahr. Das LNG wird in geleasteten LNG-Tankern verschifft, die für den weltweiten Verkauf bestimmt sind.

N3 führte die Entwicklung der Onshore- und Offshore-Anlagen als eine einzige integrierte Entwicklung mit QatarEnergy LNG N(4) (N4), ehemals Qatargas 4 (QG4), einem Joint Venture zwischen QatarEnergy und Shell plc, durch. Dies umfasste die gemeinsame Entwicklung von Offshore-Anlagen in einem gemeinsamen Offshore-Block im Nordfeld sowie den Bau von zwei identischen LNG-Prozesssträngen und zugehörigen Gasaufbereitungsanlagen für die beiden Joint Ventures N3 und N4. Die Produktion aus den LNG-Anlagen und den zugehörigen Einrichtungen wird kombiniert und gemeinsam genutzt.

Im Laufe des Jahres 2022 erhielten wir den Zuschlag für eine Beteiligung von jeweils 25 Prozent an zwei neuen Joint Ventures mit QatarEnergy, um an den LNG-Projekten North Field East (NFE) und North Field South (NFS) teilzunehmen. Die Gründung des NFE-Gemeinschaftsunternehmens, QatarEnergy LNG NFE (4) (NFE4), vormals Qatar Liquefied Gas Company Limited (8) (QG8), wurde im Dezember 2022 abgeschlossen und die Gründung des NFS-Gemeinschaftsunternehmens, QatarEnergy LNG NFS (3) (NFS3), vormals Qatar Liquefied Gas Company Limited (12) (QG12), wurde im Juni 2023 abgeschlossen. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 4.*

Libyen

Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion	2023					
	Interesse	Betreiber	Rohöl	NGL	Erdgas	MBO
			MBD	MBD	MMCFD	ED gesamt
Waha-Konzession20	,4 %	Waha Oil Co.	48	-	29	53

Die Waha-Konzession besteht aus mehreren Konzessionen und umfasst ca. 13 Mio. Acres an Land im Sirte-Becken für Explorations- und Produktionsaktivitäten. Das Öl wird über eine Pipeline zum Es-Sider-Terminal transportiert und dort exportiert.

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

Asien-Pazifik



Das Segment Asien-Pazifik umfasst Explorations- und Produktionsaktivitäten in China, Malaysia und Australien sowie kommerzielle Aktivitäten in China, Singapur und Japan. Im Jahr 2023 trugen die Aktivitäten im Segment Asien-Pazifik fünf Prozent zu unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und drei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

	2023				
	Interesse	Betreiber	Rohöl	NGL	Naturgas
			MBD	MBD	MMCFD
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion					ED
					gesamt
Australien Pazifik LNG47	,5	ConocoPhillips/ %Herkunft Energie	-	-	844
					141

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

Wir betreiben zwei vollständig gezeichnete 4,5 MTPA LNG-Züge. Ungefähr 3.500 Nettobohrungen sollen letztendlich sowohl die LNG-Verkaufsverträge als auch den inländischen Gasmarkt versorgen. Die Bohrungen werden durch Sammelsysteme, zentrale Gasverarbeitungs- und Verdichtungsstationen, Wasseraufbereitungsanlagen und eine Exportpipeline unterstützt, die die Gasfelder mit den LNG-Anlagen verbindet. Das LNG wird im Rahmen von 20-Jahres-Verträgen über 7,6 MTPA an Sinopec und im Rahmen eines 20-Jahres-Vertrages über ca. 1 MTPA an die japanische Kansai Electric Power Co. verkauft.

Weitere Informationen finden Sie in Anmerkung 3, Anmerkung 4 und

Anmerkung 10. Exploration

Wir besitzen eine 80-prozentige Beteiligung an den beiden Explorationskonzessionen (T/49P) und (VIC/P79), die sich im Otway Basin befinden,

Australien. Vorhandene seismische Daten für beide Konzessionen werden derzeit für zukünftige Explorationsbohrungen ausgewertet.

Im Jahr 2023 haben wir mit anderen Betreibern in Australien eine Vereinbarung über ein Bohrkonsortium abgeschlossen und einen Vertrag für eine Semi-Sub-Bohranlage gesichert. Das vorgeschlagene Explorationsprogramm umfasst Untersuchungen des Meeresbodens und zwei Explorationsbohrungen, die für 2025 geplant sind.

China

	Zinsen	Betreiber	2023			Insgesamt MBOED
			Rohöl MBD	NGL MBD	Naturgas MMCFD	
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion	49.0 %	CNOOC	32	-	-	32

Penglai

Penglai

Die Felder Penglai 19-3, 19-9 und 25-6 befinden sich im Bohai Bay Block 11/05 und werden schrittweise von großen Offshore-Plattformen und einem FPSO aus erschlossen. Der größte Teil des aus dem Block geförderten Rohöls wird auf dem chinesischen Inlandsmarkt verkauft, der Rest wird auf internationale Märkte exportiert.

Phase 3 besteht aus drei Bohrlochkopfplattformen und einer zentralen Verarbeitungsplattform. Die erste Produktion aus Phase 3 wurde 2018 erreicht. Dieses Projekt könnte bis zu 186 Bohrungen umfassen, von denen 175 bis Dezember 2023 fertiggestellt und in Betrieb genommen sind.

Phase 4A besteht aus einer Bohrplattform und erreichte die erste Produktion im Jahr 2020. Dieses Projekt könnte bis zu 62 neue Bohrungen umfassen, von denen 54 bis Dezember 2023 fertiggestellt und in Betrieb genommen wurden.

Phase 4B besteht aus zwei Bohrlochplattformen, WHP-H und WHP-N, die beide im vierten Quartal 2023 die erste Produktion erreichen. Dieses Projekt könnte bis zu 144 neue Bohrungen umfassen, von denen drei bis Dezember 2023 fertiggestellt und in Betrieb genommen wurden.

Malaysia

	Interesse	Betreiber	2023			Insgesamt MBOED
			Rohöl MBD	NGL MBD	Erdgas MMCFD	
Durchschnittliche tägliche Nettoproduktion	29.5 %	Schale	13	-	-	13
Gumusut						
Malikai	35.0	Muschel	12	-	-	12
Kebabangan (KBB)	30.0	KPOC	1	-	47	9
Siakap Nord-Petai	21.0	PTTEP	2	-	1	2

Gesamt Malaysia

~~Wir sind in unterschiedlichen Stadien der Exploration, Erschließung und Produktion auf ca. 2,7 Mio. Acres in Malaysia tätig und haben~~

Arbeitsanteile an sechs PSCs. Vier dieser PSCs befinden sich in den Gewässern vor dem ostmalaysischen Bundesstaat Sabah: Block G, Block J, der Kebabangan Cluster (KBBC), den wir nicht betreiben, und Block SB405, ein betriebener Explorationsblock, der 2021 erworben wurde. Außerdem betreiben wir zwei weitere Explorationsblöcke, Block WL4-00 und Block SK304, in den Gewässern vor dem ostmalaysischen Bundesstaat Sarawak.

Block I

Gumusut

Wir besitzen einen Anteil von 29,5 Prozent am Gumusut-Feld, das in Einheiten aufgeteilt ist. Das erste Öl der Phase 3 des Gumusut-Feldes wurde im Jahr 2022 erreicht. Die Erschließungsbohrungen im Zusammenhang mit Phase 4 des Gumusut-Feldes, einem Programm mit vier Bohrlöchern, das auf die Brunei-Fläche des zusammengefassten Gumusut-Feldes abzielt, die sich über die Gewässer von Malaysia und Brunei erstreckt, sollen Anfang 2024 beginnen; das erste Öl wird für Anfang 2025 erwartet. Das zusammengefasste Gumusut-Feld wird mit einem FPS betrieben, wobei das Öl über eine Pipeline zum Sabah Oil and Gas Terminal (SOGT) transportiert wird, wo es in Tankern gehoben wird.

KBBC

Wir besitzen eine 30-prozentige Arbeitsbeteiligung an den Gas- und Kondensatfeldern KBB, Kamunsu East und Kamunsu East Uptthrown Canyon.

KBB

Das Gas wird von der KBB-Plattform über eine Pipeline zum Verkauf auf dem heimischen Gasmarkt transportiert. Im Jahr 2019 hat sich KBB an ein nahe gelegenes schwimmendes LNG-Schiff eines Drittanbieters angeschlossen, wodurch die Gasabnahmekapazität erhöht wurde.

Block G

Malikai

Wir besitzen eine 35-prozentige Arbeitsbeteiligung an Malikai. Das erste Öl der Phase 2 der Erschließung von Malikai wurde im Februar 2021 gewonnen. Malikai wird auf einer Plattform mit Spannbeinen betrieben und leitet das Öl zur KBB-Plattform zur Verarbeitung. Der Abtransport des Öls erfolgt über eine Pipeline zu SOGT, wo es per Tanker gehoben wird.

Siakap Nord-Petai

Wir besitzen eine 21-prozentige Arbeitsbeteiligung am vereinheitlichten Siakap North-Petai (SNP) Ölfeld. Das erste Öl aus SNP Phase 2 wurde im November 2021 gewonnen. Das Unterwassersystem im SNP-Ölfeld ist mit einem von PTTEP betriebenen FPSO verbunden.

Erkundung

Wir besitzen eine 50-prozentige Arbeitsbeteiligung und betreiben die beiden Blöcke WL4-00 und SK304. Der Block WL4-00 umfasst 0,3 Millionen Netto-Hektar, hauptsächlich in den Feldern Salam und Benum. Der Block SK304 umfasst 1,1 Millionen Hektar netto vor der Küste von Sarawak, vor der Küste Malaysias. Wir setzen die Bewertung dieser Blöcke fort und nutzen Informationen aus früheren Bohrergebnissen, um zukünftige Entwicklungspläne zu optimieren.

Im Jahr 2021 erhielten wir den Zuschlag für die Betriebsführerschaft und eine 85-prozentige Beteiligung am Block SB405, der 1,2 Millionen Hektar netto vor der Küste Sabahs, vor der Küste Malaysias, umfasst. Im Jahr 2022 wurde eine seismische 3D-Vermessung durchgeführt, und die Verarbeitung und Auswertung dieser Daten ist derzeit im Gange.

Sonstiges Internationales

Das Segment Sonstiges Ausland umfasst Beteiligungen in Kolumbien sowie Eventualverbindlichkeiten im Zusammenhang mit früheren Tätigkeiten in anderen Ländern.

Kolumbien

Wir haben eine 80-prozentige Betriebsbeteiligung am Middle Magdalena Basin Block VMM-3, der sich über ca. 67.000 Acres (netto) erstreckt. Darüber hinaus haben wir eine 80-prozentige Beteiligung am Block VMM-2, der sich über ca. 58.000 Acres netto erstreckt und an den Block VMM-3 angrenzt. Die Verträge für dieses Projekt sind derzeit aufgrund des Fehlens einer definierten Umweltlizenz, die für die Durchführung von unkonventionellen Explorationsaktivitäten erforderlich ist, in Kraft getreten. Außerdem unterstützt die kolumbianische Regierung ein Verbot solcher Aktivitäten.

Venezuela

Für eine Erläuterung unserer Eventualverbindlichkeiten in Venezuela *siehe Anmerkung 11*.

Andere

Marketing-Aktivitäten

Unsere Handelsorganisation verwaltet unser weltweites Rohstoffportfolio, das Erdgas, Rohöl, Bitumen, NGLs, LNG und Strom umfasst. Die Vermarktungsaktivitäten werden von Niederlassungen in den USA, Kanada, Europa und Asien durchgeführt. Bei der Vermarktung unserer Produktion versuchen wir, Flussunterbrechungen zu minimieren, die erzielten Preise zu maximieren und das Kreditrisiko zu kontrollieren. Der Verkauf von Rohstoffen erfolgt im Allgemeinen zu den zum Zeitpunkt des Verkaufs geltenden Marktpreisen. Wir kaufen und verkaufen auch Rohstoffmengen von Dritten, um das Unternehmen besser in die Lage zu versetzen, die Kundennachfrage zu befriedigen und gleichzeitig die Transport- und Lagerkapazitäten voll auszunutzen.

Rohöl, Bitumen und NGLs

Unsere Einnahmen aus Rohöl, Bitumen und NGL stammen aus der Produktion in den USA, Kanada, Asien, Afrika und Europa. Diese Rohstoffe werden in erster Linie im Rahmen von Verträgen verkauft, deren Preise auf Marktindizes beruhen und je nach Standort, Qualität und Transport angepasst werden.

Erdgas

Unsere Erdgasproduktion wird zusammen mit dem von Dritten erworbenen Gas hauptsächlich in den USA, Kanada und Europa vermarktet. Unser Erdgas wird an ein breit gefächertes Kundenportfolio verkauft, zu dem lokale Verteilerunternehmen, Gas- und Stromversorgungsunternehmen, große Industrieunternehmen, unabhängige, integrierte oder staatliche Öl- und Gasunternehmen sowie Marketingunternehmen gehören. Um unser Markt- und Kreditrisiko zu verringern, transportieren wir Erdgas auch über feste und unterbrechbare Transportvereinbarungen zu wichtigen Marktplätzen.

LNG

Wir verfügen über produzierende LNG-Anlagen in Australien und Katar, deren Mengen hauptsächlich im Rahmen langfristiger Verträge verkauft werden, deren Preise sich an Marktindizes orientieren. Im Jahr 2023 haben wir unsere globale LNG-Strategie weiter vorangetrieben, indem wir eine 30-prozentige Beteiligung an der Port Arthur LNG-Anlage (PALNG) erworben und eine Abnahmekapazität von 5 MTPA vereinbart haben. Wir sicherten uns zusätzliche Abnahmekapazitäten in Nordamerika in Höhe von 2,4 MTPA, einschließlich eines 20-jährigen Abnahmevertrags für etwa 2,2 MTPA für das Saguaro-LNG-Projekt an der Westküste Mexikos, vorbehaltlich des Erreichens des FID durch Mexico Pacific und anderer aufschiebender Bedingungen, sowie eine 5-Jahres-Abnahmevereinbarung für 0,2 MTPA für die Energia Costa Azul Phase 1. Darüber hinaus haben wir zusätzliche Vereinbarungen über Regasifizierungskapazitäten und Dienstleistungen für etwa 1,7 MTPA abgeschlossen, darunter eine 15-jährige Durchsatzvereinbarung für 1,5 MTPA Kapazität und eine 5-jährige Dienstleistungsvereinbarung für 0,2 MTPA am Gate LNG-Terminal in den Niederlanden. Unsere Vermarktungsbemühungen konzentrieren sich darauf, die Platzierung unserer Abnahmemengen in Europa und Asien weiter voranzutreiben.

Energy Response Partnerschaften

Zusätzlich zu unseren internen Ressourcen sind wir Mitglied in mehreren Partnerschaften zur Reaktion und Eindämmung von Gefahren weltweit, die ein Schlüsselement unseres Programms zur Vorbereitung auf Notfälle darstellen.

Gesellschaft für die Eindämmung von Meeresbrunnen (MWCC)

Wir sind Gründungsmitglied des MWCC, einer 2010 gegründeten gemeinnützigen Organisation, die Ausrüstung und Technologie zur Eindämmung von Tiefseebohrungen im Golf von Mexiko bereitstellt. Das Containment-System von MWCC erfüllt die Anforderungen des U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement an ein Unterwasser-Bohrloch-Containment-System, das auf einen Tiefsee-Bohrlochkontrollvorfall im Golf von Mexiko reagieren kann.

Oil Spill Response Limited (OSRL) - Unterwasser-Bohrloch-Interventionsdienst (SWIS)

OSRL-SWIS ist eine gemeinnützige Organisation in Großbritannien, die eine von der Industrie finanzierte gemeinsame Initiative ist, die die Fähigkeit zur Reaktion auf Zwischenfälle bei der Unterwasserbohrlochkontrolle bietet. Durch unser SWIS-Abonnement hat ConocoPhillips Zugang zu Ausrüstung, die in einem einsatzbereiten Zustand gewartet und gelagert wird. Dies ermöglicht das Verschließen und Eindämmen von Bohrlöchern außerhalb der Vereinigten Staaten.

Organisationen für die Beseitigung von Ölverschmutzungen (OSROs)

Wir sind Mitglied in mehreren OSROs, von denen viele gemeinnützige Genossenschaften sind, die sich im Besitz der Mitgliedsunternehmen befinden und in denen wir aktiv als Mitglied des Vorstands, des Lenkungsausschusses, der Arbeitsgruppe oder in einer anderen unterstützenden Funktion mitwirken können. In Nordamerika gehören zu unseren wichtigsten OSROs die Marine Spill Response Corporation für den kontinentalen Teil der USA und Alaska Clean Seas and Ship Escort/Response Vessel System für den Alaska North Slope bzw. Prince William Sound. Auf internationaler Ebene sind wir Mitglied in verschiedenen OSROs, darunter Oil Spill Response Limited, Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies, Australian Marine Oil Spill Center und Petroleum Industry of Malaysia Mutual Aid Group.

Technologie

Wir haben mehrere Technologieprogramme, die unsere Fähigkeit verbessern, unkonventionelle Lagerstätten zu erschließen, die Ausbeute aus unseren alten Feldern zu erhöhen, die Effizienz unseres Explorationsprogramms zu verbessern, Schweröl wirtschaftlich und mit geringeren Emissionen zu fördern und Nachhaltigkeitsmaßnahmen umzusetzen.

LNG-Verflüssigung

Wir sind weltweit der zweitgrößte Anbieter von LNG-Verflüssigungstechnologie. Unsere Optimized Cascade® LNG-Verflüssigungstechnologie wurde für den Einsatz in 28 LNG-Zügen weltweit lizenziert, wobei FEED-Studien für weitere Züge laufen.

Kohlenstoffarme Technologien

Im Jahr 2021 haben wir eine multidisziplinäre Organisation für kohlenstoffarme Technologien gegründet, deren Aufgabe es ist, unsere Netto-Null-Ambitionen zu unterstützen, die alternative Energielandschaft zu verstehen und Chancen für zukünftige wettbewerbsfähige Investitionen zu priorisieren. Wir konzentrieren uns weiterhin auf die Umsetzung von Projekten zur Emissionsreduzierung in unserem gesamten globalen Portfolio, einschließlich betrieblicher Effizienzmaßnahmen und der Reduzierung von Methan und Abfackeln. Im April 2023 haben wir unser Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 zu reduzieren, auf eine 50-60-prozentige Verringerung bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2016 erhöht, und zwar sowohl auf Brutto- als auch auf Nettobasis. Darüber hinaus haben wir ein neues Ziel für die Methanintensität von weniger als 1,5 Kilogramm Kohlendioxidäquivalent pro BOE bis zum Jahr 2030 festgelegt. Wir sind auch auf dem besten Weg, das Ziel der Weltbank, bis 2025 kein routinemäßiges Abfackeln mehr zuzulassen, zu erreichen. Um diese Ziele zu erreichen, arbeitete die Organisation für kohlenstoffarme Technologien weiterhin mit den Geschäftsbereichen des Unternehmens zusammen, um regionsspezifische Initiativen zur Emissionsreduzierung zu entwickeln und umzusetzen und potenzielle technologische Lösungen für schwer zu vermeidende Emissionen zu identifizieren.

In den letzten zwei Jahren haben wir unsere Arbeit fortgesetzt, um zusätzliche Wege zur Verringerung unserer Scope 1- und 2-Emissionen sowie kohlenstoffarme Möglichkeiten für künftige wettbewerbsfähige Investitionen zu ermitteln. Zum Beispiel:

- Wir haben CCS- und Elektrifizierungsstudien durchgeführt, Verbesserungen der emissionsfreien bzw. emissionsarmen Anlagen in die Wege geleitet, Mechanismen zur kontinuierlichen Überwachung und Erkennung von Methanemissionen installiert und betriebliche Änderungen vorgenommen, um das Abfackeln und die Methanabgabe zu reduzieren.
- Wir haben Standorte für die Kohlendioxidspeicherung vor allem entlang der US-Golfküste evaluiert, den Landerwerb und die Geschäftsentwicklung vorangetrieben, Genehmigungsverfahren für potenzielle Bohrungen zur Kohlendioxidspeicherung eingeleitet und technische Studien für mehrere Möglichkeiten durchgeführt.
- Wir haben Möglichkeiten für Wasserstoff in den USA, im Nahen Osten und im asiatisch-pazifischen Raum vorangetrieben. Im September 2023 gaben JERA und Uniper zusammen mit ConocoPhillips eine unverbindliche Absichtserklärung über den möglichen Verkauf von Ammoniak an Uniper bekannt. Mit dieser Vereinbarung wurde die Zusammenarbeit bei der Entwicklung einer kohlenstoffarmen Ammoniakproduktionsanlage an der US-Golfküste weiter vorangetrieben, die kohlenstoffarme Kraftstoffe aus den USA für den Einsatz in den USA, Europa, Japan und dem asiatischen Raum liefern würde.

Lieferverpflichtungen

Wir verkaufen Erdöl und Erdgas aus unseren Förderanlagen im Rahmen einer Vielzahl von vertraglichen Vereinbarungen, von denen einige die Lieferung einer festen und bestimmbaren Menge vorsehen. Unsere Handelsorganisation schließt auch Erdgasverkaufsverträge ab, bei denen die Quelle des Erdgases zur Erfüllung des Vertrags der Spotmarkt oder eine Kombination aus unseren Reserven und dem Spotmarkt sein kann. Weltweit sind wir vertraglich verpflichtet, in Zukunft etwa 440 Milliarden Kubikfuß Erdgas, 275 Millionen Barrel Rohöl und 15,9 Millionen Megawattstunden Strom zu liefern. Diese Verträge haben verschiedene Fälligkeiten bis zum Jahr 2030. Wir gehen davon aus, dass wir diese Lieferverpflichtungen durch Käufe von Dritten erfüllen werden, was durch unsere Gasmanagement- und Stromlieferverträge, nachgewiesene erschlossene Reserven und PUDs unterstützt wird. Informationen zur Entwicklung von PUDs finden Sie im Abschnitt "Ergänzende Daten - Öl- und Gasgeschäft" im Anschluss an den Anhang zum Konzernabschluss unter "Nachgewiesene unerschlossene Reserven".

Wettbewerb

ConocoPhillips ist eines der weltweit führenden E&P-Unternehmen, sowohl gemessen an der Produktion als auch an den Reserven, und verfügt über ein weltweit diversifiziertes Anlagenportfolio. Wir konkurrieren mit privaten, öffentlichen und staatlichen Unternehmen in allen Facetten des E&P-Geschäfts. Einige unserer Konkurrenten sind größer und verfügen über mehr Ressourcen. Jedes unserer Segmente ist hart umkämpft, wobei kein einzelner Wettbewerber oder eine kleine Gruppe von Wettbewerbern dominiert.

Wir konkurrieren mit zahlreichen anderen Unternehmen der Branche, einschließlich staatlicher Unternehmen, um neue Lieferquellen zu finden und zu erschließen und um Öl, Bitumen, NGL und Erdgas effizient und kostengünstig zu fördern. Wir liefern unsere Produktion an die weltweiten Rohstoffmärkte. Zu den wichtigsten Methoden des Wettbewerbs gehören geologische, geophysikalische und ingenieurtechnische Forschung und Technologie, Erfahrung und Fachwissen, Ausrüstung und Personal, wirtschaftliche Analysen im Zusammenhang mit dem Portfoliomanagement und dem sicheren Betrieb von Öl- und Gasförderstätten.

Management des Humankapitals

Werte, Grundsätze und Governance

Bei ConocoPhillips werden unsere Strategie, unsere Leistung, unsere Kultur und unser Ruf von unseren Mitarbeitern getragen. Wir sind uns bewusst, dass die Gewinnung, Bindung und Entwicklung von Talenten in unserer sich wandelnden Branche ein entscheidender Wettbewerbsfaktor ist. Unser Human Capital Management (HCM)-Ansatz basiert auf unseren SPIRIT-Kernwerten - Sicherheit, Mitarbeiter, Integrität, Verantwortung, Innovation und Teamwork. Diese SPIRIT-Werte geben den Ton an, wie wir mit allen unseren internen und externen Interessengruppen umgehen. Wir sind davon überzeugt, dass ein sicheres Unternehmen ein erfolgreiches Unternehmen ist, und deshalb legen wir unternehmensweit größten Wert auf die Sicherheit von Personen und Prozessen. Unsere SPIRIT-Werte sind eine Quelle des Stolzes. Unsere tägliche Arbeit wird von den Grundsätzen der Verantwortlichkeit und Leistung geleitet, was bedeutet, dass die Art und Weise, wie wir unsere Arbeit erledigen, genauso wichtig ist wie die Ergebnisse, die wir liefern. Wir sind davon überzeugt, dass diese Grundwerte und -prinzipien uns von anderen Unternehmen abheben, unsere Mitarbeiter aufeinander abstimmen und eine Grundlage für unsere Unternehmenskultur bilden.

Unser Executive Leadership Team (ELT) und unser Vorstand spielen eine Schlüsselrolle bei der Festlegung unserer HCM-Strategie und der Verantwortlichkeit für sinnvolle Fortschritte. Das ELT und der Vorstand tauschen sich häufig über arbeitnehmerbezogene Themen aus. Unsere HCM-Programme werden von unserer Personalabteilung mit Unterstützung von Führungskräften aus dem gesamten Unternehmen beaufsichtigt und verwaltet.

Wir sind auf unsere Mitarbeiter angewiesen, um unsere Unternehmensstrategie erfolgreich umzusetzen, und wir wissen, wie wichtig es ist, einen Arbeitsplatz zu schaffen, an dem sich unsere Mitarbeiter wertgeschätzt fühlen. Unsere HCM-Programme basieren auf drei Säulen, die unserer Meinung nach für den Erfolg notwendig sind: eine überzeugende Unternehmenskultur, die Gewinnung erstklassiger Mitarbeiter und die Wertschätzung unserer Mitarbeiter. Jede dieser Säulen wird im Folgenden ausführlicher beschrieben.

Eine überzeugende Kultur

Die Art und Weise, wie wir unsere Arbeit verrichten, unterscheidet uns von anderen und bestimmt unsere Leistung. Wir sind Experten in dem, was wir tun, und suchen ständig nach Möglichkeiten, unsere Arbeit besser zu machen. Unsere unterschiedlichen Hintergründe, Ideen und Ansichten tragen zu unserem Erfolg bei. Gemeinsam erbringen wir starke Leistungen, aber nicht um jeden Preis. Wir bekennen uns zu unseren zentralen kulturellen Eigenschaften, die von allen und überall geteilt werden.

Gesundheit, Sicherheit und Umwelt

Unsere HSE-Organisation legt die Erwartungen fest und bietet unseren Mitarbeitern Instrumente und Sicherheit, um hervorragende Leistungen im Bereich HSE zu fördern und zu erreichen. Wir verwalten und gewährleisten die GSU-Richtlinien, -Standards und -Praktiken von ConocoPhillips, um sicherzustellen, dass die Geschäftsaktivitäten weltweit durchgängig sicher, gesund und in einer umweltfreundlichen und sozial verantwortlichen Weise durchgeführt werden.

Jede Geschäftseinheit steuert ihre lokalen Betriebsrisiken mit besonderem Augenmerk auf Prozesssicherheit, Arbeitssicherheit, Umweltrisiken und Notfallvorsorge. Jährlich werden Ziele, Vorgaben und Fristen festgelegt und nachverfolgt, um eine starke GSU-Leistung zu fördern. Die Fortschritte werden nachverfolgt und dem ELT und dem Vorstand berichtet. HSE-Audits werden in Geschäftseinheiten und Mitarbeitergruppen durchgeführt, um die Einhaltung der HSE-Richtlinien, -Standards und -Praktiken von ConocoPhillips zu gewährleisten, wobei Verbesserungsmaßnahmen ermittelt und bis zum Abschluss verfolgt werden.

Wir suchen ständig nach Möglichkeiten, sicherer, effizienter und verantwortungsvoller zu arbeiten. Wir konzentrieren uns auf die Verringerung menschlicher Fehler, indem wir das Zusammenspiel von Menschen, Anlagen und Arbeitsabläufen in den Vordergrund stellen. Wir sind davon überzeugt, dass unsere GSU-Richtlinien, wie z. B. die Life Saving Rules, die Process Safety Fundamentals, die Sicherheitsverfahren und unsere Arbeitsunterbrechungsrichtlinie die Wahrscheinlichkeit und Schwere unerwarteter Zwischenfälle verringern können. Wir führen gründliche Untersuchungen aller schwerwiegenden Vorfälle durch, um die Grundursache zu verstehen und die gewonnenen Erkenntnisse weltweit weiterzugeben, um unsere Anlagenkonzepte, Verfahren, Schulungen, Wartungsprogramme und Konstruktionen zu verbessern. Es ist wichtig, dass wir eine HSE-Kultur des kontinuierlichen Lernens und der Verbesserung fördern, unsere bestehenden HSE-Prozesse und -Instrumente verfeinern und unser Engagement für einen sicheren, effizienten und verantwortungsvollen Betrieb verstärken.

Vielfalt, Gleichberechtigung und Eingliederung

Da sich unsere Branche weiterentwickelt, werden wir auch in Zukunft sowohl mit neuen Chancen als auch mit neuen Herausforderungen konfrontiert sein, die eine Belegschaft erfordern, die für diese Entwicklung gerüstet ist. Außerdem müssen wir ein Umfeld schaffen, in dem jeder ermutigt wird und einen Beitrag leisten kann - unabhängig von seiner Funktion, seiner Ebene oder seinem Standort. Nur so kann Innovation gedeihen und zu einem besseren Geschäftsergebnis führen. Aus diesem Grund haben wir einen Schwerpunkt auf die Verbesserung der DEI und die Schaffung eines großartigen Arbeitsplatzes gelegt und setzen uns dafür ein.

Wir bei ConocoPhillips glauben, dass unsere einzigartigen Unterschiede die Zukunft der Energie vorantreiben. Unsere DEI-Vision ist es, eine integrative Kultur zu fördern, die die reiche Mischung von Hintergründen, Identitäten und Arbeitsstilen unserer Mitarbeiter schätzt und auf gerechten Praktiken aufbaut, die alle Mitarbeiter dabei unterstützen, ihr volles Potenzial zu entfalten. Unser Engagement für DEI ist die Grundlage für unsere SPIRIT-Werte und für das Erreichen unserer Geschäftsziele. Alle Mitarbeiter tragen dazu bei, ein integratives Arbeitsumfeld zu schaffen und aufrechtzuerhalten, denn jeder profitiert von DEI.

Das ELT trägt die letztendliche Verantwortung für die Umsetzung unserer DEI-Verpflichtungen durch eine Governance-Struktur, die einen Chief Diversity Officer (CDO), eine spezielle DEI-Organisation und einen globalen DEI-Rat umfasst, der sich aus leitenden Angestellten aus dem gesamten Unternehmen zusammensetzt. Das Unternehmen setzt sich Ziele und misst den Fortschritt auf der Grundlage einer transparenten DEI-Strategie mit vier Säulen, die unseren Fokus und Ansatz bestimmen: Mitarbeiter, Programme und Prozesse, Kultur sowie unsere externe Marke und Reputation. Alle Führungskräfte des Unternehmens sind für die Förderung von DEI durch lokale Bemühungen verantwortlich. Unsere DEI-Bemühungen und Fortschritte werden regelmäßig mit dem Vorstand besprochen.

Wir überwachen weiterhin aktiv die Kennzahlen zur Vielfalt auf globaler Basis. Wir sind bestrebt, bei der Schaffung eines vielfältigeren, gerechteren und integrativeren Arbeitsplatzes transparent zu sein. Nachfolgend finden Sie Tabellen mit den demografischen Daten unserer Mitarbeiter für 2023, aufgeschlüsselt nach Geschlecht und ethnischer Zugehörigkeit sowie nach Ländern:

2023 Mitarbeiter nach Geschlecht und Ethnie/Zugehörigkeit

	Global		U.S.	
	Männlich	Weiblich	Weiß	POC*
Alle Mitarbeiter	73 %	27 %	68 %	32 %
Alle Führungsqualitäten	74	26	76	24
Top-Führung	74	26	82	18
Junior-Führung	74	26	74	26

*"POC" bezieht sich auf People of Color oder rassische und ethnische Minderheiten, die in den USA selbst angegeben werden.

2023 Mitarbeiter nach Ländern	Prozentsatz von Gesamt
U.S.	66 %
Norwegen	16
Kanada	9
Australien	3
U.K.	3
Andere globale Standorte	3
	100 %

Anwerbung von Arbeitskräften der Weltklasse

Unser anhaltender Erfolg erfordert eine starke Belegschaft mit den richtigen Fähigkeiten auf der ganzen Welt, um unsere strategischen Ziele zu erreichen. Wir rekrutieren in großem Umfang erfahrene Mitarbeiter mit wichtigen Fähigkeiten, die uns helfen, ein breites Spektrum an Fachwissen zu erhalten. Außerdem bieten wir Universitätspraktika in verschiedenen Fachbereichen an und arbeiten mit Organisationen für Vielfalt und Universitäten zusammen, um eine Pipeline für Nachwuchstalente zu schaffen. Wir bemühen uns um gerechte Praktiken in jedem Aspekt unseres Einstellungsverfahrens und führen Talentbewertungen durch, um sicherzustellen, dass wir über die organisatorischen Kapazitäten und Fähigkeiten verfügen, um unsere Geschäftspläne erfolgreich umzusetzen.

Wir überwachen die Rekrutierungsmetriken mit Hilfe interner Talent-Dashboards und verfolgen die freiwillige Fluktuation, um unsere Bindungsaktivitäten zu steuern.

2023 Metriken zu Einstellung und Abwanderung	Prozentsatz von Gesamt
Einstellungszusage der U.S.-Universität	73 %
Annahme von U.S.-Praktikanten	71
Diversity-Einstellungen - Frauen	27
Einstellung von Mitarbeitern aus verschiedenen Ländern - U.S. POC	41
Freiwillige Fluktuation insgesamt	4

Wertschätzung für unsere Mitarbeiter

Mitarbeiterengagement und -entwicklung

Wir konzentrieren uns auf das Engagement und die Entwicklung unserer Belegschaft und ermutigen unsere Mitarbeiter, vielfältige und erfüllende Karrieren bei ConocoPhillips aufzubauen. Wir entwickeln unsere Mitarbeiter durch eine Kombination aus Lernen am Arbeitsplatz, formalen Schulungen, regelmäßigem Feedback, Coaching und Mentoring. Qualifikationsbasierte Talent Management Teams (TMTs) leiten die gezielte Mitarbeiterentwicklung und Karriereentwicklung nach Fähigkeiten, Disziplin und Standort. Die TMTs helfen uns, den Bedarf an Arbeitskräften zu ermitteln und die Verfügbarkeit wichtiger Qualifikationen innerhalb des Unternehmens zu beurteilen. Wir verwenden ein Leistungsmanagementprogramm, das auf Objektivität, Glaubwürdigkeit und Transparenz ausgerichtet ist. Das Programm umfasst ein umfassendes Stakeholder-Feedback, monetäre und nicht-monetäre Anerkennung in Echtzeit und eine formale "Wie"-Bewertung, um Verhaltensweisen zu beurteilen und sicherzustellen, dass sie mit unseren SPIRIT-Werten übereinstimmen.

Wir geben unseren Mitarbeitern die Möglichkeit, sich durch persönliche und berufliche Entwicklungsmöglichkeiten weiterzuentwickeln. Dazu gehören individuelle Entwicklungspläne, jährliche Gespräche über die berufliche Entwicklung mit den Vorgesetzten, ein freiwilliges 360°-Feedback-Tool und Schulungen zu einem breiten Spektrum an technischen und beruflichen Fähigkeiten. Die Nachfolgeplanung hat für das Management und den Verwaltungsrat höchste Priorität. Diese Arbeit stellt sicher, dass wir über die nötigen Talente für wichtige Führungspositionen verfügen, und dient dazu, die Mitarbeiter zu inspirieren, ihr höchstes Potenzial auszuschöpfen und Geschäftsunterbrechungen zu begrenzen.

Maßnahmen zur Messung und Bewertung der Mitarbeiterzufriedenheit und des Mitarbeiterengagements sind der Kern des langfristigen Geschäftserfolgs und der Schaffung eines großartigen Arbeitsplatzes für unsere globale Belegschaft. Seit 2019 ist die ConocoPhillips-Perspektiven-Umfrage unsere wichtigste Plattform, um Feedback zur Stimmung der Mitarbeiter zu erhalten und unsere "Who We Are"-Kultur zu fördern. Unsere Führung prüft das Feedback der Umfrage, um Prioritäten und Ziele festzulegen. Unsere Mitarbeiter-Feedback-Strategie wird durch diese jährliche Umfrage und bei Bedarf durch kürzere Ad-hoc-Umfragen umgesetzt, um gezielte Erkenntnisse zur Unterstützung unserer Prioritäten im Bereich Humankapital zu gewinnen.

Vergütung, Sozialleistungen und Wohlbefinden

Wir bieten wettbewerbsfähige, leistungsbezogene Vergütungspakete und haben weltweit gerechte Vergütungspraktiken. Unsere Vergütungsprogramme bestehen in der Regel aus einem Grundgehalt, dem jährlichen Variable Cash Incentive Program (VCIP) und, für berechnete Mitarbeiter, dem Restricted Stock Unit (RSU) Programm. Vom CEO bis zum einfachen Mitarbeiter nimmt jeder Mitarbeiter am VCIP, unserem jährlichen Anreizprogramm, teil, das die Mitarbeitervergütung an den Erfolg von ConocoPhillips in Bezug auf wichtige Leistungskennzahlen anpasst und auch die individuelle Leistung anerkennt. Unser RSU-Programm ist darauf ausgerichtet, Mitarbeiter anzuziehen und zu halten, Leistung zu belohnen und die Interessen der Mitarbeiter mit denen der Aktionäre in Einklang zu bringen, indem der Aktienbesitz gefördert wird. Unsere Pensions- und Sparpläne sollen die finanzielle Zukunft unserer Mitarbeiter unterstützen und sind auf den lokalen Märkten wettbewerbsfähig.

Wir führen regelmäßig ein Benchmarking unserer globalen Vergütungs- und Sozialleistungsprogramme durch, um sicherzustellen, dass sie wettbewerbsfähig und integrativ sind, mit der Unternehmenskultur übereinstimmen und es unseren Mitarbeitern ermöglichen, ihre individuellen Bedürfnisse und die Bedürfnisse ihrer Familien zu erfüllen. Wir bieten flexible Arbeitszeiten und wettbewerbsfähige Freistellungen, einschließlich Elternurlaubsregelungen an vielen Standorten. Wir bieten unseren Mitarbeitern auch Flexibilität durch das Programm Hybrid Office Work (HOW) an allen unseren weltweiten Standorten, das berechtigten Mitarbeitern eine Kombination aus Büro- und Heimarbeit ermöglicht. Darüber hinaus bieten wir Familien, die Unterstützung bei Arbeitsunfähigkeit, Pflege älterer Menschen und Kinderbetreuung benötigen, eine Absicherung, einschließlich Kinderbetreuung vor Ort, wenn der Zugang vor Ort eine Herausforderung darstellt.

Zu unseren weltweiten Wellness-Programmen gehören biometrische Untersuchungen und Fitness-Wettbewerbe, die einen gesunden Lebensstil fördern sollen. Alle Mitarbeiter haben Zugang zu unserem Mitarbeiterhilfsprogramm, und viele unserer Standorte bieten individuelle Programme zur Förderung des psychischen Wohlbefindens an.

Entschädigung Risikominderung

Wir haben die Risiken berücksichtigt, die mit jedem unserer Vergütungsprogramme und -richtlinien für Führungskräfte und Mitarbeiter verbunden sind. Im Rahmen der Analyse haben wir die von uns verwendeten Leistungskennzahlen sowie die verschiedenen Arten von Vergütungen, die unterschiedlichen Leistungsmessungszeiträume und die verlängerten Unverfallbarkeitsfristen berücksichtigt, die wir im Rahmen der einzelnen Anreizvergütungsprogramme anwenden. Als Ergebnis dieser Überprüfung kam die Geschäftsleitung zu dem Schluss, dass die Risiken, die sich aus unseren Vergütungsrichtlinien und -praktiken ergeben, nach vernünftigem Ermessen keine wesentlichen nachteiligen Auswirkungen auf das Unternehmen haben werden. Im Rahmen der Überwachung unserer Risikomanagementprogramme durch den Vorstand führt das Human Resources Compensation Committee (HRCC) mit Unterstützung seines unabhängigen Vergütungsberaters eine ähnliche Überprüfung durch. Das HRCC stimmt mit der Schlussfolgerung der Geschäftsleitung überein, dass die Risiken, die sich aus unseren Vergütungsrichtlinien und -praktiken ergeben, nach vernünftigem Ermessen keine wesentlichen nachteiligen Auswirkungen auf das Unternehmen haben werden.

Allgemein

Die Umweltinformationen, die im Lagebericht und in der Analyse der Finanz- und Ertragslage auf den Seiten 56 bis 58 unter den Überschriften "Umwelt" und "Klimawandel" enthalten sind, werden hier durch Verweis einbezogen. Sie enthalten Informationen über die für 2023 aufgewendeten und aktivierten Umweltkosten sowie über die für 2024 und 2025 erwarteten Kosten.

Website-Zugang zu SEC-Berichten

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

Unsere Jahresberichte auf Formblatt 10-K, unsere Quartalsberichte auf Formblatt 10-Q, unsere aktuellen Berichte auf Formblatt 8-K und alle Änderungen dieser Berichte, die gemäß Abschnitt 13(a) oder 15(d) des Securities Exchange Act von 1934 eingereicht oder vorgelegt werden, sind auf unserer Website kostenlos verfügbar, sobald diese Berichte bei der SEC eingereicht oder vorgelegt werden. Alternativ können Sie diese Berichte auch 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 prüfen. Diese Risikofaktoren sind nicht die einzigen Risiken, denen wir ausgesetzt sind. Unser Geschäft könnte auch durch zusätzliche Risiken und Ungewissheiten beeinflusst werden, die uns derzeit nicht bekannt sind oder die wir derzeit als unwesentlich erachten. Der Eintritt eines dieser Risiken oder anderer Risiken, die derzeit noch nicht bekannt sind oder die wir derzeit als unwesentlich erachten, könnte unsere Geschäftstätigkeit, unsere Betriebsergebnisse und unsere Finanzlage sowie den Wert einer Anlage in unsere Stammaktien erheblich und nachteilig beeinflussen.

Risiken im Zusammenhang mit unserer Branche

Unsere Betriebsergebnisse, unsere Fähigkeit, unsere Strategie umzusetzen, und der Buchwert unserer Vermögenswerte sind den Auswirkungen volatiler Rohstoffpreise oder längerer Zeiten niedriger Rohstoffpreise ausgesetzt.

Zu den wichtigsten Faktoren, die sich auf unsere Einnahmen, Betriebsergebnisse und die künftige Wachstumsrate auswirken, gehören die Verkaufspreise für Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGL. Diese Preise sind an Marktpreise gebunden, die stark schwanken können, und viele der Faktoren, die diese Preise beeinflussen, liegen außerhalb unserer Kontrolle. So schwankten die WTI-Rohölpreise im Laufe des Jahres 2023 zwischen einem Tiefstand von 67 US-Dollar pro Barrel im März und einem Höchststand von 94 US-Dollar pro Barrel im August. In Anbetracht der Volatilität der Rohstoffpreistreiber und des weltweiten politischen und wirtschaftlichen Umfelds, einschließlich möglicher wirtschaftlicher Abschwächungen oder Rezessionen, unerwarteter Schocks für Angebot und Nachfrage infolge künftiger globaler Gesundheitskrisen, wie sie im Zusammenhang mit der COVID-19-Pandemie aufgetreten sind, oder erhöhter Unsicherheit, die durch die jüngsten (und möglichen künftigen) bewaffneten Auseinandersetzungen in verschiedenen ölproduzierenden Regionen rund um den Globus hervorgerufen wurde, können die Preise für Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs weiterhin volatil sein.

Länger andauernde Zeiten niedriger Rohstoffpreise könnten sich in erheblichem Maße negativ auf unsere Einnahmen, unser Betriebsergebnis, unseren Cashflow und unsere Liquidität auswirken und auch die Höhe der Dividenden, die wir für unsere Stammaktien erklären und zahlen, sowie die Anzahl der Aktien, die wir im Rahmen unseres Aktienrückkaufprogramms erwerben, und den Zeitpunkt solcher Akquisitionen beeinflussen.

Niedrigere Preise können auch die Menge der Reserven einschränken, die wir wirtschaftlich fördern können, was sich nachteilig auf unsere nachgewiesenen Reserven und die Ersatzquote auswirkt und den Rückgang unserer bestehenden Reserven beschleunigt, wenn wir die Förderung aus vorgelagerten Feldern fortsetzen. Anhaltend niedrige Preise können sich auf strategische Entscheidungen im Zusammenhang mit unserer Geschäftstätigkeit auswirken, einschließlich der Entscheidung, Kapitalinvestitionen zu reduzieren oder die Produktion zu drosseln.

Erhebliche Preiserückgänge bei Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGL könnten uns auch dazu zwingen, unsere Investitionsausgaben zu reduzieren, den Buchwert unserer Vermögenswerte zu mindern oder die Klassifizierung bestimmter Vermögenswerte als nachgewiesene Reserven aufzugeben. Obwohl es derzeit nicht möglich ist, die Auswirkungen zukünftiger Wertminderungen oder geschätzter Änderungen unserer Produktionsraten zu quantifizieren, könnten unsere Betriebsergebnisse dadurch beeinträchtigt werden.

Wenn es uns nicht gelingt, Ressourcen zu erschließen, wird der Umfang unseres Geschäfts zurückgehen, was sich nachteilig auf unser Geschäft auswirken wird.

Da wir Erdöl, Bitumen, Erdgas und NGLs aus unserem bestehenden Portfolio fördern, nimmt die Menge unserer verbleibenden Reserven ab. Wenn es uns nicht gelingt, die von uns geförderten Ressourcen durch gute Aussichten für eine künftige organische Entwicklung oder durch Übernahmen zu ersetzen, wird unser Geschäft zurückgehen. Darüber hinaus hängt unsere Fähigkeit, unsere Reserven erfolgreich zu erschließen, von der Erreichung einer Reihe operativer und strategischer Ziele ab, auf die wir teilweise keinen Einfluss haben. Dazu gehören die Bewältigung politischer und behördlicher Herausforderungen bei der Erlangung und Erneuerung von Rechten zur Erschließung und Förderung von Kohlenwasserstoffen, die Optimierung von Lagerstätten, die budget- und termingerechte Fertigstellung kapitalintensiver Projekte mit langer Vorlaufzeit sowie der effiziente und rentable Betrieb reifer Liegenschaften. Sollte es uns nicht gelingen, die Ressourcen in unserem Portfolio zu erschließen, könnten unsere Finanz- und Ertragslage negativ beeinflusst werden.

Die Erkundung und Förderung von Erdöl und Erdgas ist eine stark wettbewerbsorientierte Branche.

Die Erkundung und Förderung von Erdöl, Bitumen, Erdgas und NGL ist ein hart umkämpftes Geschäft. Wir konkurrieren mit privaten, öffentlichen und staatlichen Unternehmen in allen Bereichen des Explorations- und Produktionsgeschäfts, einschließlich der Suche, des Erwerbs und der Erschließung neuer Versorgungsquellen und der effizienten und kostengünstigen Förderung von Erdöl, Bitumen, Erdgas und NGLs. Darüber hinaus gehen wir davon aus, dass die Öl- und Gasindustrie im Zuge der fortschreitenden Energiewende einem zusätzlichen Wettbewerb durch alternative Brennstoffe ausgesetzt sein wird. Wir müssen auch um Materialien, Ausrüstungen, Dienstleistungen, Mitarbeiter und anderes Personal (einschließlich Geologen, Geophysiker, Ingenieure und andere Spezialisten) konkurrieren, die für die Durchführung unserer Geschäfte erforderlich sind. Sollten wir in diesem Wettbewerb nicht erfolgreich sein, könnte dies negative Auswirkungen auf unsere Finanz- und Ertragslage haben.

Unsere Fähigkeit, unsere Pläne für die Energiewende erfolgreich umzusetzen, unterliegt einer Reihe von Risiken und Unwägbarkeiten und kann kostspielig sein.

Im Jahr 2020 kündigten wir unseren an Paris ausgerichteten Klimarisikorahmen an, einschließlich des Ziels, bis 2050 betriebliche Netto-Null-Emissionen zu erreichen. Im Jahr 2022 veröffentlichten wir unseren Plan für die Netto-Null-Energieumstellung (der "Plan") und setzten uns immer ehrgeizigere Ziele in Bezug auf die Intensität der betrieblichen THG-Emissionen und die Reduzierung von Methanemissionen und Abfackeln. Unsere Fähigkeit, die erklärten Ziele und Ambitionen zu erreichen, unterliegt einer Reihe von Risiken und Unsicherheiten, die außerhalb unserer Kontrolle liegen, sowie staatlichen Maßnahmen und Märkten sowie potenziellen Vorschriften, die unsere Fähigkeit zur Umsetzung aktueller oder zukünftiger Pläne beeinträchtigen könnten. Die Verwirklichung dieser Ziele hängt auch von der beschleunigten Entwicklung wirksamer Technologien zur Emissionsmessung und -minderung ab, wobei das tatsächliche Entwicklungstempo unzureichend oder die tatsächlich entwickelten Technologien unzureichend sein können. Darüber hinaus befinden wir uns noch in der Planungsphase, und die Umsetzung des Plans könnte kostspielig sein, unvorhergesehene Hindernisse aufweisen, innerhalb des für den Plan vorgesehenen Zeitrahmens unterschiedlich schnell voranschreiten und in einer Weise erfolgen, die wir derzeit nicht vorhersagen können. Es kann sein, dass wir in Zukunft Emissionsgutschriften kaufen müssen und dass das Angebot an Kompensationen nicht ausreicht, um unsere Ziele zu erreichen, oder dass uns immer höhere Kosten für den Kauf solcher Kompensationen entstehen. Da fortschrittliche Technologien zur genauen Messung von Emissionen entwickelt werden, könnten wir gezwungen sein, unsere Emissionsschätzungen und Reduktionsziele zu revidieren oder unsere im Plan dargelegten Strategien anderweitig zu überarbeiten. Die Emissionsintensität einiger unserer Anlagen kann sich negativ auf unsere Geschäftstätigkeit auswirken und kann dazu führen, dass wir die wirtschaftliche Nutzungsdauer bestimmter Anlagen reduzieren und den damit verbundenen Nettobuchwert verringern müssen. Selbst wenn wir unsere Ziele erreichen, könnten unsere Bemühungen als unzureichend angesehen werden.

Im Jahr 2021 gründeten wir unsere Organisation für kohlenstoffarme Technologien, um Geschäftsmöglichkeiten zu identifizieren und zu bewerten, die sich mit Endverbraucher-Emissionen und kohlenstoffarmen Technologien im Frühstadium befassen, die unser vorhandenes Fachwissen und unsere angrenzenden Bereiche nutzen würden. Unsere Investitionen in diese Technologien können uns zahlreichen finanziellen, rechtlichen, betrieblichen, reputationsbezogenen und anderen Risiken aussetzen. Wir führen zwar eine gründliche Analyse dieser Investitionen durch, aber die entsprechenden Technologien und Märkte befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium, und wir wissen noch nicht, welche Rendite wir erzielen werden, wenn überhaupt. Außerdem sind wir möglicherweise nicht in der Lage, diese Technologien in kommerziellem Umfang einzusetzen. Der Erfolg unserer kohlenstoffarmen Strategie wird zum Teil von der Zusammenarbeit mit staatlichen Stellen, der Unterstützung durch Interessengruppen, unserer Fähigkeit, potenzielle Investitionen zu erforschen und zu prognostizieren, und unserer Fähigkeit abhängen, unsere bestehenden Stärken und unser Fachwissen auf neue Technologien, Projekte und Märkte anzuwenden.

Schätzungen von Erdöl-, Bitumen-, Erdgas- und NGL-Reserven sind ungenau und können revidiert werden, und jede wesentliche Änderung der Faktoren und Annahmen, die unseren Schätzungen von Erdöl-, Bitumen-, Erdgas- und NGL-Reserven zugrunde liegen, könnte die Menge und den Wert dieser Reserven beeinträchtigen.

Die in diesem Jahresbericht enthaltenen Angaben zu den nachgewiesenen Reserven stellen die besten Schätzungen des Managements dar, die auf Annahmen über die zu einem bestimmten Zeitpunkt aus unterirdischen Erdöl-, Bitumen-, Erdgas- und NGL-Ansammlungen zu fördernden Mengen basieren. Diese Mengen können nicht direkt gemessen werden, und die Schätzungen und zugrunde liegenden Annahmen des Managements sind mit erheblichen Risiken und Unsicherheiten behaftet. Jegliche 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 uns dazu veranlassen, Wertminderungsaufwendungen für Grundstücke im Zusammenhang mit der Produktion dieser Reserven vorzunehmen. Künftige Korrekturen der Reserven könnten sich unter anderem auch aus Änderungen der staatlichen Regulierung und der Rohstoffpreise ergeben. Weitere Informationen zu den verwendeten Schätzungen finden Sie im Abschnitt "Kritische buchhalterische Schätzungen" im Lagebericht und in der Analyse der Finanz- und Ertragslage des Unternehmens.

Unser Geschäft kann durch Preiskontrollen, staatliche Beschränkungen der Produktion oder des Exports von Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGLs oder durch die Nichtverfügbarkeit angemessener Anlagen und Ausrüstungen für die Gewinnung, die Verarbeitung, die Verdichtung, den Transport und die Pipeline für unsere Produktion von Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGLs beeinträchtigt werden.

Wie bereits erwähnt, unterliegt unsere Geschäftstätigkeit umfangreichen staatlichen Vorschriften in zahlreichen Rechtsordnungen. Von Zeit zu Zeit haben Regulierungsbehörden Preiskontrollen und Produktionsbeschränkungen auferlegt, indem sie die Durchflussrate von Rohöl, Bitumen, Erdgas und NGL-Bohrungen unter die tatsächliche Produktionskapazität beschränkten. Ebenso könnten Regierungen als Reaktion auf gestiegene inländische Energiekosten, auf Umstände, die im wirtschaftlichen Interesse des Landes liegen, oder auf einen erklärten nationalen Notstand den Export oder Import unserer Produkte einschränken, was sich nachteilig auf unser Geschäft auswirken würde. Da die gesetzlichen Bestimmungen häufig geändert werden und der Auslegung unterliegen, können wir nicht vorhersagen, ob künftige Beschränkungen für unsere Geschäftstätigkeit erlassen werden oder auf uns anwendbar sind.

Unsere Fähigkeit, das von uns geförderte Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGL zu verkaufen und zu liefern, hängt auch von der Verfügbarkeit, der Nähe und der Kapazität der Anlagen und Ausrüstungen für die Gewinnung, die Verarbeitung, die Verdichtung, den Transport und die Pipeline sowie von den erforderlichen Verdünnungsmitteln ab, um unser Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas und NGL für den Transport vorzubereiten. Die Anlagen, Ausrüstungen und Verdünnungsmittel, auf die wir angewiesen sind, können uns aufgrund von Marktbedingungen, extremen Wetterereignissen, Verzögerungen bei der Erteilung von Genehmigungen und anderen behördlichen Angelegenheiten, mechanischen Gründen oder anderen Faktoren oder Bedingungen, von denen viele außerhalb unserer Kontrolle liegen, vorübergehend nicht zur Verfügung stehen. Darüber hinaus könnte in bestimmten neueren Ölfeldern die Kapazität der erforderlichen Anlagen, Ausrüstungen und Verdünnungsmittel nicht ausreichen, um die Produktion aus bestehenden und neuen Bohrlöchern zu bewältigen, und Bau- und Genehmigungsverzögerungen, Genehmigungskosten und behördliche oder andere Einschränkungen könnten den Bau, die Herstellung oder den Erwerb neuer Anlagen und Ausrüstungen einschränken oder verzögern. Sollten Anlagen, Ausrüstungen oder Verdünnungsmittel oder eine der Transportmethoden und -kanäle, auf die wir angewiesen sind, für einen bestimmten Zeitraum nicht verfügbar sein, könnten uns höhere Kosten für den Transport unseres Rohöls, Bitumens, LNG, Erdgases und NGLs zum Verkauf entstehen; wir könnten gezwungen sein, unsere Produktion von Rohöl, Bitumen, Erdgas oder NGLs einzuschränken, oder wir könnten nicht in der Lage sein, alle Ziele des Plans zu erreichen, wie z.B. die Reduzierung des routinemäßigen Abfackelns.

Unsere Fähigkeit, Risiken zu steuern oder die Ergebnisse von Joint Ventures zu beeinflussen, könnte eingeschränkt sein.

Wir führen viele unserer Geschäfte über Joint Ventures durch, bei denen ein anderer Joint-Venture-Partner der Betreiber ist oder bei denen wir keine Mehrheitskontrolle haben. In diesen Fällen können die wirtschaftlichen, geschäftlichen oder rechtlichen Interessen oder Ziele des Betreibers oder der Stimmrechtsmehrheit mit den unseren unvereinbar sein, und wir sind möglicherweise nicht in der Lage, die Entscheidungsfindung oder die Ergebnisse so zu beeinflussen, dass sie mit unseren Interessen oder Zielen übereinstimmen. Wenn ein Betreiber oder eine stimmberechtigte Mehrheit, mit dem/der wir eine Joint-Venture-Beteiligung haben, nicht in der Lage ist, die mit der Geschäftstätigkeit verbundenen Risiken angemessen zu managen, könnte dies negative Auswirkungen auf die Finanz- und Ertragslage unserer Joint-Ventures und damit auch auf unser Geschäft und unsere Geschäftstätigkeit haben.

Unsere Tätigkeit ist mit Gefahren und Risiken verbunden, die eine umfassende und kontinuierliche Überwachung erfordern.

Unsere Geschäftstätigkeit unterliegt einer Vielzahl von Gefahren und Risiken, die eine umfassende und kontinuierliche Überwachung erfordern, wie z. B. die Überwachung, Verhinderung oder Abschwächung von bzw. der Schutz vor Explosionen, Bränden, Produktaustritten, Unwettern, geologischen Ereignissen, globalen Gesundheitskrisen wie Epidemien und Pandemien, Arbeitskonflikten, geopolitischen Spannungen, bewaffneten Konflikten, Terroranschlägen oder Piratenangriffen, Sabotage, zivilen Unruhen oder Cyberattacken. Unsere Aktivitäten sind zusätzlichen Gefahren ausgesetzt, die sich aus der Exposition gegenüber und der möglichen Freisetzung von Schadstoffen und toxischen Substanzen sowie anderen Umweltgefahren und -risiken ergeben. Beispielsweise können Offshore-Aktivitäten aufgrund komplexer unterirdischer Bedingungen wie höherer Lagerstättendrucke, Wassertiefen und metoceanischer Bedingungen zunehmend größere Risiken mit sich bringen. All diese Gefahren können zum Verlust von Menschenleben, zu erheblichen Sach- und Ausrüstungsschäden, zur Umweltverschmutzung, zur Beeinträchtigung des Betriebs, zu erheblichen Verlusten für uns und zur Schädigung unseres Rufs führen. Unser Geschäft und unser Betrieb können gestört werden, wenn wir auf eine dieser Gefahren und Risiken oder eine andere größere Krise nicht angemessen reagieren oder wenn wir nicht in der Lage sind, die betroffenen betrieblichen Komponenten und Kapazitäten effizient wiederherzustellen oder zu ersetzen. Gegenmaßnahmen zur Bewältigung globaler Gesundheitskrisen, Epidemien oder Pandemien, einschließlich künftiger Ausbrüche von COVID-19, können zu einer geringeren Nachfrage nach unseren Produkten, zu Unterbrechungen unserer Lieferkette, der Weltwirtschaft oder der Finanz- oder Rohstoffmärkte, zu Störungen unserer vertraglichen Vereinbarungen mit unseren Dienstleistern, Zulieferern und anderen Vertragspartnern, zu Versäumnissen unserer Zulieferer, Vertragshersteller, Auftragnehmer, Joint-Venture-Partner und externen Geschäftspartner bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen uns gegenüber, zu einer geringeren Produktivität der Belegschaft sowie zu freiwilligen oder unfreiwilligen Kürzungen führen. Darüber hinaus ist es möglich, dass unsere Versicherungen nicht ausreichen, um uns für alle oben beschriebenen Verluste zu entschädigen, und die Kosten für einen angemessenen Versicherungsschutz können in Zukunft steigen oder nicht mehr zur Verfügung stehen.

Auch wenn wir unsere Geschäftstätigkeit so gestalten und betreiben, dass sie den zu erwartenden klimatischen Bedingungen Rechnung trägt, könnten wir bei signifikanten Veränderungen des Erdklimas, wie z. B. strengeren oder häufigeren Witterungsbedingungen in den Märkten, in denen wir tätig sind, oder in den Gebieten, in denen sich unsere Anlagen befinden, höhere Kosten haben, unsere Geschäftstätigkeit und Lieferkette könnten beeinträchtigt werden und die Nachfrage nach unseren Produkten könnte sinken.

Jeder dieser Faktoren oder andere Kaskadeneffekte solcher Faktoren könnten unsere Kosten wesentlich erhöhen, unsere Einnahmen oder unsere Fähigkeit, den Plan umzusetzen und voranzutreiben, negativ beeinflussen und unsere Finanzlage, unsere Betriebsergebnisse, unseren Cashflow und unsere Liquiditätslage beeinträchtigen. Das volle Ausmaß und die Dauer solcher Auswirkungen können zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorhergesagt werden, da die Quellen, Ursachen und Ergebnisse dieser Faktoren nicht sicher sind.

Rechtliche und regulatorische Risiken

Wir gehen davon aus, dass die Einhaltung bestehender und künftiger Umweltgesetze und -vorschriften auch in Zukunft zu erheblichen Investitions- und Betriebskosten führen wird.

Unsere Geschäftstätigkeit unterliegt zahlreichen Gesetzen und Vorschriften zum Schutz der Umwelt, die sich voraussichtlich auch in Zukunft zunehmend auf unsere Geschäftstätigkeit auswirken 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 Lagebericht und in der Analyse der Finanz- und Ertragslage. Diese Gesetze und Vorschriften werden immer zahlreicher und komplexer und beeinflussen unsere Geschäftstätigkeit unter anderem in folgenden Bereichen

- Genehmigungen, die im Zusammenhang mit Explorations-, Bohr-, Produktions- und anderen Aktivitäten erforderlich sind, einschließlich der von nationalen, subnationalen und lokalen Behörden erteilten Genehmigungen;
- Die Einleitung von Schadstoffen in die Umwelt;
- Emissionen in die Atmosphäre, wie Stickoxide, Schwefeldioxid, Quecksilber und Treibhausgasemissionen, einschließlich Methan;
- Kohlenstoffsteuern;
- Handhabung, Verwendung, Lagerung, Transport, Entsorgung und Sanierung von Gefahrstoffen sowie gefährlichen und nicht gefährlichen Abfällen;
- Rückbau, Stilllegung und Restaurierung historischer Objekte und Einrichtungen am Ende ihrer Nutzungsdauer; und
- Explorations- und Produktionstätigkeiten in bestimmten Gebieten, z. B. Offshore-Umgebungen, arktische Felder, Ölsandlagerstätten und unkonventionelle Vorkommen.

Als Folge dieser Gesetze und Vorschriften sind uns erhebliche Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie Sanierungskosten entstanden und werden auch weiterhin entstehen. Wenn diese Ausgaben von einem Käufer im Rahmen einer Veräußerung übernommen werden, können uns außerdem erhebliche Kosten entstehen, wenn der Käufer nicht in der Lage ist, diese Verpflichtungen zu erfüllen. Jede tatsächliche oder vermeintliche Nichteinhaltung bestehender oder künftiger Gesetze, Verordnungen und sonstiger Anforderungen durch uns könnte zu Verwaltungs- oder Zivilstrafen, Geldbußen, anderen Vollstreckungsmaßnahmen oder Rechtsstreitigkeiten mit Dritten gegen uns führen. In dem Maße, in dem sich diese Ausgaben, wie alle Kosten, letztlich nicht in den Preisen unserer Produkte widerspiegeln, könnten unser Geschäft, unsere Finanzlage, unsere Betriebsergebnisse und unsere Cashflows in zukünftigen Perioden sowie unsere Fähigkeit, den Plan umzusetzen und voranzutreiben, negativ beeinflusst werden.

Bestehende und künftige Gesetze, Vorschriften und interne Initiativen im Zusammenhang mit dem globalen Klimawandel, wie z. B. Beschränkungen von Treibhausgasemissionen, können unsere Geschäftspläne beeinträchtigen oder einschränken, zu erheblichen Ausgaben führen, alternative Energienutzung fördern oder die Nachfrage nach unseren Produkten verringern.

Die anhaltende politische und gesellschaftliche Aufmerksamkeit für das Thema des globalen Klimawandels hat zu bestehenden und anstehenden internationalen Abkommen sowie zu nationalen, regionalen oder lokalen Gesetzen und regulatorischen Maßnahmen zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen geführt, wie z. B. Cap-and-Trade-Regelungen, spezifische Emissionsstandards, Kohlenstoffsteuern, restriktive Genehmigungsverfahren, erhöhte Treibstoffeffizienzstandards und Anreize oder Mandate für erneuerbare und alternative Energien. Obwohl wir die Absicht gesetzlicher und behördlicher Maßnahmen zur Bewältigung klimabezogener Risiken unterstützen, könnte die Art und Weise und der Zeitpunkt ihrer Umsetzung erhebliche negative Auswirkungen auf unsere Geschäftstätigkeit, unsere Finanz- und Ertragslage und unseren Cashflow in künftigen Zeiträumen sowie auf unsere Fähigkeit zur Umsetzung und Weiterentwicklung des Plans haben.

So hat die EPA im Dezember 2023 eine endgültige Regelung veröffentlicht, die unter anderem die Vorschriften für die Emission von Methan und flüchtigen organischen Verbindungen aus neuen Öl- und Gasförderanlagen sowie die Emissionsrichtlinien für die Bundesstaaten überarbeitet, die bei der Überarbeitung der Umsetzungspläne des Clean Air Act zur Begrenzung der Methanemissionen aus bestehenden Öl- und Gasanlagen anzuwenden sind. Die endgültige Regelung könnte zu zusätzlichen Investitionsausgaben und Kosten für die Einhaltung der Vorschriften sowie für Betrieb und Wartung führen, was sich nachteilig auf unser Geschäft und unsere Betriebsergebnisse auswirken könnte.

Konferenz der Vertragsparteien (COP28) an, auf der die USA und fast 200 weitere Länder, darunter die meisten Länder, in denen wir tätig sind, ihre Verpflichtung zur Umsetzung der Ziele des Pariser Abkommens von 2015 erneuerten. Auf der COP28 wurde eine Entscheidung über die weltweit erste "globale Bestandsaufnahme" getroffen, um die Klimaschutzmaßnahmen bis zum Ende des Jahrzehnts zu verstärken - einschließlich des Ziels, die Kapazität der erneuerbaren Energien bis 2030 zu verdreifachen -, und zum ersten Mal wurde in der endgültigen Vereinbarung ausdrücklich empfohlen, "von fossilen Brennstoffen im Energiesystem wegzukommen." Die Umsetzung aktueller Vereinbarungen und regulatorischer Maßnahmen sowie künftiger Vereinbarungen oder Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und der Treibhausgasemissionen kann sich negativ auf unsere Kapital- und Betriebskosten auswirken,

die Nachfrage nach unseren Produkten beeinträchtigen, Steuern auf unsere Produkte oder unsere Geschäftstätigkeit erheben oder von uns verlangen, Emissionsgutschriften zu erwerben oder den Ausstoß von Treibhausgasen aus unserer Geschäftstätigkeit zu verringern. So haben die USA im August 2022 den Inflation Reduction Act of 2022 erlassen, der eine Abgabe auf Methanemissionen ausgewählter Anlagen in der Öl- und Gasindustrie vorsieht, darunter viele der von ConocoPhillips betriebenen Anlagen. Infolgedessen könnten uns erhebliche Investitionsausgaben sowie Kosten für die Einhaltung der Vorschriften, für Betrieb, Wartung und Sanierung entstehen, die sich nachteilig auf unser Geschäft und unsere Betriebsergebnisse auswirken könnten.

Weitere Informationen zu Gesetzen oder Vorläufern möglicher Regulierungen im Zusammenhang mit dem globalen Klimawandel, die sich auf unsere Geschäftstätigkeit auswirken oder auswirken könnten, sowie eine Beschreibung der Reaktion des Unternehmens finden Sie in den Abschnitten *"Unvorhergesehene Ereignisse - Klimawandel"* und *"Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken"* im Lagebericht und in der Analyse der Finanz- und Ertragslage.

Die breitere Aufmerksamkeit der Investoren und der Gesellschaft für den globalen Klimawandel und die Bemühungen, diesen zu bekämpfen, könnten die Zahl der Geschäftspartner oder unseren Zugang zu den Finanzmärkten einschränken und uns in Rechtsstreitigkeiten verwickeln.

Die zunehmende Aufmerksamkeit für den globalen Klimawandel hat auch dazu geführt, dass Aktionäre, Finanzinstitute und andere Finanzmarktteilnehmer Druck ausüben, um möglicherweise Investitionen, Versicherungen und Finanzierungen für Öl- und Gasunternehmen zu begrenzen oder einzustellen. So ist eine beträchtliche Anzahl von Finanzinstituten inzwischen Mitglied der Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ) und hat sich damit zu dem Ziel verpflichtet, bis 2050 netto klimaneutral zu sein, sowie Zwischenziele für 2030 oder früher gesetzt. Es ist ihnen zwar nicht untersagt, Geschäfte mit Öl- und Gasunternehmen zu machen, aber die GFANZ-Mitglieder können sich selbst Beschränkungen auferlegen. Umgekehrt sehen wir uns auch dem Druck einiger Investoren und bestimmter öffentlicher Interessengruppen ausgesetzt, die den Fokus auf ESG in unserer Entscheidungsfindung einschränken wollen, mit dem Argument, dass ESG-Überlegungen keinen Bezug zu finanziellen Ergebnissen haben. Da der öffentliche Druck auf den Finanzsektor weiter zunimmt, könnten unsere Kapitalkosten steigen.

Darüber hinaus hat die zunehmende Aufmerksamkeit für den globalen Klimawandel zu einer erhöhten Wahrscheinlichkeit staatlicher Untersuchungen und privater Rechtsstreitigkeiten geführt, die unsere Kosten erhöhen oder sich anderweitig nachteilig auf unser Geschäft auswirken könnten. Ab 2017 und bis 2023 werden Städte, Landkreise, Regierungen und andere Stellen in mehreren Bundesstaaten/Territorien in den USA

Die USA haben Klagen gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter auch ConocoPhillips, eingereicht, in denen sie Schadensersatz und gerechte Entschädigung fordern, um die angeblichen Auswirkungen des Klimawandels zu bekämpfen. Es wird erwartet, dass weitere Klagen mit ähnlichen Behauptungen eingereicht werden. Die von den Klägern geforderten Beträge sind unbestimmt und die mit diesen Fällen verbundenen rechtlichen und faktischen Fragen sind beispiellos. ConocoPhillips ist der Ansicht, dass diese Klagen sachlich und rechtlich unbegründet und ein ungeeignetes Mittel sind, um die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen anzugehen, und wird sich energisch gegen solche Klagen verteidigen. Der endgültige Ausgang und die Auswirkungen auf uns können nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden, und wir rechnen mit erheblichen Rechtskosten im Zusammenhang mit der Verteidigung gegen diese und ähnliche Klagen in der Zukunft. Wir könnten auch mit Klagen konfrontiert werden, in denen uns Versäumnisse oder mangelnde Sorgfalt bei der Erfüllung unserer öffentlich erklärten ESG-Ziele vorgeworfen werden, oder in denen uns falsche Angaben in Bezug auf unsere ESG-Aktivitäten gemacht werden.

Politische und wirtschaftliche Entwicklungen könnten unsere Geschäftstätigkeit beeinträchtigen und unsere Rentabilität und unseren Cashflow erheblich reduzieren.

Maßnahmen der US-amerikanischen, bundesstaatlichen, lokalen und ausländischen Regierungen in Form von Sanktionen, Steuer- und anderen Gesetzen, Durchführungsverordnungen und Handelsbeschränkungen könnten unsere operative Rentabilität sowohl in den USA als auch im Ausland verringern. An bestimmten Standorten haben Regierungen oder bestimmte Interessengruppen Beschränkungen für unsere Geschäftstätigkeit, Leasing-Beschränkungen, Sondersteuern oder Steuerveranlagungen sowie Vorschriften zur Zahlungstransparenz erlassen oder vorgeschlagen, die uns zur Offenlegung von wettbewerbsrelevanten Informationen zwingen oder dazu führen könnten, dass wir gegen Geheimhaltungsvorschriften anderer Länder verstoßen. Darüber hinaus könnten wir mit regulatorischen Änderungen in den USA konfrontiert werden, einschließlich, aber nicht beschränkt auf, den Erlass von Steuergesetzänderungen, die sich nachteilig auf die Industrie für fossile Brennstoffe auswirken, neue Methanemissionsstandards, Anforderungen, die das Abfackeln und die unterirdische Wasserableitung einschränken oder verbieten, strengere Umweltverträglichkeitsstudien und -prüfungen sowie Richtlinien, die LNG-Exporte verhindern oder einschränken. Ähnliche regulatorische Veränderungen, einschließlich der damit verbundenen höheren Kosten und Marktzugangsbeschränkungen, können auch in internationalen Rechtsordnungen auftreten, in denen wir tätig sind.

Hydraulic Fracturing, ein wichtiges Verfahren zur Förderung von Erdöl und Erdgas, das sonst in Gesteinsformationen mit geringerer Durchlässigkeit eingeschlossen ist, hat in der Vergangenheit politische und behördliche Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Eine Reihe von lokalen, staatlichen, bundesstaatlichen und nationalen Gesetzen und Verordnungen regeln derzeit das Hydraulic Fracturing, schränken es ein oder verbieten es in einigen Gerichtsbarkeiten. Neue oder strengere Genehmigungs-, Offenlegungs- oder andere behördliche Auflagen für Hydraulic Fracturing oder andere Erdöl- und Erdgasvorkommen, einschließlich der unterirdischen Wasserentsorgung, könnten zu höheren Kosten, Betriebsbeschränkungen oder Betriebsverzögerungen führen oder die Fähigkeit zur Erschließung von Erdöl- und Erdgasvorkommen einschränken.

Darüber hinaus haben bestimmte Interessengruppen auch Wahlinitiativen, angefochtene Pachtverkäufe und angefochtene

Risikofaktore

Projektgenehmigungen vorgeschlagen, um beispielsweise die Erschließung von Erdöl und Erdgas im Allgemeinen sowie bestimmte Projekte einzuschränken, darunter das

Willow-Projekt in Alaska. Sollten Wahlinitiativen, lokale, bundesstaatliche oder nationale Beschränkungen oder Verbote verabschiedet werden, die zu strengeren Beschränkungen für die Förderung und Erschließung von Erdöl und Erdgas in Gebieten führen, in denen wir tätig sind, könnten uns erhebliche Kosten entstehen, um diese Anforderungen zu erfüllen, oder es könnte zu Verzögerungen oder Einschränkungen bei der Genehmigung oder Durchführung von Explorations-, Erschließungs- oder Förderaktivitäten kommen. Solche Kosten für die Einhaltung von Vorschriften sowie Verzögerungen, Kürzungen, Einschränkungen oder Verbote könnten erhebliche negative Auswirkungen auf unser Geschäft, unsere Aussichten, unser Betriebsergebnis, unsere Finanzlage, unsere Liquidität und unsere Fähigkeit zur Umsetzung und Weiterentwicklung des Plans haben.

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

Etwa 31 Prozent unserer Kohlenwasserstoffproduktion stammten im Jahr 2023 aus der Förderung außerhalb der USA, und 33 Prozent unserer nachgewiesenen Reserven befanden sich zum 31. Dezember 2023 außerhalb der Vereinigten Staaten. Wir sind Risiken ausgesetzt, die mit unserer Tätigkeit in ausländischen Rechtsordnungen und internationalen Märkten verbunden sind, einschließlich Änderungen der Politik ausländischer Regierungen in Bezug auf die Preisgestaltung und Besteuerung von Rohöl, Bitumen, LNG, Erdgas oder NGL, andere regulatorische oder wirtschaftliche Entwicklungen (einschließlich der Makroeffekte internationaler Handelspolitik und Streitigkeiten), störende geopolitische Bedingungen und internationale Währungs- und Kursschwankungen. So hat das australische Parlament im Dezember 2022 als Reaktion auf die höheren Energiepreise infolge des Konflikts zwischen Russland und der Ukraine ein Gesetz verabschiedet, das eine einjährige Preisobergrenze für Erdgas festlegt. Im Jahr 2023 wurde ein weiteres Gesetz verabschiedet, das die Preisobergrenze vorbehaltlich einer weiteren Überprüfung und bestimmter Ausnahmen bis mindestens Juni 2025 verlängert. Die Beschränkungen der Öl- und Gasförderung könnten in dem Maße zunehmen, in dem die Regierungen solche Maßnahmen als praktikablen Ansatz zur Verfolgung der nationalen und globalen Energiesicherheits- und Klimapolitik ansehen. Die Eskalation der geopolitischen Spannungen im Nahen Osten Ende 2023 und Anfang 2024 unterstreicht die anhaltende Relevanz dieser Überlegung. Darüber hinaus verfügen einige Länder, in denen wir tätig sind, nicht über ein völlig unabhängiges Justizsystem. Dies führt in Verbindung mit Änderungen des ausländischen Rechts oder der Politik zu einer mangelnden Rechtssicherheit, die unsere Geschäftstätigkeit erhöhten Risiken aussetzt, einschließlich erhöhter Schwierigkeiten bei der Durchsetzung unserer Vereinbarungen in diesen Ländern und erhöhter Risiken nachteiliger Maßnahmen durch lokale Regierungsbehörden, wie z. B. Enteignungen. Maßnahmen der Regierungen der Gastländer, wie die Enteignung unserer Ölanlagen 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 einzuschränken, Geschäfte in ausländischen Rechtsordnungen oder mit bestimmten Parteien zu tätigen. Diese Beschränkungen und ähnliche von ausländischen Regierungen auferlegte Beschränkungen haben in der Vergangenheit unsere Fähigkeit eingeschränkt, in verschiedenen Ländern tätig zu werden oder Zugang zu dortigen Möglichkeiten zu erhalten. Diplomatische Beziehungen oder politische Maßnahmen zwischen der US-Regierung und einem oder mehreren ausländischen Staaten können unsere Fähigkeit beeinträchtigen, in Gerichtsverfahren gegen solche ausländischen Staaten Gewinne zu erzielen. Änderungen der nationalen und internationalen Politik und Vorschriften können auch unsere Fähigkeit einschränken, Lizenzen oder Genehmigungen zu erhalten oder aufrechtzuerhalten, die für die Tätigkeit in ausländischen Rechtsordnungen erforderlich sind, einschließlich derjenigen, die für das Bohren und die Erschließung von Bohrlöchern notwendig sind. Ebenso könnte die Ausrufung eines "Klimanotstandes" zu Maßnahmen führen, die den Export unserer Produkte einschränken, sowie zu anderen Einschränkungen.

Jede dieser Maßnahmen könnte sich nachteilig auf unser Geschäft oder unsere Betriebsergebnisse auswirken, einschließlich unserer Fähigkeit, den Plan umzusetzen und voranzutreiben.

Andere Risikofaktoren, die unser Geschäft oder unseren Betrieb betreffen

Wir könnten in Zukunft zusätzliches Kapital benötigen, das möglicherweise nicht zu akzeptablen Bedingungen oder überhaupt nicht zur Verfügung steht.

Wir haben uns in der Vergangenheit in erster Linie auf die durch unser Geschäft erwirtschafteten Barmittel verlassen, um unseren Betrieb und unsere Strategie zu finanzieren; von Zeit zu Zeit sind wir jedoch auch auf den Zugang zu den Kapitalmärkten angewiesen, um uns zu finanzieren. Es kann nicht garantiert werden, dass zusätzliche Finanzierungen in der Zukunft zu akzeptablen Bedingungen oder überhaupt zur Verfügung stehen werden. Obwohl wir davon ausgehen, dass wir in der Lage sein werden, unsere bestehenden Schulden bei Fälligkeit oder in Übereinstimmung mit unseren Plänen zurückzuzahlen, gibt es keine Garantie, dass wir dazu in der Lage sein werden. Unsere Fähigkeit, zusätzliche Finanzmittel zu erhalten oder unsere bestehenden Schulden bei Fälligkeit oder in Übereinstimmung mit unseren Plänen zu refinanzieren, hängt von einer Reihe von Faktoren ab, einschließlich der Marktbedingungen, unserer Betriebsleistung, der Stimmung der Investoren, der Risiken, die sich auf Finanzinstitute und die Kreditmärkte im Allgemeinen auswirken, sowie der Politik 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 erwirtschaften oder zusätzliches Kapital zu beschaffen, könnte sich dies nachteilig auf unser Geschäft auswirken.

Darüber hinaus werden wir regelmäßig von den großen Rating-Agenturen auf der Grundlage einer Reihe von Faktoren bewertet, einschließlich unserer Finanzkraft und der Bedingungen, die die Öl- und Gasindustrie im Allgemeinen betreffen. Bei uns und anderen Unternehmen der Branche wurden die Ratings in der Vergangenheit aufgrund negativer Rohstoffpreisprognosen herabgesetzt. Diese großen Rating-Agenturen berücksichtigen nun ESG-Attribute bei der Bewertung von Kreditprofilen. Obwohl diese Bewertungen heute nur begrenzte Auswirkungen haben, können sie im Laufe der Zeit die Kreditwürdigkeit beeinflussen. Jede Herabstufung unseres Kreditratings oder die Ankündigung, dass unser Kreditrating auf eine mögliche Herabstufung hin überprüft wird, könnte die Kosten im

Zusammenhang mit zusätzlichen Schulden, die wir aufnehmen, erhöhen.

unser Geschäft kann durch eine Verschlechterung der Kreditwürdigkeit von Dritten, mit denen wir Geschäfte machen, oder durch Ausfälle im Rahmen unserer Verträge beeinträchtigt werden.

Im Rahmen unserer Geschäftstätigkeit sind wir gezwungen, mit zahlreichen Vertragspartnern aus verschiedenen Branchen, darunter auch anderen Unternehmen aus der Öl- und Gasindustrie, Geschäfte zu tätigen. Diese Kontrahenten können ihren Verpflichtungen gegenüber uns aufgrund von Betriebsstörungen oder mangelnder Liquidität oder aus anderen Gründen, einschließlich eines Konkurses, nicht nachkommen. Marktspekulationen über die Kreditwürdigkeit dieser Geschäftspartner oder ihre Fähigkeit, ihre bestehenden Verpflichtungen weiterhin zu erfüllen, können ihre betrieblichen Schwierigkeiten oder Liquiditätsprobleme noch verschärfen. Jeder Ausfall einer unserer Gegenparteien kann dazu führen, dass wir unsere Verpflichtungen aus Verträgen mit Dritten nicht erfüllen können, oder kann sich anderweitig nachteilig auf unser Geschäft oder unsere Betriebsergebnisse auswirken. Darüber hinaus könnten unsere Rechte gegenüber unseren Vertragspartnern infolge eines Ausfalls nicht ausreichen, um uns für den entstandenen Schaden zu entschädigen, oder sie könnten unter bestimmten Umständen überhaupt nicht durchsetzbar sein. Wir könnten auch gezwungen sein, zusätzliche Kosten zu tragen, wenn wir versuchen, unsere Rechte gegenüber einer säumigen Gegenpartei durchzusetzen, was sich weiter negativ auf unsere Geschäftsergebnisse auswirken könnte.

Unsere Fähigkeit, unser Kapitalrückführungsprogramm durchzuführen, hängt von bestimmten Erwägungen ab.

Im Dezember 2021 haben wir ein dreistufiges Kapitalrückführungsprogramm eingeführt, das aus unserer ordentlichen Dividende, Aktienrückkäufen und einer variablen Rückführung von Barmitteln (VROC) besteht.

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

- Für die Ausschüttung verfügbare Barmittel;
- Unsere Betriebsergebnisse und die erwarteten künftigen Betriebsergebnisse;
- Unsere finanzielle Lage, insbesondere in Bezug auf den voraussichtlichen künftigen Kapitalbedarf unserer Immobilien;
- Die Höhe der von vergleichbaren Unternehmen gezahlten Ausschüttungen;
- Unsere Betriebskosten; und
- Andere Faktoren, die unser Verwaltungsrat für relevant hält.

VROC-Ausschüttungen werden ebenfalls von unserem Vorstand nach eigenem Ermessen genehmigt und festgelegt und hängen von einer Reihe von Faktoren ab, darunter:

- Die voraussichtliche Höhe der Ausschüttungen, die erforderlich sind, um unsere Verpflichtung zur Kapitalrückzahlung zu erfüllen;
- Terminpreise;
- Die Höhe der Barmittel, die wir halten;
- Gesamtertrag; und
- Andere Faktoren, die unser Verwaltungsrat für relevant hält.

Wir gehen davon aus, dass wir weiterhin vierteljährlich eine ordentliche Dividende an unsere Aktionäre zahlen werden. Die Höhe der Dividenden und der VROC ist jedoch variabel und hängt von den oben genannten Faktoren ab, und der Vorstand kann beschließen, in einem Quartal keine Dividende oder VROC zu zahlen, oder er kann die Zahlung einer Dividende oder VROC jederzeit einstellen. Seit der Einführung des dreistufigen Kapitalrückführungsprogramms ist die VROC über die Quartale hinweg sowohl gestiegen als auch gesunken, und sie kann auch in Zukunft weiter schwanken.

Darüber hinaus waren zum 31. Dezember 2023 noch 16,2 Milliarden US-Dollar des vom Vorstand genehmigten Aktienrückkaufprogramms in Höhe von 45 Milliarden US-Dollar verfügbar. Unser Aktienrückkaufprogramm verpflichtet uns nicht zum Erwerb einer bestimmten Anzahl von Aktien in einem bestimmten Zeitraum, und unsere Entscheidung, Rückkäufe in einem bestimmten Zeitraum zu beginnen, einzustellen oder wieder aufzunehmen, hängt von denselben Faktoren ab, die unser Vorstand unter anderem bei der Festsetzung von Dividenden berücksichtigt. In der Vergangenheit haben wir unser Aktienrückkaufprogramm als Reaktion auf Marktabschwünge ausgesetzt, unter anderem als Folge des Abschwungs am Ölmarkt, der Anfang 2020 begann, und wir könnten dies auch in Zukunft tun.

Jede Abwärtskorrektur des Betrags unserer ordentlichen Dividende oder des VROC oder des Volumens der Aktien, die wir im Rahmen unseres Aktienrückkaufprogramms erwerben, könnte sich nachteilig auf den Marktpreis unserer Stammaktien auswirken.

Alle Übernahmen oder Veräußerungen, die wir getätigt haben oder noch tätigen werden, sind mit erheblichen Risiken verbunden.

Wir überprüfen regelmäßig unser Portfolio und streben Wachstum durch Übernahmen an und versuchen, nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche zu veräußern. Wir sind möglicherweise nicht in der Lage, diese Transaktionen zu günstigen Bedingungen, rechtzeitig oder überhaupt abzuschließen. Selbst wenn wir solche Transaktionen abschließen, kann unser Cashflow aus der Geschäftstätigkeit negativ beeinflusst werden oder die Transaktionen können aufgrund verschiedener Risiken nicht zu den erwarteten Vorteilen führen, einschließlich, aber nicht beschränkt auf (i) das Versagen der erworbenen Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche, die erwarteten Renditen zu erreichen oder zu übertreffen, einschließlich des Risikos einer Wertminderung; (ii) die Unfähigkeit, Vermögenswerte und Geschäftsbereiche, die nicht zum Kerngeschäft gehören, zu zufriedenstellenden Bedingungen zu veräußern; und (iii) die Entdeckung unbekannter und unvorhergesehener Verbindlichkeiten oder anderer Probleme im Zusammenhang mit einer Akquisition, für die es keinen ausreichenden vertraglichen Schutz gibt oder für die wir keine Versicherungen oder Entschädigungen abgeschlossen haben, einschließlich Umwelthaftung, oder in Bezug auf veräußerte Vermögenswerte oder Geschäftsbereiche Ansprüche von Käufern, denen wir vertraglich Entschädigung gewährt haben. Darüber hinaus könnten wir Schwierigkeiten bei der Integration der Betriebsabläufe, Technologien, Produkte und des Personals der übernommenen Vermögenswerte oder Unternehmen haben.

unsere Technologien, Systeme und Netze sind Bedrohungen der Cybersicherheit ausgesetzt.

Unser Unternehmen ist mit zunehmenden Bedrohungen der Cybersicherheit konfrontiert, da wir uns in unserem Geschäft zunehmend auf digitale Technologien verlassen. Zu den Cybersecurity-Risiken für unser Unternehmen, einschließlich unserer Zulieferer, Drittdienstleister, Auftragnehmer, Joint-Venture-Partner und externen Geschäftspartner, gehören unter anderem folgende:

- Unbefugter Zugang zu, Kontrolle über oder Offenlegung von sensiblen Informationen über unser Unternehmen und unsere Mitarbeiter;
- Kompromittierung unserer Daten oder Systeme, einschließlich Korruption, Sabotage, Verschlüsselung oder Handlungen, die unsere Daten oder Systeme (oder die von Dritten, mit denen wir Geschäfte machen, einschließlich Drittanbietern von Cloud- und Informationstechnologie (IT)-Diensten) anderweitig unbrauchbar machen;
- Diebstahl oder Manipulation unserer geschützten Informationen;
- Lösegeld;
- Erpressung;
- Bedrohungen für die Sicherheit unserer Einrichtungen und Infrastruktur; und
- Cyber-Terrorismus.

Darüber hinaus sind wir Cybersicherheitsrisiken ausgesetzt, wenn unsere Daten und geschützten Informationen von externen Cloud- und Service-Anbietern gesammelt, gehostet und/oder verarbeitet werden. Unsere Risiken können durch eine Verzögerung oder ein Versäumnis, einen Cybersecurity-Vorfall zu erkennen oder das volle Ausmaß eines solchen Vorfalls zu verstehen, trotz unserer Risikomanagementprozesse und -kontrollen verschärft werden. Wir sind mit Risiken konfrontiert, die mit neuen und ständig zunehmenden Phishing-Techniken, versteckter Malware sowie mit Risiken im Zusammenhang mit der Verbreitung elektronischer Daten und der Digitalisierung von Technologien verbunden sind. Wir sehen uns auch einem erhöhten Risiko durch die zunehmende Raffinesse der generativen künstlichen Intelligenz ausgesetzt, die die oben beschriebenen Fähigkeiten von Cyberkriminellen in einer Weise verbessern oder erweitern kann, die wir derzeit nicht vorhersagen können.

Unsere zunehmende Abhängigkeit von IT in unseren Produktions-, Vertriebs- und Marketingsystemen kann dazu führen, dass Cybersecurity-Bedrohungen unsere Öl- und Gasaktivitäten im In- und Ausland stören.

Wenn unsere Daten, IT, Betriebstechnologie (OT), einschließlich industrieller Steuerungs- und Überwachungs- und Datenerfassungssysteme (SCADA), durch einen Vorfall im Bereich der Cybersicherheit oder einen Cyberangriff (direkt, indirekt über Dritte oder über die IT-Netzwerke, Server, Software oder Infrastruktur, auf die sie sich stützen) verletzt, beschädigt oder gestört werden, könnte dies schwerwiegende negative Folgen für uns haben. Diese Folgen könnten Folgendes umfassen: physische Schäden an Produktions-, Vertriebs- oder Lagereinrichtungen; Verzögerung oder Verhinderung der Belieferung von Märkten; Unterbrechung oder Verhinderung der genauen Abrechnung 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; Unterbrechung des Geschäftsbetriebs; Rufschädigung; Verlust von Mitarbeitern, Lieferanten, Auftragnehmern, Partnern und/oder des Vertrauens der Öffentlichkeit; Rückerstattungs- oder andere Kosten; erhöhte Kosten für die Einhaltung von Vorschriften; behördliche Untersuchungen; Risiko von Rechtsstreitigkeiten und rechtlicher Haftung oder behördliche Bußgelder; Strafen oder andere externe Maßnahmen.

Obwohl wir über Pläne zur Aufrechterhaltung des Geschäftsbetriebs verfügen, kann unser Betrieb durch eine erhebliche und weit verbreitete Störung unserer Systeme und Infrastruktur, die unser Geschäft unterstützen, beeinträchtigt werden. Darüber hinaus kann unsere Fähigkeit, uns gegen Cybersecurity-Risiken zu versichern, durch die Verfügbarkeit und die steigenden Kosten einer ausreichenden Deckung eingeschränkt sein.

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

Punkt 1B. Ungelöste Kommentare der

Mitarbeiter
keine.

Punkt 1C. Cybersecurity

Cybersecurity-Risikomanagement und Strategie

Bewertung und Management von Cybersecurity-Risiken

Wir verfolgen einen vielschichtigen Ansatz für das Risikomanagement und die Strategie im Bereich der Cybersicherheit. Unser IT/OT-Sicherheitsprogramm integriert administrative, technische und physische Kontrollen zum Schutz vor sich entwickelnden Cybersecurity-Bedrohungen und umfasst die IT- und OT-Sicherheitsarchitektur des Unternehmens, Cybersecurity-Operationen, Datenschutz und Governance, Sicherheit der Lieferkette sowie Governance, Risiko und Compliance. Darüber hinaus ist es darauf ausgelegt, Cybersicherheitsrisiken zu identifizieren, zu bewerten und zu verwalten und die Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unserer Daten, IT und OT zu schützen.

Cybersicherheit ist eine Komponente unseres IT/OT-Sicherheitsprogramms, das wir regelmäßig überprüfen und anpassen, um auf neue und sich entwickelnde Umstände, Cybersicherheitsbedrohungen und Vorschriften zu reagieren. Wir bewerten Sicherheits-, Datenschutz- und Ausfallsicherheitsrisiken, einschließlich der Risiken im Zusammenhang mit der Cybersicherheit, im Rahmen des jährlichen Risikobewertungsprozesses unseres gesamten Enterprise Risk Management (ERM) Programms. Bei diesem jährlichen Risikobewertungsprozess werden umfassendere Risiken auf der Grundlage von Wahrscheinlichkeit, potenziellen Folgen und Abhilfemaßnahmen berücksichtigt, wie z. B. 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 den Mitgliedern des ELT, des Prüfungs- und Finanzausschusses (AFC) des Verwaltungsrats und des Verwaltungsrats besprochen.

Wir ziehen anerkannte Sicherheitsrahmenwerke wie das National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework zu Rate, um unser IT/OT-Sicherheitsprogramm zu organisieren, zu verbessern und zu bewerten, damit wir Cybersecurity-Risiken verwalten und reduzieren können. Wir implementieren, konfigurieren und warten verschiedene Technologien zur Durchsetzung von Sicherheitsrichtlinien, zur Erkennung und zum Schutz vor Cybersecurity-Bedrohungen und zum Schutz von IT- und OT-Anlagen. Wir betreiben ein Cybersecurity Operation Center (CSOC) zur Erfassung von Bedrohungsdaten, zur Überwachung von Cybersecurity-Bedrohungen, zur Koordinierung von Ressourcen für die Reaktion auf Vorfälle und zur Verwaltung der Reaktionszeiten.

Unser Global Computer Security Incident Response Plan (CSIRP) legt den Rahmen für unsere Reaktion auf Cybersecurity-Vorfälle fest. Im Rahmen des CSIRP werden Cybersicherheitsvorfälle auf der Grundlage einer definierten Vorfallskategorisierung an den Chief Information Security Officer (CISO) und leitende Angestellte wie den Chief Digital & Information Officer (CD&IO), den Chefsyndikus, den Chief Financial Officer und andere Stakeholder des Cybersicherheitsprogramms, wie den AFC und/oder den gesamten Vorstand, weitergeleitet. Außerdem führen wir mindestens einmal jährlich Übungen zur Reaktion auf Vorfälle durch, die von internen Teammitgliedern und in einigen Fällen mit Unterstützung von externen Experten durchgeführt werden.

Die physischen Kontrollen sind so konzipiert, dass sie zusammen mit den digitalen und Cybersicherheitskontrollen zum Schutz der IT- und OT-Anlagen des Unternehmens vor physischen Bedrohungen beitragen. Unser Chief Security Officer ist für ein physisches Sicherheitsprogramm verantwortlich, das Standortpläne, Kameras, die Überwachung von Sicherheitssystemen sowie Zugangskontroll- und Ausweissysteme zur Bewältigung physischer Sicherheitsrisiken umfasst.

Unsere maßgeblichen Richtlinien, Standards und Verfahren schaffen einen strukturierten Ansatz für das Management von Cybersicherheitsrisiken. Die Anforderungen an die Informationssicherheit für Mitarbeiter, Auftragnehmer und Partner sind in der ConocoPhillips-Richtlinie für Informationssicherheit und -schutz aufgeführt. Unsere Mitarbeiter müssen jährlich eine Informationssicherheitsschulung absolvieren, und wir informieren unsere Mitarbeiter regelmäßig darüber, wie sie Bedrohungen der Cybersicherheit erkennen und vermeiden können.

Einschaltung von Dritten

Wir engagieren externe Berater und Experten für Cybersicherheit, um unser CSOC personell aufzustocken und um uns bei der Bewertung, Validierung und Verbesserung unserer Sicherheitspraktiken zu unterstützen, einschließlich der Durchführung von Reifegradbewertungen der Cybersicherheit, Schwachstellenbewertungen und Penetrationstests.

Im Rahmen des oben beschriebenen Prozesses zur Reaktion auf Cybersicherheitsvorfälle ziehen wir bei Bedarf externe Experten zur Unterstützung der Reaktion auf Vorfälle hinzu, z. B. externe Rechtsberater, forensische Cybersicherheitsunternehmen und andere Spezialisten.

Risikomanagement von Drittanbietern

Unser Risikomanagementprozess für Dritte ist darauf ausgerichtet, Risiken im Zusammenhang mit Dritten zu identifizieren, zu bewerten und zu mindern.

Dienstleistern, einschließlich Cybersicherheitsrisiken. Es wird eine erste Bewertung durchgeführt, um die mit einem Drittanbieter verbundenen Cybersicherheitsrisiken anhand verschiedener Kriterien zu beurteilen, z. B. ob der Drittanbieter Zugang zu unserem Netzwerk, unseren Daten und Informationssystemen hat. Drittanbieter, die bei der Erstbewertung als überprüfungsbedürftig eingestuft werden, werden einer zusätzlichen Risikobewertung unterzogen. Parallel dazu haben wir einen Vertragsprozess entwickelt, der die Rechte und Pflichten der Parteien festlegt, um die Risiken der Cybersicherheit zu verringern.

Risiken durch wesentliche Bedrohungen der Cybersicherheit

Wir sind zwar ständigen Bedrohungen der Cybersicherheit ausgesetzt, glauben aber nicht, dass die Risiken früherer Bedrohungen das Unternehmen, einschließlich unserer Geschäftsstrategie, unserer Betriebsergebnisse oder unserer Finanzlage, wesentlich beeinträchtigt haben oder mit hinreichender Wahrscheinlichkeit wesentlich beeinträchtigen werden. Nichtsdestotrotz sind wir uns bewusst, dass Bedrohungen der Cybersicherheit fortlaufend auftreten und sich weiterentwickeln, und unser Programm ist darauf ausgerichtet, diese Bedrohungen zu erkennen und zu bewältigen. *Siehe Punkt 1A. Risikofaktoren - Unsere Technologien, Systeme und Netzwerke sind Bedrohungen der Cybersicherheit ausgesetzt*, um weitere Informationen über unsere Risiken in Bezug auf unsere Technologien, Systeme und Netzwerke zu erhalten.

Cybersecurity Governance

Die Rolle des Managements

Ein engagierter CISO leitet das IT/OT-Sicherheitsteam und ist für unser Cybersecurity-Risikomanagement und unsere Strategie verantwortlich.

Der CISO verfügt über mehr als 20 Jahre Erfahrung im Bereich Sicherheit, davon 15 Jahre speziell im Bereich Cybersicherheit. Er ist seit 2013 als CISO tätig und kam 2022 als CISO zu ConocoPhillips. Der CISO verfügt über einen Master-Abschluss und ist ein Certified Information Security Professional. Der CISO untersteht dem CD&IO, der einen Master-Abschluss in Informationstechnologie hat und seit über 27 Jahren als Chief Information Officer/Chief Technology Officer und in verschiedenen Funktionen in der Informationstechnologie tätig ist. Der CD&IO berichtet an den Executive Vice President, Strategie, Nachhaltigkeit und Technologie. Dieses Managementteam bewertet und verwaltet die mit der Cybersicherheit verbundenen Risiken.

Aufsicht des Verwaltungsrats

Während unser Cybersicherheitsmanagementteam für die tägliche Bewertung und das Management wesentlicher Risiken aus Cybersicherheitsbedrohungen verantwortlich ist, hat das Board of Directors von ConocoPhillips die Aufsichtsverantwortung für unser ERM-Programm und die einzelnen Risikomanagementprogramme, die unser ERM-Programm umfassen, einschließlich des Cybersicherheitsrisikomanagements. Um eine wirksame Aufsicht durch den Vorstand über das gesamte Unternehmen zu gewährleisten, delegiert der Vorstand bestimmte Elemente seiner Aufsichtsfunktion an einzelne Ausschüsse. Das AFC unterstützt den Vorstand bei der Wahrnehmung seiner Aufsichtsfunktion über unser ERM-Programm und die Cybersicherheit.

Der Verwaltungsrat erhält jährlich einen Bericht zur Cybersicherheit, und der AFC erhält zweimal im Jahr Berichte zur Cybersicherheit. Bei Sitzungen, bei denen die Cybersicherheit nicht auf der offiziellen Tagesordnung steht, erhält der AFC eine Vorab-Lektüre, die Aktualisierungen oder Diskussionsthemen zur Cybersicherheit enthält. Während dieser Überprüfungen erörtert das Management verschiedene Themen, darunter Informationen zur IT/OT-Sicherheitsstrategie, zum Programmmanagement, zu Cybersecurity-Risiken und -Bedrohungen, und informiert über bemerkenswerte Cybersecurity-Angriffe, einschließlich solcher, die Drittanbieter betreffen, sofern bekannt. Zusätzlich zu dieser regelmäßigen Berichterstattung können bedeutende Cybersicherheitsrisiken oder -bedrohungen bei Bedarf auch an den AFC und den Verwaltungsrat weitergeleitet werden.

Punkt 3. Rechtsstreitigkeiten

ConocoPhillips ist Beklagte in einer Reihe von Gerichts- und Verwaltungsverfahren, die sich aus dem normalen Geschäftsbetrieb ergeben, einschließlich solcher, an denen Regierungsbehörden im Rahmen von Bundes-, Landes- und Kommunalgesetzen beteiligt sind, die die Einleitung von Stoffen in die Umwelt regeln. Obwohl es nicht möglich ist, den endgültigen Ausgang dieser anhängigen Verfahren genau vorherzusagen, gehen wir davon aus, dass es keine wesentlichen Auswirkungen auf unsere konsolidierte Finanzlage geben würde, wenn eines oder mehrere dieser Verfahren zu Ungunsten von ConocoPhillips entschieden würden.

ConocoPhillips hat sich dafür entschieden, einen Schwellenwert von 1 Million US-Dollar für die Offenlegung bestimmter Verfahren zu verwenden, die sich aus Bundes-, Landes- oder lokalen Umweltgesetzen ergeben, wenn eine Regierungsbehörde Partei ist. ConocoPhillips ist der Ansicht, dass Verfahren unterhalb dieses Schwellenwerts für das Geschäft und die finanzielle Lage von ConocoPhillips nicht wesentlich sind. Bei Anwendung dieses Schwellenwertes sind für das am 31. Dezember 2023 endende Geschäftsjahr keine derartigen Verfahren anzugeben. *Siehe Anmerkung 11* für Informationen zu anderen Rechts- und Verwaltungsverfahren.

Punkt 4. Angaben zur Sicherheit im Bergbau

Nicht anwendbar.

Informationen über unsere leitenden Angestellten

Name	Ausgeübte Position	Alter*
William L. Bullock, Jr.	Geschäftsführender Vizepräsident und Finanzvorstand	59
Christopher P. Delk	Vizepräsidentin, Controller und allgemeine Steuerberaterin	54
C. William Giraud	Senior Vice President, Unternehmensplanung und -entwicklung	44
Heather G. Hrap	Leitender Vizepräsident, Personalwesen und Immobilien- und Gebäudedienste	51
Kirk L. Johnson	Senior Vice President, Aktiva und Betrieb der Lower 48	48
Ryan M. Lance	Vorsitzender des Verwaltungsrats und Chief Executive Officer	61
Andrew D. Lundquist	Senior-Vizepräsident, Regierungsangelegenheiten	63
Dominic E. Macklon	Vizepräsident, Strategie, Nachhaltigkeit und Technologie	54
Andrew M. O'Brien	Senior Vizepräsident, Globale Operationen	49
Nicholas G. Olds	Geschäftsführender Vizepräsident, Lower 48	54
Kelly B. Rose	Senior Vice President, Rechtsabteilung, Chefsyndikus	57

*Am 15. Februar 2024.

Es bestehen keine familiären Beziehungen zwischen den oben genannten Führungskräften. Jeder leitende Angestellte des Unternehmens wird vom Vorstand auf seiner ersten Sitzung nach der Jahreshauptversammlung der Aktionäre und danach je nach Bedarf gewählt. Jeder leitende Angestellte des Unternehmens ist vom Tag seiner Wahl bis zur ersten Sitzung des Vorstands nach der nächsten Jahreshauptversammlung oder bis zur Wahl eines Nachfolgers im Amt. Das Datum der nächsten Jahreshauptversammlung ist der 14. Mai 2024. Im Folgenden finden Sie Informationen über die leitenden Angestellten.

William L. Bullock, Jr. wurde im September 2020 zum Executive Vice President und Chief Financial Officer ernannt, nachdem er zuvor seit April 2015 als President, Asia Pacific & Middle East, tätig war. Davor war er seit Mai 2012 Vice President, Corporate Planning & Development.

Christopher P. Delk wurde im November 2022 zum Vice President, Controller und General Tax Counsel ernannt, nachdem er zuvor seit Juli 2015 als Vice President und General Tax Counsel tätig war.

C. William Giraud wurde im Juni 2023 zum Senior Vice President, Corporate Planning and Development ernannt, nachdem er zuvor seit Mai 2022 als Vice President, Corporate Planning and Development tätig war. Davor war er von Februar 2021 bis April 2022 als Vice President und Chief Commercial Officer tätig. Bevor er zu ConocoPhillips kam, war er Executive Vice President und Chief Operating Officer von Concho Resources.

Heather G. Hrap wurde im März 2022 zur Senior Vice President, Human Resources and Real Estate and Facilities Services ernannt, nachdem sie zuvor seit Januar 2019 als Vice President, Human Resources tätig war. Davor war sie von Oktober 2015 bis Januar 2019 als Human Resources General Manager tätig.

Kirk L. Johnson wurde im Mai 2022 zum Senior Vice President, Lower 48 Assets and Operations ernannt, nachdem er zuvor seit Juni 2021 als Vice President, Corporate Planning and Development tätig war. Davor war er von Juni 2018 bis Mai 2021 als President Canada und von Juli 2017 bis Juni 2018 als Manager, Strategy, Planning and Portfolio Management tätig.

Ryan M. Lance wurde im Mai 2012 zum Chairman des Board of Directors und Chief Executive Officer ernannt, nachdem er zuvor seit Mai 2009 als Senior Vice President, Exploration and Production-International tätig war.

Andrew D. Lundquist wurde im Februar 2013 zum Senior Vice President, Government Affairs, ernannt. Zuvor war er seit 2002 geschäftsführender Gesellschafter von BlueWater Strategies LLC.

Dominic E. Macklon wurde im September 2021 zum Executive Vice President, Strategy, Sustainability and Technology ernannt, nachdem er zuvor seit August 2020 als Senior Vice President, Strategy, Exploration and Technology tätig war. Davor war er von Juni 2018 bis August 2020 President, Lower 48, von Januar 2017 bis Juni 2018 Vice President, Corporate Planning & Development, von September 2015 bis Januar 2017 President, Großbritannien, und von Juli 2012 bis September 2015 Senior Vice President, Oil Sands in Kanada.

Andrew M. O'Brien wurde im November 2022 zum Senior Vice President, Global Operations ernannt, nachdem er zuvor seit Mai 2021 als Vice President und Schatzmeister tätig war. Davor war er von August 2020 bis Mai 2021 als Vice President of Corporate Planning and Development, von August 2018 bis August 2020 als Lower 48 Finance Manager und von November 2016 bis August 2018 als Manager of Investor Relations tätig.

Nicholas G. Olds wurde im November 2022 zum Executive Vice President, Lower 48 ernannt, nachdem er zuvor seit September 2021 als Executive Vice President, Global Operations, tätig war. Davor war er von August 2020 bis September 2021 Senior Vice President, Global Operations, von Juni 2018 bis August 2020 Vice President, Corporate Planning & Development, von September 2016 bis Juni 2018 Vice President, Mid-Continent Business Unit, Lower 48, und von August 2012 bis September 2016 Vice President, North Slope Operations and Development in Alaska.

Kelly B. Rose wurde im September 2018 zur Senior Vice President, Legal, General Counsel ernannt. Zuvor war sie Senior Partnerin im Houstoner Büro der internationalen Anwaltskanzlei Baker Botts L.L.P., wo sie Kunden in Unternehmens- und Wertpapierangelegenheiten beriet. Sie begann ihre Karriere bei der Kanzlei im Jahr 1991.

Teil II

Punkt 5. Markt für Stammaktien des Unternehmens, damit zusammenhängende Aktionärsangelegenheiten und Käufe von Aktien durch den Emittenten

Die Stammaktien von ConocoPhillips werden an der New Yorker Börse unter dem Symbol "COP" gehandelt.

Bardividende pro Aktie

	2023		2022	
	Gewöhnlich	VROC	Gewöhnlich	VROC
Erste	\$ 0.51	0.60	0.46	0.30
Zweite	0.51	0.60	0.46	0.70
Dritte	0.51	0.60	0.46	1.40
Vierte	0.58	-	0.51	0.70

Anzahl der eingetragenen Aktionäre am 31. Januar 2024*

34,675

Die oben aufgeführten Dividenden spiegeln das Quartal wider, in dem die Dividende beschlossen wurde.

*Bei der Ermittlung der Anzahl der Aktionäre berücksichtigen wir Clearingstellen und Wertpapierpositionen als einen Aktionär für jede Agenturnotierung.

Im Dezember 2021 kündigten wir die Aufnahme einer VROC-Stufe in unser Kapitalrückführungsprogramm an. Die Erklärung von ordentlichen Dividenden und VROC unterliegt dem Ermessen und der Genehmigung des Verwaltungsrats. Der Vorstand hat eine Dividendenpolitik verabschiedet, die vorsieht, dass die Dividenden vierteljährlich festgelegt werden. Ab dem ersten Quartal 2024 plant ConocoPhillips, seine vierteljährliche Dividende und die VROC gleichzeitig zu zahlen und wird diese Zahlungen im selben Quartal ankündigen, in dem sie gezahlt werden. Weitere Informationen zu den Faktoren, die bei der Festlegung der Höhe dieser Ausschüttungen berücksichtigt werden, finden Sie unter "Punkt 1A - Risikofaktoren - Unsere Fähigkeit, unser Kapitalrückführungsprogramm durchzuführen, unterliegt bestimmten Überlegungen."

Kauf von Aktien durch den Emittenten

Zeitraum	Gesamtzahl der erworbenen Aktien*	Durchschnittlich gezahlter Preis pro Aktie	Im Rahmen von öffentlich angekündigten Plänen oder Programmen erworbene Aktien	Millionen von Dollars	
				Ungefährer Dollarwert der Anteile, die noch verkauft werden können	Gekauft im Rahmen der Pläne oder Programme
Oktober 1-31, 2023	1,738,637	\$ 120.51	1,738,637	\$ 17,081	
1. bis 30. November 2023	2,850,623	115.63	2,850,623	16,752	
Dezember 1-31, 2023	4,892,876	114.62	4,892,876	16,191	
	9,482,136		9,482,136		

* Es gab keine Rückkäufe von Stammaktien von Mitarbeitern des Unternehmens im Zusammenhang mit den breit angelegten Mitarbeiter-Incentive-Plänen des Unternehmens.

Ende 2016 haben wir unser aktuelles Aktienrückkaufprogramm gestartet. Im Oktober 2022 genehmigte der Vorstand eine Erhöhung der Genehmigung von 25 Mrd. USD auf 45 Mrd. USD an Stammaktien, um unseren Plan für künftige Aktienrückkäufe zu unterstützen. Bis zum 31. Dezember 2023 hatten wir Aktien im Wert von \$28,8 Milliarden zurückgekauft. Die Rückkäufe erfolgen nach dem Ermessen der Geschäftsleitung zu den jeweils geltenden Preisen, abhängig von den Marktbedingungen und anderen Faktoren. Mit Ausnahme von gesetzlichen Einschränkungen können Rückkäufe jederzeit und ohne vorherige Ankündigung erhöht, verringert oder eingestellt werden. Die im Rahmen dieses Plans zurückgekauften Aktien werden als eigene Aktien gehalten. Für weitere Informationen siehe "Punkt 1A-Risikofaktoren

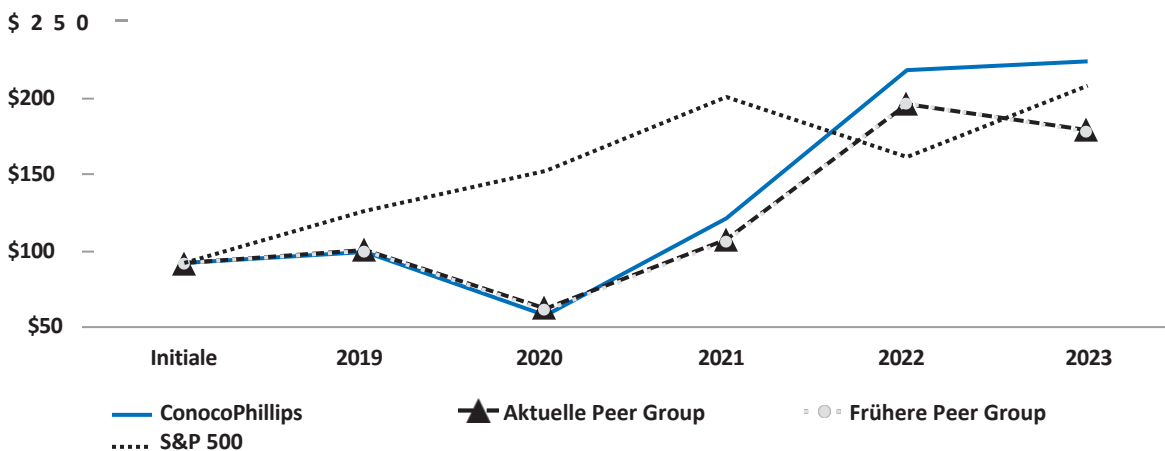
- Unsere Fähigkeit, unser Kapitalrückführungsprogramm durchzuführen, hängt von bestimmten Überlegungen ab.

Grafik zur Aktienkursentwicklung

Die folgende Grafik zeigt den kumulativen TSR für die Stammaktien von ConocoPhillips in jedem der fünf Jahre vom 31. Dezember 2018 bis zum 31. Dezember 2023. Die Grafik vergleicht auch die kumulativen Gesamtrenditen für denselben Fünfjahreszeitraum mit dem S&P 500 Index und unserer Performance-Peer-Group, bestehend aus Chevron, ExxonMobil, APA Corporation, Pioneer, Devon, Occidental, Hess und EOG, gewichtet nach der Marktkapitalisierung der jeweiligen Peers zu Beginn des jeweiligen Jahreszeitraums. Im Jahr 2023 haben wir unsere Performance-Peer-Group aktualisiert, indem wir die Marathon Oil Corporation entfernt und Pioneer hinzugefügt haben, um sie besser an unser Geschäft und unsere Marktkapitalisierung anzupassen.

Der Vergleich geht davon aus, dass am 31. Dezember 2018 100 US-Dollar in ConocoPhillips-Aktien, den S&P 500 Index und die Vergleichsgruppe von ConocoPhillips investiert waren und dass alle Dividenden reinvestiert wurden. Die kumulierten Gesamtrenditen der Stammaktien der Peer-Group-Unternehmen enthalten nicht die kumulierte Gesamtrendite der ConocoPhillips-Stammaktien. Die in dieser Grafik enthaltene Aktienkursentwicklung ist nicht unbedingt ein Indikator für die zukünftige Aktienkursentwicklung.

Kumulierte Fünf-Jahres-Gesamtrendite für Aktionäre



Punkt 7. Darstellung und Analyse der Finanz- und Ertragslage durch die Geschäftsführung (Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations)

Der Bericht der Geschäftsleitung ist die Analyse der finanziellen Leistung des Unternehmens und der wesentlichen Trends und Ungewissheiten, die die zukünftige Leistung beeinflussen können. Er sollte in Verbindung mit den Jahresabschlüssen und Erläuterungen sowie den ergänzenden Öl- und Gasangaben an anderer Stelle in diesem Bericht gelesen werden. Er enthält zukunftsgerichtete Aussagen, einschließlich, ohne Einschränkung, Aussagen bezüglich der Pläne, Strategien, Ziele, Erwartungen und Absichten des Unternehmens, die gemäß den "Safe Harbor"-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995 gemacht werden. Die Wörter "anstreben", "antizipieren", "glauben", "budgetieren", "fortsetzen", "könnten", "anstreben", "schätzen", "erwarten", "prognostizieren", "Ziel", "Anleitung", "beabsichtigen", "können", "Zielsetzung", "Ausblick", "planen", "potenziell", "vorhersagen", "projizieren", "anstreben", "sollten", "anvisieren", "werden", "würden" und ähnliche Ausdrücke kennzeichnen zukunftsorientierte Aussagen. Das Unternehmen verpflichtet sich nicht, zukunftsgerichtete Informationen zu aktualisieren, zu revidieren oder zu korrigieren, es sei denn, dies wird von den Bundeswertpapiergesetzen verlangt. Die Leser werden darauf hingewiesen, dass solche zukunftsgerichteten Aussagen in Verbindung mit den Angaben des Unternehmens unter der Überschrift: "VORSICHTSERKLÄRUNG ZUM ZWECK DER 'SAFE HARBOR'-BESTIMMUNGEN DES PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT VON 1995", ab Seite 65.

Die Begriffe "Gewinn" und "Verlust", die im Lagebericht verwendet werden, beziehen sich auf den Nettogewinn (-verlust).

Geschäftsumfeld und Überblick über die Geschäftsführung

ConocoPhillips ist eines der weltweit führenden E&P-Unternehmen, sowohl gemessen an der Produktion als auch an den Reserven, mit Betrieben und Aktivitäten in 13 Ländern. Unser vielfältiges, kostengünstiges Portfolio umfasst ressourcenreiche unkonventionelle Vorkommen in Nordamerika, konventionelle Anlagen in Nordamerika, Europa, Afrika und Asien, globale LNG-Entwicklungen, Ölsand in Kanada und ein Inventar an globalen Explorationsprojekten. Am 31. Dezember 2023 beschäftigte das Unternehmen mit Hauptsitz in Houston, Texas, weltweit etwa 9.900 Mitarbeiter und verfügte über ein Gesamtvermögen von 96 Milliarden US-Dollar.

Übersicht

Wir bei ConocoPhillips gehen davon aus, dass die Rohstoffpreise auch weiterhin zyklisch und volatil sein werden, und wir sind der Ansicht, dass eine erfolgreiche Geschäftsstrategie in der E&P-Branche in Zeiten niedrigerer Preise widerstandsfähig sein muss, während sie gleichzeitig in Zeiten höherer Preise ein Aufwärtspotenzial bietet. Daher sind wir nicht abgesichert, halten an unserem disziplinierten Investitionsrahmen fest und beobachten kontinuierlich die Fundamentaldaten des Marktes, einschließlich der Auswirkungen von geopolitischen Spannungen und Konflikten, OPEC-Plus-Angebotsaktualisierungen, der weltweiten Nachfrage nach unseren Produkten, Öl- und Gasvorräten, staatlicher Politik, Inflation und Unterbrechungen der Lieferkette.

Das makroökonomische Umfeld der globalen Energiebranche, einschließlich der Energiewende, entwickelt sich weiter. Wir sind davon überzeugt, dass ConocoPhillips weiterhin eine wichtige Rolle spielen wird, indem wir drei Ziele verfolgen: die verantwortungsvolle Erfüllung der Nachfrage nach Energiewandlungspfaden, die Erzielung wettbewerbsfähiger Kapitalrenditen und das Erreichen unseres Ziels, die betrieblichen Emissionen auf null zu reduzieren. Wir nennen dies unser dreifaches Mandat, und es steht für unsere Verpflichtung, langfristigen Wert für unsere Stakeholder zu schaffen.

Unser dreifaches Mandat und unsere Grundprinzipien sind die Richtschnur für unser differenziertes Wertangebot, mit dem wir unseren Aktionären über Preiszyklen hinweg wettbewerbsfähige Renditen bieten. Unsere Grundprinzipien sind die Aufrechterhaltung einer starken Bilanz, die Bereitstellung von Ausschüttungen, die im Vergleich zu anderen Unternehmen führend sind, disziplinierte Investitionen und eine verantwortungsvolle und zuverlässige ESG-Leistung.

Die Gesamtproduktion des Unternehmens belief sich im Jahr 2023 auf 1.826 MBOED, was zu einem Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit von 20 Milliarden US-Dollar führte. Wir investierten 11,2 Mrd. USD in Form von Kapitalausgaben und Investitionen in das Unternehmen und schütteten über unsere ordentliche Dividende, Aktienrückkäufe und unseren VROC Kapital in Höhe von etwa 11 Mrd. USD an die Aktionäre aus. Im Jahr 2023 schütteten wir 2,6 Milliarden US-Dollar durch unsere ordentliche Dividende aus, die im Dezember von 51 Cent pro Aktie auf 58 Cent pro Aktie erhöht wurde. Außerdem schütteten wir im Jahr 2023 3,0 Milliarden US-Dollar aus dem VROC an die Aktionäre aus. Insgesamt haben wir im Jahr 2023 durch Aktienrückkäufe 5,4 Milliarden US-Dollar an die Aktionäre zurückgegeben. Bis zum 31. Dezember 2023 haben wir \$28,8 Milliarden des genehmigten Aktienrückkaufprogramms von \$45 Milliarden zurückgekauft. Im Februar 2024 kündigten wir unsere für 2024 geplante Kapitalrückführung an die Aktionäre in Höhe von 9 Mrd. \$ im Rahmen unseres dreistufigen Kapitalrückführungsprogramms an. Außerdem haben wir für das erste Quartal eine ordentliche Dividende von 58 Cents pro Aktie und einen VROC von 20 Cents pro Aktie beschlossen.

Im März veröffentlichte das Innenministerium sein ROD zur Genehmigung unseres Willow-Projekts in Alaska, das einen aus drei Kernbohrungen bestehenden Plan vorsieht. Im Dezember, nachdem das Berufungsgericht des Neunten Bezirks einen Antrag auf eine einstweilige Verfügung abgelehnt hatte, erreichten wir die FID für das Willow-Projekt und begannen mit dem Winterbau.

Im Oktober schlossen wir die Übernahme der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont, einem Vermögenswert in unserem Segment Kanada, für 2,7 Milliarden US-Dollar in bar nach den üblichen Anpassungen ab. Die Transaktion wurde durch Erlöse aus der Aufnahme langfristiger Schuldtitel finanziert. Diese Transaktion beinhaltet eine Vereinbarung über bedingte Zahlungen in Höhe von bis zu 0,4 Mrd. CAD (ca. 0,3 Mrd. USD) über eine Laufzeit von fünf Jahren. Als 100-prozentiger Eigentümer und Betreiber von Surmont werden wir versuchen, die Anlage zu optimieren und gleichzeitig unsere zuvor angekündigten Ziele für die Emissionsintensität des Unternehmens zu erreichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Im Jahr 2023 haben wir mehrere Schritte unternommen, um unser globales LNG-Geschäft voranzutreiben. Im März haben wir den Erwerb einer 30-prozentigen Beteiligung an PALNG Phase 1 abgeschlossen. Im Juni haben wir den Erwerb einer 25-prozentigen Beteiligung an NFS3 in Katar abgeschlossen. Darüber hinaus unterzeichneten wir im Juni einen 20-jährigen Abnahmevertrag für die Saguaro LNG-Exportanlage an der Westküste Mexikos, vorbehaltlich des Erreichens des FID durch Mexico Pacific und anderer aufschiebender Bedingungen. Darüber hinaus unterzeichneten wir im September eine 15-jährige Durchleitungsvereinbarung, die uns Regasifizierungskapazitäten am Gate LNG-Terminal in den Niederlanden sichert. *Siehe Anmerkung 3.*

Im zweiten Quartal 2023 haben wir eine strategische Schuldenrefinanzierung abgeschlossen, die die gewichtete durchschnittliche Laufzeit unseres Portfolios von 15 auf 17 Jahre verlängert und die kurzfristigen Fälligkeiten unserer Schulden reduziert. *Siehe Anmerkung 9.*

Im April kündigten wir an, dass wir unser Ziel zur Verringerung der Treibhausgasemissionen im Betrieb bis 2030 beschleunigen. Wir streben nun eine Verringerung der betrieblichen Brutto- und Netto-Eigenkapital-Emissionsintensität von 50-60 Prozent gegenüber 2016 bis 2030 an, eine Verbesserung gegenüber dem zuvor angekündigten Ziel von 40-50 Prozent. Im Dezember haben wir den Gold Standard Pathway in der Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 Initiative erreicht. Weitere Informationen zu unserem Engagement für ESG und den Plan finden Sie im Abschnitt "Unvorhergesehene Ereignisse - Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken" im Lagebericht und in der Analyse der Finanz- und Ertragslage des Unternehmens.

In operativer Hinsicht konzentrieren wir uns weiterhin auf die sichere Durchführung des Geschäfts. Unser Segment Lower 48 erreichte 2023 eine Rekordproduktion. Unsere internationalen Projekte erreichten mehrere wichtige operative Meilensteine, darunter die erste Produktion vor dem Zeitplan bei mehreren Unterwasserprojekten in Norwegen und China sowie die Inbetriebnahme der zweiten Phase der zentralen Montney-Verarbeitungsanlage in Kanada. Die Produktion für 2023 betrug 1.826 MBOED, was einem Anstieg von 88 MBOED oder 5 Prozent gegenüber 2022 entspricht. Bereinigt um abgeschlossene Übernahmen und Veräußerungen stieg die Produktion um 73 MBOED oder 4 Prozent.

Zusammenfassung der wichtigsten betrieblichen und finanziellen Aspekte

Zu den wichtigsten Punkten im Jahr 2023 und den jüngsten Ankündigungen gehören die folgenden:

- Erwirtschaftete einen Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit von 20,0 Milliarden US-Dollar;
- Ausschüttung von 11,0 Milliarden US-Dollar an die Aktionäre durch ein dreistufiges System, davon 5,6 Milliarden US-Dollar durch die ordentliche Dividende und VROC und 5,4 Milliarden US-Dollar durch Aktienrückkäufe;
- Zum Jahresende verfügten wir über Barmittel, Barmitteläquivalente und Barmittel mit Verfügungsbeschränkung in Höhe von 5,9 Mrd. USD und kurzfristige Investitionen in Höhe von 1,0 Milliarden Dollar;
- Rekordproduktion für das Gesamtjahr von 1.826 MBOED und 1.067 MBOED im Segment Lower 48;
- Erwerb der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont für ca. 2,7 Mrd. CAD sowie zukünftige bedingte Zahlungen von bis zu 0,4 Mrd. CAD (0,3 Mrd. USD);
- FID für das Willow-Projekt durchgeführt;
- Fortschritte in der globalen LNG-Strategie durch Expansion in Katar, FID bei PALNG und Regasifizierungsvereinbarungen in den Niederlanden sowie Abnahmevereinbarungen in Mexiko;
- Erreichen der ersten Produktion bei mehreren Unterwasser-Zwischenstationen in Norwegen, Surmont Pad 267 in Kanada und Bohai Phase 4B in China;
- Beginn der Inbetriebnahme der zweiten Phase der zentralen Verarbeitungsanlage von Montney in Kanada;
- Auszeichnung mit dem Gold Standard Pathway durch OGMP 2.0; und
- Beschleunigung des Ziels des Unternehmens, die Treibhausgasemissionen bis 2030 von 40-50 Prozent auf 50-60 Prozent zu senken, wobei eine Basis von 2016 zugrunde gelegt wurde.

Wirtschaftliches Umfeld

Die Energiewirtschaft ist seit jeher von der Volatilität der Rohstoffpreise abhängig, die mit dem Angebot und der Nachfrage der Weltwirtschaft nach Energie schwanken. So lagen beispielsweise die WTI-Rohölpreise im Jahr 2023 bei durchschnittlich 78 US-Dollar pro Barrel, verglichen mit 94 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2022. Unsere Rentabilität, die Reinvestition der Cashflows und die Ausschüttungen an die Aktionäre werden durch diese Schwankungen beeinflusst. Unser dreifaches Mandat und unsere Grundprinzipien sind die Richtschnur für unser differenziertes Wertangebot, um unseren Aktionären über Preiszyklen hinweg wettbewerbsfähige Kapitalrenditen zu bieten. Unsere Grundprinzipien bestehen in der Aufrechterhaltung einer starken Bilanz, in der Bereitstellung von Ausschüttungen, die im Vergleich zu anderen Unternehmen führend sind, in disziplinierten Investitionen und in einer verantwortungsvollen und zuverlässigen ESG-Performance, die allesamt starke Finanzerträge unterstützen und die mit volatilen Rohstoffpreisen verbundene Unsicherheit verringern.

- **Starke Bilanz.** Eine starke Bilanz ist ein strategischer Vorteil, der Flexibilität in Preiszyklen bietet. Wir sind bestrebt, unser 'A'-Rating beizubehalten, was uns auch 2023 gelungen ist. Im Jahr 2023 haben wir eine strategische Schuldenrefinanzierung eingeleitet und abgeschlossen, um die gewichtete durchschnittliche Laufzeit unseres Portfolios zu verlängern und die kurzfristigen Fälligkeiten unserer Schulden zu reduzieren. Darüber hinaus finanzierten wir den Erwerb der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont mit den Erlösen aus der Emission neuer langfristiger Schuldtitel. Wir beendeten das Jahr mit liquiden Mitteln und Barmitteln mit Verfügungsbeschränkung in Höhe von 5,9 Mrd. US-Dollar und kurzfristigen Investitionen in Höhe von 1,0 Mrd. US-Dollar und behielten damit unsere starke Bilanz bei.
- **Führende Ausschüttungen im Wettbewerb.** Wir sind davon überzeugt, dass wir unseren Aktionären über unser dreistufiges Kapitalrückführungssystem, das aus einer wachsenden, nachhaltigen ordentlichen Dividende, Aktienrückkäufen und unserem VROC besteht, einen Mehrwert bieten. Auf diese Weise planen wir, mehr als 30 Prozent unseres Nettobarmittelüberschusses aus dem operativen Geschäft an unsere Aktionäre zurückzugeben. Im Jahr 2023 werden wir durch unsere ordentliche Dividende und den VROC 5,6 Milliarden US-Dollar an die Aktionäre zurückgeben. \$5,4 Milliarden durch Aktienrückkäufe. Unsere kombinierten Dividenden und Aktienrückkäufe in Höhe von 11 Milliarden US-Dollar entsprachen mehr als 50 Prozent unseres Nettomittelzuflusses aus dem operativen Geschäft. Im Februar 2024 kündigte die Gesellschaft die für 2024 geplante Kapitalrückzahlung an die Aktionäre in Höhe von 9 Mrd. US-Dollar im Rahmen der dreistufigen Kapitalrückzahlung an. *Siehe "Punkt 1A-Risikofaktoren Unsere Fähigkeit, unser Kapitalrückführungsprogramm durchzuführen, unterliegt bestimmten Erwägungen."*
- **Disziplinierte Investitionen.** Unser Ziel ist es, einen starken freien Cashflow zu erzielen, indem wir Kapitaldisziplin üben, unsere Kosten kontrollieren und eine sichere und zuverlässige Produktion liefern. Wir gehen davon aus, dass wir ausreichende Investitionen tätigen werden, um die Produktion über die Preiszyklen hinweg mindestens aufrechtzuerhalten. Der freie Cashflow ist definiert als Cashflow aus der Geschäftstätigkeit abzüglich der Kapitalausgaben und Investitionen und stellt Mittel zur Verfügung, die an die Aktionäre zurückgegeben, die Bilanz gestärkt oder in das Unternehmen reinvestiert werden können, um den Cashflow in Zukunft zu steigern.
 - **Kapitaldisziplin üben.** Wir sind in einer rohstoffpreisgesteuerten und kapitalintensiven Branche tätig, in der die Zeitspanne zwischen einer Investitionsentscheidung und dem Zeitpunkt, zu dem ein Vermögenswert betriebsbereit ist und Cashflow generiert, variiert. Infolgedessen müssen wir beträchtliches Kapital investieren, um neu entdeckte Felder zu erschließen, bestehende Felder zu erhalten und Pipelines und LNG-Anlagen zu bauen. Wir verteilen das Kapital auf eine geografisch breit gefächerte Ressourcenbasis mit niedrigen Beschaffungskosten, was in Verbindung mit den bestehenden Anlagen zu einem geringen Rückgang der Gesamtproduktion führt. Die Beschaffungskosten sind der WTI-Äquivalentpreis, der eine 10-prozentige Nachsteuerrendite auf Point-Forward- und Full-Loaded-Basis erzielt. Die vollständig belastete Basis umfasst Kapitalinfrastruktur, Wechselkurse, Kohlenstoffkosten, preisbedingte Inflation und Verwaltungskosten. Bei der Festlegung unserer Kapitalpläne verfolgen wir einen rigorosen Ansatz, bei dem wir Projekte anhand dieser Versorgungskostenkriterien bewerten. Wir sind der Ansicht, dass dies zu einer Wertmaximierung und einer Cashflow-Expansion durch ein optimiertes Investitionstempo führt und nicht zu einem Produktionswachstum um des Wachstums willen. Unsere Prioritäten bei der Zuteilung von Barmitteln erfordern die Investition von ausreichend Kapital, um die Produktion aufrechtzuerhalten und Kapitalrenditen für die Aktionäre zu erzielen.
 - **Unsere Kosten kontrollieren.** Die Kontrolle unserer Kosten ohne Beeinträchtigung der Sicherheit oder des Umweltschutzes hat für uns hohe Priorität. Mithilfe verschiedener Methoden überwachen wir die Kosten monatlich auf absoluter Dollar-Basis und pro Einheit und erstatten der Geschäftsführung Bericht. Das Kostenmanagement ist entscheidend für die Aufrechterhaltung einer wettbewerbsfähigen Position in unserer Branche, insbesondere in einem Umfeld niedriger Rohstoffpreise, und wirkt sich positiv auf unsere Fähigkeit aus, einen hohen Cashflow aus der Geschäftstätigkeit zu erzielen.
 - **Optimierung unseres Portfolios.** Wir bewerten weiterhin unsere Vermögenswerte, um festzustellen, ob sie innerhalb unseres Portfolios um Kapital konkurrieren, und optimieren sie bei Bedarf, indem wir das Kapital auf die wettbewerbsfähigsten Investitionen lenken und Vermögenswerte veräußern, die nicht konkurrieren.

Im Jahr 2023 schlossen wir den Erwerb der verbleibenden 50-prozentigen Beteiligung an Surmont ab und beendeten den Erwerb von Beteiligungen an den LNG-Projekten PALNG und NFS3 sowie die Unterzeichnung von LNG-Abnahme- und Regasifizierungsverträgen. *Siehe Anmerkung 3.*

- **Erweiterung unserer nachgewiesenen Reservenbasis.** Wir erweitern unsere nachgewiesene Reservenbasis hauptsächlich auf drei Arten:
 - Interesse an bestehenden oder neuen Bereichen zu wecken.
 - Anwendung neuer Technologien und Verfahren zur Verbesserung der Gewinnung aus bestehenden Feldern.
 - Erfolgreiche Exploration, Erschließung und Ausbeutung neuer und bestehender Felder.

Wie in den maßgeblichen Richtlinien vorgeschrieben, basiert das geschätzte zukünftige Datum, an dem ein Vermögenswert das Ende seiner wirtschaftlichen Nutzungsdauer erreicht, auf den historischen 12-Monats-Durchschnittspreisen und den aktuellen Kosten des ersten Monats. Dieses Datum schätzt das Ende der Produktion und beeinflusst die Höhe der geschätzten Reserven. Da sich die Preise und Kosten von Jahr zu Jahr ändern, ändert sich auch die Schätzung der nachgewiesenen Reserven.

Im Allgemeinen nehmen unsere nachgewiesenen Reserven bei sinkenden Preisen ab und bei steigenden Preisen zu.

Der Ersatz von Reserven ist die Nettoveränderung der nachgewiesenen Reserven nach Abzug der Produktion, geteilt durch die Produktion des laufenden Jahres, wie in unseren ergänzenden Angaben zu den Reserven dargestellt. Unsere Reserverersatzrate lag im Jahr 2023 bei 123 Prozent, was einen Nettoanstieg durch Erschließungsbohrungen, Erweiterungen, Entdeckungen und Käufe widerspiegelt, der teilweise durch niedrigere Preise ausgeglichen wurde. Unsere organischen Reserven, die einen Nettoanstieg von 184 MMBOE aus Verkäufen und Käufen ausschließen, lagen im Jahr 2023 bei 96 Prozent.

In den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2023 betrug unser Reserverersatz 219 Prozent. In den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2023 betrug unsere organische Reserverersatzung 152 Prozent, wobei ein Nettozuwachs von 1.293 MMBOE im Zusammenhang mit Verkäufen und Käufen nicht berücksichtigt ist. Weitere Informationen finden Sie unter *"Ergänzende Daten - Öl- und Gasgeschäft"*.

Der Zugang zu zusätzlichen Ressourcen kann zunehmend schwieriger werden, da die Zyklen niedrigerer Rohstoffpreise Projekte unwirtschaftlich oder unattraktiv machen können. Darüber hinaus können sich das Verbot von Direktinvestitionen in einigen Ländern, nationale steuerliche Bedingungen, politische Instabilität, der Wettbewerb durch nationale Ölgesellschaften und der fehlende Zugang zu Gebieten mit hohem Potenzial aufgrund von Umwelt- oder anderen Vorschriften negativ auf unsere Fähigkeit auswirken, unsere Reservenbasis zu vergrößern. Daher kann es sein, dass der Zeitpunkt und das Niveau, zu dem wir unsere Reservenbasis erweitern, es uns nicht erlauben, unsere Produktion in den folgenden Jahren vollständig zu ersetzen.

Siehe "Punkt 1A-Risikofaktoren - Wenn es uns nicht gelingt, Ressourcen zu erschließen, wird der Umfang unseres Geschäfts zurückgehen, was sich nachteilig auf unser Geschäft auswirken würde".

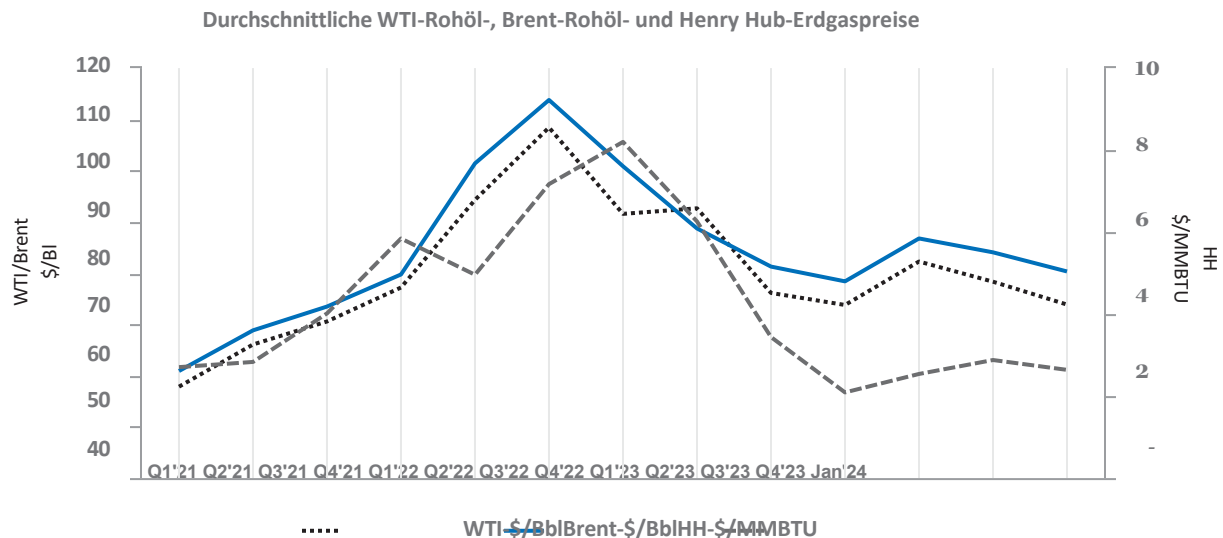
- **Leistung in den Bereichen Umwelt, Soziales und Unternehmensführung.** Wir wollen unsere Aufgabe, die Welt mit Energie zu versorgen, durch ein integriertes Managementsystem erfüllen, das nachhaltigkeitsbezogene Geschäftsrisiken und -chancen als Teil unseres Entscheidungsprozesses bewertet. Wir sind uns der Bedeutung der ESG-Leistung für unsere Stakeholder und den Unternehmenserfolg bewusst und verfügen über eine Governance-Struktur, die vom Vorstand bis hin zur Geschäftsleitung und den Managern der Geschäftsbereiche reicht.

Im Oktober 2020 haben wir als erstes US-amerikanisches Erdöl- und Erdgasunternehmen ein an Paris ausgerichtetes Klimarisiko-Rahmenwerk verabschiedet, das die Ambition beinhaltet, bis 2050 netto null Scope-1- und -2-Emissionen auf einer Brutto-Betriebs- und Netto-Eigenkapitalbasis zu erreichen. Wir sind davon überzeugt, dass dieses Rahmenwerk in Verbindung mit unserem Erfolg bei der Erfüllung der in unserem Triple Mandate festgelegten Geschäftsziele der effektivste Weg für uns ist, einen nachhaltigen Beitrag zum Übergang der Gesellschaft zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu leisten. Für 2023 kündigten wir eine Beschleunigung unseres Ziels an, die Intensität der betrieblichen Treibhausgasemissionen bis 2030 zu reduzieren. Im Dezember haben wir den Gold Standard Pathway der OGMP 2.0 Initiative erreicht.

Wir sind davon überzeugt, dass Erdgas und Erdöl während der gesamten Energiewende ein wesentlicher Bestandteil des Energiemixes bleiben werden, und wir erkennen auch die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Verringerung der Treibhausgasintensität der Produktion an. Die Energiewende wird wahrscheinlich komplex sein und sich über mehrere Jahrzehnte erstrecken, mit vielen möglichen Pfaden und Unwägbarkeiten. Indem wir unser dreifaches Mandat befolgen, wollen wir uns dieser Herausforderung auf eine wirtschaftlich tragfähige, verantwortliche und umsetzbare Weise stellen, die für unsere Stakeholder langfristige Werte schafft. Weitere Informationen über unsere Verpflichtung zu einer verantwortungsvollen und zuverlässigen ESG-Leistung im Rahmen der Energiewende finden Sie im Abschnitt *"Unvorhergesehene Ereignisse - Reaktion des Unternehmens auf klimabezogene Risiken"* im Lagebericht und in der Analyse der Finanz- und Ertragslage des Unternehmens.

Rohstoffpreise

Unsere Gewinne und operativen Cashflows korrelieren im Allgemeinen mit den Rohstoffpreisen für Rohöl und Erdgas. Die Höhe der Rohstoffpreise hängt von Faktoren ab, die außerhalb des Unternehmens liegen und auf die wir keinen Einfluss haben. Dazu gehören unter anderem die Weltwirtschaftslage, Angebots- oder Nachfragestörungen oder die Befürchtung solcher Störungen, die durch zivile Unruhen, globale Pandemien, militärische Konflikte, Maßnahmen der OPEC Plus und anderer wichtiger Ölförderländer, Umweltgesetze, Steuervorschriften, Regierungspolitik und wetterbedingte Störungen verursacht werden. Die folgende Grafik zeigt die durchschnittlichen Benchmark-Preise für WTI-Rohöl, Brent-Rohöl und U.S. Henry Hub-Erdgas seit 2021:



Die Preise für Rohöl der Sorte Brent lagen im Jahr 2023 bei durchschnittlich 82,62 US-Dollar pro Barrel, was einem Rückgang von 18 Prozent gegenüber 101,19 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2022 entspricht. In ähnlicher Weise sanken die durchschnittlichen WTI-Rohölpreise um 18 Prozent von 94,23 Dollar pro Barrel im Jahr 2022 auf 77,62 Dollar pro Barrel im Jahr 2023. Die Preise waren bis 2023 niedriger, da das steigende Nicht-OPEC-Angebot und die Fähigkeit Russlands, Rohöl in Länder außerhalb der EU umzuleiten, die Drosselung des OPEC-Plus-Rohölangebots mehr als ausglich.

Die Henry Hub-Erdgaspreise sanken um 59 Prozent von durchschnittlich 6,65 \$ pro MMBTU im Jahr 2022 auf 2,74 \$ pro MMBTU im Jahr 2023. Die Erdgaspreise sanken aufgrund des milden Winterwetters und des inländischen Angebotswachstums in den USA, das das Nachfragewachstum überstieg.

Unser realisierter Bitumenpreis sank um 24 Prozent von durchschnittlich 55,56 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2022 auf 42,15 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2023. Der Rückgang war weitgehend auf die Schwäche der Sorte WTI zurückzuführen, die die Anpassung der globalen Märkte an die neue Handelsdynamik und die Bedenken hinsichtlich der weltweiten Rohölnachfrage widerspiegelt. Wir versuchen weiterhin, den Bitumenpreis durch die Optimierung des Betriebs der Verdünnungsmittel-Rückgewinnungsanlage sowie der Mischungs- und Transportstrategien zu optimieren.

Unser weltweiter durchschnittlicher jährlicher Realisierungspreis sank um 27 Prozent von 79,82 \$ pro BOE im Jahr 2022 auf 58,39 \$ pro BOE im Jahr 2023, was vor allem auf die niedrigeren Rohstoffpreise zurückzuführen ist.

Ausblick

Produktion und Kapital

Die Prognose für die Investitionsausgaben im Jahr 2024 liegt bei 11,0 bis 11,5 Milliarden US-Dollar.

Die Produktionsprognose für 2024 liegt bei 1,91 bis 1,95 MMBOED. Für das erste Quartal 2024 wird eine Produktion von 1,88 bis 1,92 MMBOED erwartet.

Operative Segmente

Wir führen unsere Geschäfte über sechs operative Segmente, die in erster Linie nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; Lower 48; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; Asien-Pazifik; und Sonstiges Ausland.

Der Bereich Konzernzentrale und Sonstiges umfasst Erträge und Kosten, die nicht direkt mit einem operativen Segment in Verbindung stehen, wie z.B. die meisten Zinserträge und -aufwendungen, Auswirkungen bestimmter Schuldentransaktionen, Gemeinkosten des Konzerns und bestimmte Technologieaktivitäten, einschließlich Lizenzeinnahmen, sowie nicht realisierte Gewinne oder Verluste aus Aktiengeschäften. Alle liquiden Mittel und kurzfristigen Anlagen sind in Konzernzentrale und Sonstiges enthalten.

Unsere wichtigsten Leistungsindikatoren, die in den statistischen Tabellen zu Beginn der folgenden Abschnitte über die Geschäftssegmente aufgeführt sind, spiegeln die Ergebnisse unserer Geschäftstätigkeit wider, einschließlich der Rohstoffpreise und der Produktion.

Ergebnisse der Geschäftstätigkeit

In diesem Abschnitt des Formulars 10-K werden Jahresvergleiche zwischen 2023 und 2022 erörtert. Für eine Erörterung der Jahresvergleiche zwischen 2022 und 2021 siehe "Darstellung und Analyse der Finanz- und Ertragslage durch die Unternehmensleitung" in Teil II, Punkt 7 unseres Formulars 10-K aus dem Jahr 2022.

Konsolidierte Ergebnisse

Es folgt eine Zusammenfassung der Nettoeinnahmen (Verluste) des Unternehmens nach Geschäftsbereichen:

Zum 31. Dezember endende Jahre	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Alaska	\$ 1,778	2,352	1,386
Untere 48	6,461	11,015	4,932
Kanada	402	714	458
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1,189	2,244	1,167
Asien-Pazifik	1,961	2,736	453
Sonstiges Internationales	(13)	(51)	(107)
Unternehmen und Sonstiges	(821)	(330)	(210)
Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,957	18,680	8,079

Der Nettogewinn (-verlust) verringerte sich im Jahr 2023 um 7.723 Millionen US-Dollar. Das Ergebnis wurde negativ beeinflusst durch:

- Niedrigere realisierte Rohstoffpreise.
- Abzüglich eines Veräußerungsgewinns in Höhe von 462 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit der Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien im ersten Quartal 2022, bedingter Zahlungen im Zusammenhang mit einer früheren Veräußerung in unserem Segment Kanada und geringerer bedingter Zahlungen im Zusammenhang mit einer früheren Veräußerung in unserem Segment Lower 48. *Siehe Anmerkung 3.*
- Höhere DD&A-Ausgaben, die in erster Linie auf höhere Raten aufgrund von Reservenrevisionen infolge höherer Kosten sowie auf höhere Gesamtfördermengen zurückzuführen sind.
- Höhere Produktions- und Betriebskosten aufgrund verstärkter Bohrarbeiten und höherer Mengen, vor allem im Segment Lower 48.
- Abwesenheit eines Steuervorteils in Höhe von 515 Mio. USD, der im Jahr 2022 im Zusammenhang mit dem Abschluss einer IRS-Prüfung ausgewiesen wurde. *Siehe Anmerkung 17.*
- Geringere Beteiligung an den Gewinnen verbundener Unternehmen, hauptsächlich aufgrund niedrigerer LNG-Verkaufspreise.
- Wegfall eines Gewinns von 251 Millionen US-Dollar nach Steuern aus dem Verkauf unserer Cenovus Energy (CVE)-Stammaktien im Jahr 2022. *Siehe Anmerkung 5.*
- Verluste aus Fremdwährungstransaktionen in Höhe von 89 Mio. USD aus Terminkontrakten zur Unterstützung unserer Surmont-Akquisition und geringere Gewinne aus der Neubewertung von Fremdwährungen infolge der Aufwertung des USD gegenüber der NOK. *Siehe Anmerkung 3.*

Das Ergebnis wurde positiv beeinflusst durch:

- Höhere Absatzmengen.
- Niedrigere Steuern mit Ausnahme der Einkommenssteuern, die in erster Linie auf die niedrigeren Rohstoffpreise zurückzuführen sind und teilweise durch höhere Produktionsmengen ausgeglichen wurden.
- Anerkannte ausländische Steuervorteile. *Siehe Anmerkung 17.*
- Kommerzielle Leistung und Zeitplan.
- Höhere Zinserträge und geringere Zinsaufwendungen aufgrund höherer kapitalisierter Zinsen für längerfristige Großprojekte.
- Die niedrigeren Explorationskosten sind in erster Linie darauf zurückzuführen, dass wir in unserem Segment Kanada keine Wertminderung für bestimmte veraltete, stillgelegte Bohrungen vornehmen mussten und die Kosten für Trockenbohrungen in unserem gesamten Portfolio gesunken sind. *Siehe Anmerkung 6.*

Analyse der Gewinn- und Verlustrechnung

Sofern nicht anders angegeben, sind alle Ergebnisse in der Analyse der Gewinn- und Verlustrechnung vor Steuern.

Die Umsatzerlöse und sonstigen betrieblichen Erträge sanken im Jahr 2023 um 22.353 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf niedrigere realisierte Rohstoffpreise zurückzuführen ist, die teilweise durch höhere Absatzmengen ausgeglichen wurden.

Der Anteil an den Gewinnen verbundener Unternehmen verringerte sich 2023 um 361 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf geringere Gewinne aufgrund niedrigerer LNG- und Rohölpreise zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3.*

Der Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen verringerte sich im Jahr 2023 um 849 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf das Ausbleiben eines Gewinns in Höhe von 534 Millionen US-Dollar aus der Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien, das Ausbleiben von bedingten Zahlungen im Zusammenhang mit einer früheren Veräußerung in unserem Segment Kanada und geringere bedingte Zahlungen im Zusammenhang mit einer früheren Veräußerung in unserem Segment Lower 48 zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3.*

Die sonstigen Erträge verringerten sich im Jahr 2023 um 19 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf das Ausbleiben eines Gewinns in Höhe von 251 Millionen US-Dollar nach Steuern aus dem Verkauf unserer Cenovus Energy (CVE)-Stammaktien im Jahr 2022 zurückzuführen ist, was durch höhere Zinserträge weitgehend ausgeglichen wurde.

Die eingekauften Rohstoffe sanken im Jahr 2023 um 11.996 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf niedrigere Preise für alle Rohstoffe zurückzuführen ist.

Die Produktions- und Betriebskosten stiegen im Jahr 2023 um 687 Mio. USD, was auf verstärkte Bohrarbeiten und höhere Fördermengen, vor allem im Segment Lower 48, zurückzuführen ist.

Die Explorationskosten sanken im Jahr 2023 um 166 Mio. \$, was in erster Linie darauf zurückzuführen ist, dass keine Wertminderung bestimmter älterer, suspendierter Bohrungen in unserem Segment Kanada vorgenommen wurde und die Kosten für Trockenbohrungen gesunken sind. *Siehe Anmerkung 6.*

Die DD&A stiegen im Jahr 2023 um 766 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf höhere Raten aus Reservenrevisionen infolge höherer Betriebskosten sowie auf höhere Gesamtfördermengen zurückzuführen ist, die in erster Linie auf die Entwicklung in unserem Segment Lower 48 zurückzuführen sind.

Die Steuern mit Ausnahme der Ertragssteuern sanken im Jahr 2023 um 1.290 Millionen US-Dollar, was in erster Linie auf niedrigere Rohstoffpreise zurückzuführen ist, die teilweise durch höhere Produktionsmengen ausgeglichen wurden.

Der (Gewinn) Verlust aus Fremdwährungstransaktionen für das Jahr wurde um 192 Mio. USD gemindert, was in erster Linie auf Verluste in Höhe von 112 Mio. USD im Zusammenhang mit Terminkontrakten zur Unterstützung unserer Surmont-Akquisition und auf geringere Gewinne aus der Neubewertung von Fremdwährungen infolge der Aufwertung des USD gegenüber der NOK zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 3.*

Siehe *Anmerkung 17 - Steuern vom Einkommen und vom Ertrag* für Informationen zu unserer Steuerrückstellung und unserem effektiven Steuersatz.

Zusammenfassung der Betriebsstatistik

	2023	2022	2021
Durchschnittliche Nettoproduktion			
Rohöl (MBD) Konsolidierte			
Aktivitäten	923	885	816
Verbundene Unternehmen	13	13	13
Rohöl insgesamt	936	898	829
Erdgaskondensate (MBD)			
Konsolidierte Aktivitäten	279	244	134
Verbundene Unternehmen	8	8	8
Erdgaskondensate insgesamt	287	252	142
Bitumen (MBD)	81	66	69
Erdgas (MMCFD)			
Konsolidierte Aktivitäten	1,916	1,939	2,109
Verbundene Unternehmen	1,219	1,191	1,053
Erdgas insgesamt	3,135	3,130	3,162
Gesamtproduktion (MBOED)	1,826	1,738	1,567

	Dollars pro Einheit		
Durchschnittliche Verkaufspreise			
Rohöl (pro bbl) Konsolidierte			
Aktivitäten	\$ 78.97	97.23	67.61
Verbundene Unternehmen	78.45	97.31	69.45
Rohöl insgesamt	78.96	97.23	67.64
Erdgaskondensate (pro bbl) Konsolidierte			
Aktivitäten	22.12	35.67	31.04
Verbundene Unternehmen	47.09	61.22	54.16
Erdgaskondensate insgesamt	22.82	36.50	32.45
Bitumen (pro Barrel)	42.15	55.56	37.52
Erdgas (pro mcf)			
Konsolidierte Aktivitäten	3.89	10.56	6.00
Verbundene Unternehmen	8.46	10.67	5.31
Erdgas insgesamt	5.69	10.60	5.77

	Millionen von Dollars		
Weltweite Explorationskosten			
Allgemeine und administrative Ausgaben, geologische und geophysikalische Ausgaben, Pachtgebühren und andere	\$ 236	224	300
Wertminderung von Erbbaurechten	53	89	10
Trockene Löcher	109	251	34
Total Explorationskosten	\$ 398	564	344

Ergebnisse der Geschäftstätigkeit

Wir suchen, fördern, transportieren und vermarkten Rohöl, Bitumen, Erdgas, NGLs und LNG auf weltweiter Basis. Zum 31. Dezember 2023 förderten wir in den USA, Norwegen, Kanada, Australien, China, Malaysia, Katar und Libyen.

Die Gesamtproduktion von 1.826 MBOED stieg im Jahr 2023 um 88 MBOED oder 5 Prozent gegenüber 2022, was vor allem auf neue Bohrungen in den Lower 48, Australien, Kanada, China, Norwegen und Malaysia zurückzuführen ist.

Der Anstieg der Produktion im Jahr 2023 wurde teilweise durch den normalen Rückgang der Felder ausgeglichen.

Bereinigt um abgeschlossene Akquisitionen und Veräußerungen stieg die Produktion um 73 MBOED oder 4 Prozent.

Sofern nicht anders angegeben, erfolgt die Darstellung der Segmentergebnisse nach Steuern.

Alaska

		2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust) (\$MM)	\$	1,778	2,352	1,386
Durchschnittliche Nettoproduktion				
Rohöl (MBD)		173	177	178
Flüssiges Erdgas (MBD)		16	17	16
Erdgas (MMCFD)		38	34	16
Gesamtproduktion (MBOED)		195	200	197
Durchschnittliche Verkaufspreise				
Rohöl (\$ pro Barrel)	\$	83.05	101.72	69.87
Erdgas (\$ pro mcf)		4.47	3.64	2.81

Das Segment Alaska befasst sich in erster Linie mit der Exploration, Förderung, dem Transport und der Vermarktung von Erdöl, NGL und Erdgas. Im Jahr 2023 trug Alaska 15 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und zwei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettogewinn (-verlust)

Alaska meldete für 2023 einen Gewinn von 1,778 Mrd. USD, verglichen mit einem Gewinn von 2,352 Mrd. USD im Jahr 2022. Das Ergebnis wurde negativ beeinflusst durch:

- Niedrigere realisierte Rohölpreise.
- Höhere Produktions- und Betriebskosten aufgrund höherer Bohrarbeiten und Transportkosten.
- Höhere DD&A-Kosten aufgrund höherer Tarife, die in erster Linie auf nach unten korrigierte Rückstellungen zurückzuführen sind.

Das Ergebnis wurde durch niedrigere Steuern (ohne Einkommensteuern) im Zusammenhang mit den niedrigeren realisierten Rohölpreisen positiv beeinflusst.

Produktion

Die durchschnittliche Produktion ging 2023 im Vergleich zu 2022 um 5 MBOED zurück, was in erster Linie auf den normalen Rückgang des Feldes zurückzuführen ist.

Der Produktionsrückgang wurde teilweise durch neue Bohrungen in unseren Anlagen am westlichen North Slope und in der Greater Kuparuk Area ausgeglichen.

Explorationstätigkeit

Im ersten Quartal 2023 bohrten wir die Explorationsbohrung Bear-1, die sich als Trockenbohrung erwies und die Explorationskosten um etwa 31 Mio. \$ vor Steuern erhöhte. Die Bohrung, die sich südlich der Kuparuk River Unit und östlich des Colville River auf staatlichem Land befindet, liegt in einem Gebiet, das wir weiterhin evaluieren. *Siehe Anmerkung 6.*

Weiden-Update

Im März 2023 veröffentlichte das Innenministerium sein ROD zur Genehmigung unseres Willow-Projekts in Alaska, das einen Plan mit drei Kernbohrungen vorsieht. Im Dezember, nachdem das Berufungsgericht des Neunten Bezirks einen Antrag auf eine einstweilige Verfügung abgelehnt hatte, erreichten wir die FID für das Willow-Projekt und begannen mit dem Winterbau.

Untere 48

		2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust) (\$MM)	\$	6,461	11,015	4,932
Durchschnittliche Nettoproduktion				
Rohöl (MBD)		569	534	447
Flüssiges Erdgas (MBD)*		256	221	110
Erdgas (MMCFD)*		1,457	1,402	1,340
Gesamtproduktion (MBOED)		1,067	989	780
Durchschnittliche Verkaufspreise				
Rohöl (\$ pro Barrel)	\$	76.19	94.46	66.12
Flüssiges Erdgas (\$ pro Barrel)		21.73	35.36	30.63
Erdgas (\$ pro mcf)		2.12	5.92	4.38

*Enthält die Umwandlung der zuvor erworbenen Concho-Zwei-Strom-Verträge in Drei-Strom-Verträge, die im vierten Quartal 2021 beginnen.

Das Segment Lower 48 besteht aus Betrieben in den zusammenhängenden USA und dem Golf von Mexiko sowie aus kommerziellen Betrieben. Im Jahr 2023 trugen die Lower 48 mit 64 Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigproduktion und 76 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettogewinn (-verlust)

Lower 48 meldete im Jahr 2023 einen Gewinn von 6,461 Mrd. USD, verglichen mit einem Gewinn von 11,015 Mrd. USD im Jahr 2022. Das Ergebnis wurde negativ beeinflusst durch:

- Niedrigere realisierte Rohstoffpreise.
- Höhere DD&A-Kosten, die in erster Linie auf höhere Raten aus Reservenrevisionen infolge höherer Betriebskosten sowie auf höhere Produktionsmengen zurückzuführen sind.
- Höhere Produktions- und Betriebskosten, die in erster Linie auf ein höheres Produktionsvolumen und eine verstärkte Bohrtätigkeit zurückzuführen sind.

Das Ergebnis wurde positiv beeinflusst durch:

- Höhere Absatzmengen.
- Verbesserte kommerzielle Leistung und Zeitplanung.
- Niedrigere Steuern mit Ausnahme der Einkommenssteuern aufgrund niedrigerer realisierter Preise, teilweise ausgeglichen durch höhere Produktionsmengen.

Produktion

Die durchschnittliche Gesamtproduktion stieg 2023 im Vergleich zu 2022 um 78 MBOED, was in erster Linie auf neue Bohrungen zurückzuführen ist, die im Rahmen unserer Erschließungsprogramme im Delaware Basin, Midland Basin, Eagle Ford und Bakken in Betrieb genommen wurden.

Diese Produktionssteigerungen wurden teilweise durch den normalen Rückgang der Felder ausgeglichen.

Kanada

		2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust) (\$MM)	\$	402	714	458
Durchschnittliche Nettoproduktion				
Rohöl (MBD)		9	6	8
Flüssiges Erdgas (MBD)		3	3	4
Bitumen (MBD)		81	66	69
Erdgas (MMCFD)		65	61	80
Gesamtproduktion (MBOED)		104	85	94
Durchschnittliche Verkaufspreise				
Rohöl (\$ pro Barrel)	\$	66.19	79.94	56.38
Flüssiges Erdgas (\$ pro Barrel)		26.13	37.70	31.18
Bitumen (\$ pro Barrel)		42.15	55.56	37.52
Erdgas (\$ pro mcf)*		1.80	3.62	2.54

*Durchschnittliche Verkaufspreise enthalten nicht genutzte Transportkosten.

Unsere kanadischen Aktivitäten umfassen das Surmont-Ölsandprojekt in Alberta, das unkonventionelle Montney-Projekt in British Columbia und kommerzielle Aktivitäten. Im Jahr 2023 trug Kanada sieben Prozent zu unserer konsolidierten Flüssigproduktion und drei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettogewinn (-verlust)

Das kanadische Geschäft verzeichnete im Jahr 2023 einen Gewinn von 402 Millionen US-Dollar, verglichen mit einem Gewinn von 714 Millionen US-Dollar im Jahr 2022. Das Ergebnis wurde negativ beeinflusst durch:

- Niedrigere realisierte Rohstoffpreise.
- Abwesenheit der erhaltenen bedingten Zahlungen im Zusammenhang mit dem früheren Verkauf bestimmter Vermögenswerte an CVE. Die Laufzeit der bedingten Zahlungen an CVE endete im zweiten Quartal 2022.

Das Ergebnis wurde positiv beeinflusst durch:

- Die höheren Absatzmengen sind in erster Linie auf die Übernahme von Surmont zurückzuführen, die im Oktober 2023 abgeschlossen wurde. *Siehe Anmerkung 3.*
- Wegfall der Explorationskosten des Vorjahres im Zusammenhang mit der Wertminderung bestimmter alter, suspendierter Bohrungen. *Siehe Anmerkung 6.*
- Ein Steuervorteil in Höhe von 92 Mio. USD, der nach Abschluss einer Prüfung der kanadischen Steuerbehörde (Canada Revenue Agency) verbucht wurde. *Siehe Anmerkung 17.*

Produktion

Die durchschnittliche Gesamtproduktion stieg 2023 im Vergleich zu 2022 um 19 MBOED. Der Produktionsanstieg war in erster Linie auf Folgendes zurückzuführen:

- Höhere Volumina aufgrund unserer Surmont-Akquisition im vierten Quartal 2023. *Siehe Anmerkung 3.*
- Neue Bohrungen im Rahmen unseres Erschließungsprogramms im

Montney. Diese Produktionssteigerungen wurden teilweise durch den normalen

Rückgang des Feldes ausgeglichen.

Surmont Akquisition

Am 4. Oktober 2023 schlossen wir die Übernahme der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont ab. Der Gesamtbetrag des Kaufpreises belief sich nach den üblichen Anpassungen auf etwa 2,7 Mrd. \$ in bar sowie auf künftige bedingte Zahlungen von bis zu etwa 0,4 Mrd. CAD (etwa 0,3 Mrd. \$). Die Produktion des erworbenen Anteils betrug im vierten Quartal 2023 durchschnittlich etwa 62 MBD Bitumen. *Siehe Anmerkung 3.*

Europa, Naher Osten und Nordafrika

		2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust) (\$MM)	\$	1,189	2,244	1,167
<i>Konsolidierte Operationen</i>				
Durchschnittliche Nettoproduktion				
Rohöl (MBD)		112	107	118
Flüssiges Erdgas (MBD)		4	3	4
Erdgas (MMCFD)		308	328	313
Gesamtproduktion (MBOED)		168	165	175
Durchschnittliche Verkaufspreise				
Rohöl (\$ pro Barrel)	\$	83.96	99.20	68.97
Flüssiges Erdgas (\$ pro Barrel)		41.13	54.52	43.97
Erdgas (\$ pro mcf)		12.68	33.39	13.27

Das Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika besteht aus Betrieben, die hauptsächlich im norwegischen Teil der Nordsee, in der Norwegischen See, in Katar, in Libyen sowie in Großbritannien angesiedelt sind. Im Jahr 2023 trugen unsere Betriebe in Europa, dem Nahen Osten und Nordafrika neun Prozent zu unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und 16 Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettogewinn (-verlust)

Das Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika verzeichnete im Jahr 2023 einen Gewinn von 1,189 Milliarden US-Dollar, verglichen mit einem Gewinn von 2,244 Milliarden US-Dollar im Jahr 2022. Das Ergebnis wurde negativ beeinflusst durch:

- Niedrigere realisierte Rohstoffpreise.
- Geringerer Anteil am Ergebnis von verbundenen Unternehmen, hauptsächlich aufgrund niedrigerer LNG-Verkaufspreise.
- Geringere kommerzielle Leistung und Zeitplanung.
- Geringere Verkaufsmengen in Norwegen.
- Geringere Fremdwährungsgewinne infolge der Aufwertung des USD gegenüber der NOK.

Konsolidierte Produktion

Die durchschnittliche konsolidierte Produktion stieg 2023 im Vergleich zu 2022 um 3 MBOED. Der Anstieg der konsolidierten Produktion war in erster Linie auf Folgendes zurückzuführen:

- Höhere Produktion im Jahr 2023 durch den Erwerb zusätzlicher Anteile an der libyschen Konzession Waha im vierten Quartal 2022.

Der Produktionsanstieg wurde teilweise ausgeglichen durch:

- Normaler Feldrückgang in Norwegen.
- Höhere Ausfallzeiten bei von Partnern betriebenen Anlagen in Norwegen.

Katar Interesse

Im Laufe des Jahres 2022 erhielten wir den Zuschlag für eine 25-prozentige Beteiligung an NFS3, einem neuen Joint Venture mit QatarEnergy zur Teilnahme am NFS-LNG-Projekt. Die Gründung von NFS3 wurde im Juni 2023 abgeschlossen. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 4.*

Explorationstätigkeit

Im Jahr 2023 verbuchten wir 37 Mio. USD vor Steuern als Trockenbohrkosten für die suspendierte norwegische Warka-Erkundungsbohrung in der Lizenz PL1009, die im Jahr 2020 gebohrt wurde.

Asien-Pazifik

		2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust) (\$MM)	\$	1,961	2,736	453
<i>Konsolidierte Operationen</i>				
Durchschnittliche Nettoproduktion				
Rohöl (MBD)		60	61	65
Erdgas (MMCFD)		48	114	360
Gesamtproduktion (MBOED)		68	80	125
Durchschnittliche Verkaufspreise				
Rohöl (\$ pro Barrel)	\$	84.79	105.52	70.36
Erdgas (\$ pro mcf)		3.95	5.84	6.56

Das Segment Asien-Pazifik besteht aus Betrieben in China, Malaysia und Australien sowie aus kommerziellen Betrieben in China, Singapur und Japan. Im Jahr 2023 trug Asien-Pazifik fünf Prozent zu unserer konsolidierten Flüssiggasproduktion und drei Prozent zu unserer konsolidierten Erdgasproduktion bei.

Nettogewinn (-verlust)

Die Region Asien-Pazifik verzeichnete im Jahr 2023 einen Gewinn von 1.961 Millionen US-Dollar, verglichen mit 2.736 Millionen US-Dollar im Jahr 2022. Das Ergebnis wurde negativ beeinflusst durch:

- Abzüglich eines Gewinns von 534 Millionen US-Dollar nach Steuern im Zusammenhang mit der Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien. *Siehe Anmerkung 3.*
- Niedrigere realisierte Rohstoffpreise.
- Geringere Eigenkapitalbeteiligung an den Gewinnen verbundener Unternehmen aufgrund niedrigerer LNG-Verkaufspreise.
- Geringere Absatzmengen.

Das Ergebnis wurde positiv beeinflusst durch:

- Ausgewiesene Steuervorteile aus der Auflösung einer Steuerrückstellung und Deepwater-Steueranreizen. *Siehe Anmerkung 17.*
- Geringere Steuern mit Ausnahme der Einkommenssteuern, vor allem aufgrund der niedrigeren realisierten Rohstoffpreise.

Konsolidierte Produktion

Die durchschnittliche konsolidierte Produktion sank im Jahr 2023 um 12 MBOED im Vergleich zu 2022. Der Rückgang war in erster Linie auf Folgendes zurückzuführen:

- Normaler Feldrückgang.
- Die Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien im ersten Quartal 2022.

Diese Produktionsrückgänge wurden teilweise durch Erschließungsaktivitäten in der Bohai Bay in China und neue Bohrungen in Malaysia ausgeglichen.

Geplante Akquisition Update

Im März 2023 gaben wir bekannt, dass wir - vorbehaltlich des Abschlusses der Transaktion zwischen EIG und Origin Energy - die Betriebsführung der Upstream-Aktiva übernehmen und bis zu 2,49 Prozent zusätzliche Anteile an APLNG erwerben wollten. Im Dezember 2023 stimmten die Aktionäre von Origin Energy der Transaktion nicht zu.

Sonstiges Internationales

	2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust) (\$MM)	\$ (13)	(51)	(107)

Das Segment Sonstiges Ausland umfasst die Aktivitäten im Zusammenhang mit früheren Tätigkeiten in anderen Ländern.

Das Ergebnis des Geschäftsbereichs Sonstiges International verbesserte sich im Jahr 2023 gegenüber 2022 um 38 Millionen US-Dollar, was in erster Linie darauf zurückzuführen ist, dass im Jahr 2022 keine höheren Steuern im Zusammenhang mit Rechtsstreitigkeiten anfielen.

Unternehmen und Sonstiges

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust)			
Netto-Zinsaufwand	\$ (360)	(600)	(801)
Zentrale G&A-Ausgaben	(357)	(244)	(317)
Technologie	(34)	32	25
Sonstige Erträge (Aufwendungen)	(70)	482	883
	\$ (821)	(330)	(210)

Der Nettozinsaufwand besteht aus dem Zins- und Finanzierungsaufwand, abzüglich der Zinserträge und der aktivierten Zinsen. Der Nettozinsaufwand verringerte sich im Jahr 2023 um 240 Millionen US-Dollar im Vergleich zu 2022, was in erster Linie auf höhere Zinserträge und niedrigere Zinsaufwendungen aufgrund höherer kapitalisierter Zinsen für längerfristige Großprojekte zurückzuführen ist. *Siehe Anmerkung 9.*

Die allgemeinen und Verwaltungsaufwendungen der Gesellschaft umfassen Vergütungsprogramme und Personalkosten. Diese Ausgaben stiegen im Jahr 2023 um 113 Millionen US-Dollar im Vergleich zu 2022, hauptsächlich aufgrund von Marktwertanpassungen im Zusammenhang mit bestimmten Vergütungsprogrammen. *Siehe Anmerkung 16.*

Technologie umfasst unsere Investitionen in kohlenstoffarme Technologien sowie andere neue Technologien oder Geschäftsbereiche und Lizenzeinnahmen. Andere neue Technologien oder Geschäftsbereiche und LNG-Lizenzierungsaktivitäten konzentrieren sich auf konventionelle und dichte Ölvorkommen, Schiefergas, Ölsand, verbesserte Ölgewinnung sowie LNG.

Zu den sonstigen Erträgen (Aufwendungen) oder "Sonstige" gehören bestimmte Gewinne und Verluste aus Fremdwährungstransaktionen, Umweltkosten im Zusammenhang mit nicht mehr in Betrieb befindlichen Standorten, sonstige Kosten, die nicht direkt mit einem operativen Segment in Verbindung stehen, Gewinne oder Verluste aus der vorzeitigen Tilgung von Verbindlichkeiten, Gewinne oder Verluste aus dem Halten von Aktien und Aufwendungen für Pensionsabfindungen. Die Erträge unter "Sonstige" sanken im Jahr 2023 um 552 Millionen US-Dollar gegenüber 2022. Dies war hauptsächlich zurückzuführen auf:

- Wegfall eines Bundessteuervorteils in Höhe von 474 Millionen US-Dollar. *Siehe Anmerkung 17.*
- Abzüglich eines Gewinns von 251 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit unseren CVE-Stammaktien, die im ersten Quartal 2022 vollständig veräußert wurden. *Siehe Anmerkung 5.*
- Verlust von \$89 Millionen in Verbindung mit Devisenterminkontrakten für den Kauf von CAD zur Unterstützung unseres Erwerbs von zusätzlichen Arbeitsanteilen an Surmont. *Siehe Anmerkung 3.*
- Abzüglich eines Gewinns von 62 Mio. USD im Zusammenhang mit Umschuldungstransaktionen im Jahr 2022. *Siehe Anmerkung 9.*

Diese Rückgänge wurden ausgeglichen durch:

- Abwesenheit eines Steuereffekts in Höhe von 101 Millionen US-Dollar im Zusammenhang mit der Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien im ersten Quartal 2022. *Siehe Anmerkung 3.*
- Wegfall einer Auswirkung von 81 Mio. USD aus bestimmten rechtlichen Rückstellungen.

Erwerb von Port Arthur LNG

Im März erwarben wir eine 30-prozentige direkte Beteiligung an PALNG, einem Joint Venture für die Entwicklung von Phase 1 des Port Arthur LNG-Projekts. Darüber hinaus haben wir einen 20-Jahres-Vertrag über die Abnahme von 5 MTPA LNG zu Beginn von Phase 1 und einen Vertrag über die Verwaltung der Erdgasversorgung abgeschlossen, mit dem wir den Bedarf an Speisegas für Phase 1 verwalten werden. Derzeit gehen wir davon aus, dass die Anlage im Jahr 2027 in Betrieb gehen wird. *Siehe Anmerkung 3.*

Kapitalausstattung und Liquidität

Finanzielle Indikatoren

	2023	Millionen Dollar, außer wie angegeben	
		2022	2021
Nettomittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit	\$ 19,965	28,314	16,996
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5,635	6,458	5,028
Kurzfristige Investitionen	971	2,785	446
Kurzfristige Schulden	1,074	417	1,200
Schulden insgesamt	18,937	16,643	19,934
Eigenkapital insgesamt	49,279	48,003	45,406
Prozentsatz der Gesamtverschuldung im Verhältnis zum Kapital*	28 %	26	31
Prozentualer Anteil der variabel verzinslichen Schulden an den Gesamtschulden	2 %	2	4

*Kapital umfasst die Gesamtverschuldung und das gesamte Eigenkapital.

Zur Deckung unseres kurz- und langfristigen Liquiditätsbedarfs greifen wir auf eine Vielzahl von Finanzierungsquellen zurück, darunter aus dem operativen Geschäft erwirtschaftete Barmittel, Erlöse aus dem Verkauf von Vermögenswerten, unsere Commercial-Paper- und Kreditfazilitäten sowie die Möglichkeit, Wertpapiere über unser Shelf Registration Statement zu verkaufen. Im Jahr 2023 wurden unsere verfügbaren Barmittel in erster Linie in Höhe von \$11,2 Mrd. zur Unterstützung unseres laufenden Investitionsprogramms, in Höhe von \$2,7 Mrd. für den Erwerb einer zusätzlichen 50-prozentigen Beteiligung an Surmont, in Höhe von \$5,4 Mrd. für den Rückkauf von Stammaktien und in Höhe von \$5,6 Mrd. für die Zahlung der ordentlichen Dividende und der VROC verwendet. Zusätzlich zu den Barmitteln aus dem operativen Geschäft waren die anderen Hauptquellen für zusätzliches Kapital die Erlöse aus der Emission langfristiger Schuldtitel in Höhe von 2,7 Milliarden \$ zur Finanzierung der Surmont-Akquisition und die Nettoverkäufe kurzfristiger Investitionen in Höhe von 1,4 Milliarden \$. Im Jahr 2023 sanken die Barmittel und Barmitteläquivalente um \$0,8 Milliarden auf \$5,6 Milliarden. *Siehe Erläuterung 9.*

Am 31. Dezember 2023 verfügte die Gesellschaft über liquide Mittel in Höhe von 5,6 Mrd. US-\$, kurzfristige Anlagen in Höhe von 1,0 Mrd. US-\$ und verfügbare Kreditkapazitäten im Rahmen ihrer Kreditfazilität in Höhe von 5,5 Mrd. US-\$, insgesamt also über eine Liquidität von etwa 12,1 Mrd. US-\$. Die Gesellschaft geht davon aus, dass die derzeitigen Barbestände und die aus dem operativen Geschäft erwirtschafteten Barmittel zusammen mit dem Zugang zu externen Finanzierungsquellen, wie unten im Abschnitt "Wesentliche Kapitalveränderungen" beschrieben, ausreichen werden, um den kurz- und langfristigen Finanzierungsbedarf der Gesellschaft zu decken, einschließlich des Investitionsprogramms, der Dividendenzahlungen und der erforderlichen Schuldentilgung.

Wesentliche Veränderungen im Kapital

Betriebliche Aktivitäten

Der Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit belief sich im Jahr 2023 auf 20,0 Milliarden US-Dollar, verglichen mit 28,3 Milliarden US-Dollar im Jahr 2022 und 17,0 Milliarden US-Dollar im Jahr 2021. Der Rückgang des Cashflows aus betrieblicher Tätigkeit gegenüber 2022 ist in erster Linie auf niedrigere realisierte Rohstoffpreise für alle Produkte zurückzuführen, die teilweise durch höhere Absatzmengen abzüglich der damit verbundenen Produktions- und Betriebskosten ausgeglichen wurden.

Der Anstieg des Mittelzuflusses aus betrieblicher Tätigkeit im Jahr 2022 im Vergleich zu 2021 ist in erster Linie auf höhere realisierte Rohstoffpreise, höhere Absatzmengen, vor allem aufgrund unserer Akquisition von Shell Permian-Vermögenswerten, und den Wegfall der 2021 erfolgten Abwicklung der von Concho erworbenen Öl- und Gas-Absicherungspositionen zurückzuführen. Der Anstieg des Mittelzuflusses aus betrieblicher Tätigkeit wurde teilweise durch ausländische Steuer- und Lizenzgebühreneinzahlungen in Libyen und ausländische Steuerzahlungen in Norwegen ausgeglichen, zusätzlich zu U.S. Steuerzahlungen.

Unser kurz- und langfristiger operativer Cashflow ist in hohem Maße von den Preisen für Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs abhängig. Die Preise und Gewinnspannen in unserer Branche sind seit jeher volatil und werden von Marktbedingungen bestimmt, auf die wir keinen Einfluss haben. In Ermangelung anderer mildernder Faktoren würden wir bei schwankenden Preisen und Gewinnspannen eine entsprechende Veränderung unseres operativen Cashflows erwarten.

Die Höhe des absoluten Produktionsvolumens sowie der Produkt- und Standortmix sind ein weiterer wichtiger Faktor, der sich auf unseren Cashflow auswirkt. Die Gesamtjahresproduktion lag 2023 bei durchschnittlich 1.826 MBOED, was einem Anstieg von 88 MBOED oder 5 Prozent gegenüber 2022 entspricht. Für das erste Quartal 2024 wird eine Produktion von 1,88 MMBOED bis 1,92 MMBOED erwartet. Die künftige Produktion unterliegt zahlreichen Unwägbarkeiten. Dazu gehören u.a. das volatile Umfeld der Rohöl- und Erdgaspreise, das sich auf Investitionsentscheidungen auswirken kann, die Auswirkungen von Preisänderungen auf Production-Sharing- und Variable-Royalty-Verträge, der Erwerb und die Veräußerung von Feldern, die Rückgangsraten der Feldproduktion, neue Technologien, die Betriebseffizienz, die zeitliche Planung von Inbetriebnahmen und größeren Turnarounds, politische Instabilität, wetterbedingte Störungen und die Hinzufügung von nachgewiesenen Reserven durch Explorationserfolge und deren rechtzeitige und kosteneffiziente Erschließung. Obwohl wir diese Faktoren aktiv überwachen und steuern, können Änderungen im Produktionsniveau Schwankungen im Cashflow verursachen, obwohl wir im Allgemeinen weniger Schwankungen im Cashflow aufgrund von Änderungen im Produktionsniveau als aufgrund von Änderungen der Rohstoffpreise erfahren.

Um unsere Fördermengen aufrechtzuerhalten oder zu steigern, müssen wir unsere nachgewiesenen Reserven weiter ausbauen. Unsere Schätzungen der nachgewiesenen Reserven steigen im Allgemeinen zu einem bestimmten Zeitpunkt, wenn die Preise steigen, und sinken, wenn sie sinken. Der Ersatz von Reserven ist die Nettoveränderung der nachgewiesenen Reserven, abzüglich der Produktion, geteilt durch die Produktion des laufenden Jahres. Informationen zu den nachgewiesenen Reserven, einschließlich der erschlossenen und nicht erschlossenen Reserven, finden Sie in den Reserventabellen in "Ergänzende Daten - Öl- und Gasgeschäft". Siehe "Punkt 1A-Risikofaktoren - Wenn wir nicht erfolgreich Ressourcen erschließen, wird der Umfang unseres Geschäfts zurückgehen, was sich nachteilig auf unser Geschäft auswirken würde."

Wie im Abschnitt "Kritische buchhalterische Schätzungen" erörtert, sind technische Schätzungen der nachgewiesenen Reserven ungenau; daher können die Reserven jedes Jahr nach oben oder unten revidiert werden, wenn sich die Rohstoffpreise ändern oder wenn mehr technische Daten über die Lagerstätten verfügbar werden. Es ist nicht möglich, zuverlässig vorherzusagen, wie sich Revisionen auf zukünftige Reservenmengen auswirken werden.

Investitionstätigkeit

Im Jahr 2023 investierten wir 11,2 Milliarden USD in Kapitalausgaben und Investitionen; davon waren 1,5 Milliarden USD in erster Linie Zahlungen für unsere Investitionen in LNG-Projekte, einschließlich PALNG, NFE4 und NFS3. Siehe Anmerkung 3. Die verbleibenden 9,7 Mrd. \$ dienten der Finanzierung unseres betrieblichen Kapitalprogramms. Die in den Jahren 2022 und 2021 investierten Investitionen beliefen sich auf 10,2 Mrd. USD bzw. 5,3 Mrd. USD. Siehe den Abschnitt "Kapitalausgaben und Investitionen".

Im Oktober 2023 erwarben wir die verbleibende 50-prozentige Beteiligung an Surmont von TotalEnergies EP Canada Ltd. für etwa 2,7 Milliarden US-Dollar in bar nach den üblichen Anpassungen. Wir haben diese Transaktion durch die Ausgabe neuer langfristiger Schuldtitel finanziert. Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 9.

Die Erlöse aus dem Verkauf von Vermögenswerten beliefen sich 2023 auf 0,6 Mrd. USD, verglichen mit 3,5 Mrd. USD im Jahr 2022. Im Jahr 2022 erhielten wir Erlöse in Höhe von 1,4 Milliarden US-Dollar für den Verkauf unserer verbleibenden 91 Millionen CVE-Stammaktien, Erlöse in Höhe von etwa 1,5 Milliarden US-Dollar, die hauptsächlich aus der Veräußerung von Vermögenswerten in unseren Segmenten Asien-Pazifik und Lower 48 stammen, sowie 0,5 Milliarden US-Dollar an bedingten Zahlungen im Zusammenhang mit früheren Veräußerungen. Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 5.

Im Dezember 2021 schlossen wir die Übernahme der Shell-Vermögenswerte im Delaware-Becken für einen Barbetrag von etwa 8,7 Milliarden US-Dollar nach den üblichen Anpassungen ab. Wir haben diese Transaktion mit Barmitteln finanziert. Wir haben die Übernahme von Concho am 15. Januar 2021 in einer reinen Aktientransaktion abgeschlossen. Zu den im Rahmen der Transaktion erworbenen Vermögenswerten gehörten 382 Millionen US-Dollar an Barmitteln. Die Nettoauswirkungen dieser Posten werden in der konsolidierten Kapitalflussrechnung unter "Erwerb von Unternehmen, abzüglich erworbener Barmittel" ausgewiesen. Siehe Anmerkung 3.

Im Jahr 2021 beliefen sich die Erlöse aus der Veräußerung von Vermögenswerten auf insgesamt 1,7 Milliarden US-Dollar. Wir erhielten Barerlöse in Höhe von 250 Millionen US-Dollar aus dem Verkauf von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten in unserem Segment Lower 48, 1,1 Milliarden US-Dollar aus dem Verkauf unserer Beteiligung an CVE-Stammaktien und 244 Millionen US-Dollar an bedingten Zahlungen im Zusammenhang mit Veräußerungen, die vor 2021 abgeschlossen wurden. Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 5.

Wir investieren in kurzfristige Anlagen als Teil unserer Cash-Investment-Strategie, deren primäres Ziel der Schutz des Kapitals, die Erhaltung der Liquidität und die Erzielung von Rendite und Gesamtertrag ist; zu diesen Anlagen gehören Termineinlagen, Commercial Paper sowie Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar eingestuft sind. Mittel für den kurzfristigen Bedarf zur Unterstützung unseres Betriebsplans und zur Sicherung der Flexibilität bei kurzfristigen Preisschwankungen werden in hochliquide Instrumente mit Fälligkeiten innerhalb eines Jahres investiert. Mittel, die wir als verfügbar erachten, um bei längerfristigen Preiserückgängen widerstandsfähig zu bleiben und um Chancen außerhalb eines bestimmten Betriebsplans zu nutzen, können in Instrumente mit Laufzeiten von mehr als einem Jahr investiert werden. Siehe Anmerkung 12 und Anmerkung 19.

Die Investitionstätigkeit im Jahr 2023 umfasste Nettoverkäufe von Investitionen in Höhe von 1.373 Mio. USD. Wir hatten Nettoverkäufe von kurzfristigen Instrumenten in Höhe von \$2.111 Millionen und Nettokäufe von langfristigen Instrumenten in

Finanzielle Aktivitäten

Unser Schuldenstand zum 31. Dezember 2023 betrug \$18,9 Milliarden gegenüber \$16,6 Milliarden zum 31. Dezember 2022. Der kurzfristige Anteil der Schulden, einschließlich der Zahlungen für Finanzierungsleasing, beträgt \$1,1 Milliarden. Im Jahr 2023 emittierte die Gesellschaft neue Schulden in Höhe von \$2,7 Milliarden zur Finanzierung des Erwerbs der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont und schloss Refinanzierungstransaktionen ab, die aus Ausschreibungsangeboten in Höhe von \$1,1 Milliarden zum Rückkauf bestehender Schulden mit Barmitteln und einer Neuemission von Schulden in Höhe von \$1,1 Milliarden zur Finanzierung der Rückkäufe bestanden, wodurch sich die gewichtete durchschnittliche Laufzeit unseres Portfolios von 15 auf 17 Jahre verlängerte und die kurzfristigen Fälligkeiten der Schulden verringert wurden. *Siehe Anmerkung 9.*

Im Jahr 2022 kauften wir Anleihen zurück, lösten variabel verzinsliche Schulden auf und führten eine Schuldenrefinanzierung durch, die aus mehreren gleichzeitigen Transaktionen bestand, darunter die Emission neuer Schulden, ein Barangebot und Umtauschangebote. Insgesamt haben diese Transaktionen zusammen mit natürlich fällig werdenden Schulden die Gesamtverschuldung des Unternehmens um 3,3 Milliarden US-Dollar reduziert.

Im Jahr 2022 refinanzierte die Gesellschaft ihre revolvingende Kreditfazilität von einem Gesamtnennbetrag von 6,0 Mrd. USD auf 5,5 Mrd. USD mit einem Ablaufdatum im Februar 2027. Unsere revolvingende Kreditfazilität kann für direkte Bankkredite, die Ausgabe von Akkreditiven in Höhe von bis zu 500 Mio. US-Dollar oder zur Unterstützung unseres Commercial-Paper-Programms genutzt werden. Die revolvingende Kreditfazilität wird auf breiter Basis von Finanzinstituten syndiziert und enthält keine Bestimmungen über wesentliche nachteilige Veränderungen oder Verpflichtungen, die die Einhaltung bestimmter Finanzkennzahlen oder Kreditratings erfordern. Die Vereinbarung über die Fazilität enthält eine gegenseitige Ausfallklausel für den Fall, dass ConocoPhillips oder eine ihrer konsolidierten Tochtergesellschaften Kapital oder Zinsen auf andere Schuldverpflichtungen in Höhe von 200 Mio. \$ oder mehr nicht zahlt. Die Höhe der Fazilität kann vor ihrem Ablaufdatum nicht neu festgelegt werden.

Die Kredite der Kreditfazilität können mit einer Marge über der Secured Overnight Financing Rate (SOFR) verzinst werden. Die Vereinbarung sieht Bereitstellungsgebühren für verfügbare, aber nicht genutzte Beträge vor. Die Vereinbarung enthält auch ein vorzeitiges Kündigungsrecht für den Fall, dass unsere derzeitigen Direktoren oder ihre genehmigten Nachfolger nicht mehr die Mehrheit im Board of Directors stellen.

Die revolvingende Kreditfazilität unterstützt die Fähigkeit der ConocoPhillips Company, Commercial Paper in Höhe von bis zu \$5,5 Mrd. auszugeben, die in erster Linie eine Finanzierungsquelle für den kurzfristigen Betriebskapitalbedarf darstellen. Die Laufzeit der Commercial Paper ist im Allgemeinen auf 90 Tage begrenzt. Da keine Commercial Paper im Umlauf waren und keine direkten Kredite oder Akkreditive aufgenommen wurden, hatten wir Zugang zu 5,5 Mrd. USD an verfügbarer Kreditkapazität im Rahmen unserer revolvingenden Kreditfazilität zum 31. Dezember 2023.

Im Dezember 2023 bestätigte Fitch unsere langfristigen Kreditratings. 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 Schulden und der revolvingenden Kreditfazilität *sind in Anmerkung 9* zu finden.

Für unsere Unternehmensanleihen gibt es keine Rating-Trigger, die bei einer Herabstufung unserer Bonität zu einem automatischen Ausfall führen und damit unseren Zugang zu Liquidität beeinträchtigen würden. Eine Herabstufung unserer Kreditwürdigkeit gegenüber dem derzeitigen Niveau könnte 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, könnten wir immer noch auf Mittel aus unserer revolvingenden Kreditfazilität zurückgreifen.

Bestimmte unserer projektbezogenen Verträge, Handelsverträge und derivativen Instrumente enthalten Bestimmungen, die uns zur Stellung von Sicherheiten verpflichten. Viele dieser Verträge und Instrumente erlauben es uns, entweder Barmittel oder Akkreditive als Sicherheiten zu hinterlegen. Zum 31. Dezember 2023 und zum 31. Dezember 2022 verfügte die Gesellschaft über direkte Bankakkreditive in Höhe von 340 Mio. US\$ bzw. 368 Mio. US\$, die Leistungsverpflichtungen im Zusammenhang mit verschiedenen Kaufverpflichtungen im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit absicherten. Im Falle einer Herabstufung der Kreditwürdigkeit könnte die Gesellschaft gezwungen sein, weitere Akkreditive zu stellen.

Registrierung im Regal

Wir haben bei der SEC ein universelles Shelf Registration Statement hinterlegt, das uns die Möglichkeit gibt, eine unbestimmte Menge verschiedener Arten von Schul- und Aktienpapieren auszugeben und zu verkaufen.

Kapitalbedarf

Informationen über unsere Kapitalausgaben und Investitionen finden Sie im Abschnitt "Kapitalausgaben und Investitionen".

Am 31. Dezember 2023 belief sich unser Schuldenstand auf 18,9 Milliarden US-Dollar, was einem Anstieg von 2,3 Milliarden US-Dollar gegenüber dem Stand vom 31. Dezember 2022 (16,6 Milliarden US-Dollar) entspricht. Im Jahr 2023 emittierten wir neue Schulden in Höhe von 2,7 Mrd. \$, um den Erwerb der verbleibenden 50 Prozent der Anteile an Surmont zu finanzieren, und schlossen Refinanzierungstransaktionen ab, die aus Ausschreibungsangeboten in Höhe von 1,1 Mrd. \$ zum Rückkauf bestehender Schulden mit Barmitteln und einer Neuemission von Schulden in Höhe von 1,1 Mrd. \$ zur Finanzierung der Rückkäufe bestanden. Im Jahr 2022 führten wir gleichzeitige Refinanzierungstransaktionen durch, kauften bestehende Anleihen zurück und lösten variabel verzinsliche Anleihen bei natürlicher Fälligkeit auf, was insgesamt unsere Gesamtverschuldung um 3,3 Milliarden US-Dollar verringerte und gleichzeitig unsere jährlichen Barzinsausgaben senkte und die gewichtete durchschnittliche Laufzeit unseres Schuldenportfolios verlängerte. *Siehe Erläuterung 9* für Informationen zu den Schulden und *Erläuterung 19* für Informationen zu den nicht zahlungswirksamen Gegenleistungen für die Surmont-Transaktion.

Im Februar 2024 kündigten wir unsere für 2024 geplante Kapitalrückführung an die Aktionäre in Höhe von 9 Mrd. USD durch unser dreistufiges Kapitalrückführungskonzept an. Wir planen eine attraktive, wachsende ordentliche Dividende, zyklusübergreifende Aktienrückkäufe und eine VROC-Zahlung. Die VROC-Zahlung ist ein flexibles Instrument zur Erfüllung unserer Verpflichtung, in Zeiten, in denen die Rohstoffpreise deutlich über unserer geplanten Preisspanne liegen, mehr als 30 Prozent des Cashflows aus dem operativen Geschäft zurückzugeben. Im Jahr 2023 betrug der gesamte Kapitalrückfluss 11 Milliarden US-Dollar.

Im Einklang mit unserer Verpflichtung, Mehrwert für unsere Aktionäre zu schaffen, haben wir für das gesamte Jahr 2023 eine ordentliche Dividende von

2,11 USD je Stammaktie und VROC-Zahlungen von 2,50 USD je Stammaktie. Dies war ein Anstieg gegenüber 2022, als wir eine Stammdividende von 1,89 \$ und VROC-Zahlungen von 2,60 \$ je Stammaktie zahlten, und ein Anstieg gegenüber 2021, als wir eine Stammdividende von 1,75 \$ je Stammaktie zahlten. Im Februar 2024 erklärten wir eine Stammdividende für das erste Quartal in Höhe von 0,58 \$ pro Stammaktie und eine VROC-Zahlung in Höhe von 0,20 \$ pro Stammaktie, beide zahlbar am 1. März 2024 an die am 19. Februar 2024 eingetragenen Aktionäre.

Die ordentliche Dividende und die VROC sind Gegenstand zahlreicher Überlegungen und werden jedes Quartal vom Verwaltungsrat festgelegt und genehmigt. Alle bisherigen VROC-Zahlungen wurden zusammen mit der ordentlichen Dividende beschlossen, aber im folgenden Quartal ausgezahlt. Ab dem ersten Quartal 2024 planen wir jedoch, alle vierteljährlichen Dividenden- und VROC-Zahlungen gleichzeitig zu leisten und werden diese Zahlungen im selben Quartal ankündigen, in dem sie gezahlt werden.

Ende 2016 haben wir unser aktuelles Aktienrückkaufprogramm gestartet. Im Oktober 2022 genehmigte der Vorstand eine Erhöhung der Genehmigung von 25 Mrd. US-Dollar auf 45 Mrd. US-Dollar für unsere Stammaktien, um unseren Plan für zukünftige Aktienrückkäufe zu unterstützen. Die Aktienrückkäufe beliefen sich auf \$5,4 Milliarden, \$9,3 Milliarden und \$3,6 Milliarden in den Jahren 2023, 2022 bzw. 2021. Zum 31. Dezember 2023 beliefen sich die Aktienrückkäufe seit Beginn des aktuellen Programms auf insgesamt 383,4 Millionen Aktien und 28,8 Milliarden USD. Rückkäufe erfolgen nach dem Ermessen der Geschäftsleitung, zu den jeweils geltenden Preisen, abhängig von den Marktbedingungen und anderen Faktoren.

Weitere Informationen zu den Faktoren, die bei der Bestimmung der Höhe der Kapitalerträge berücksichtigt werden, *finden Sie unter "Punkt 1A-Risikofaktoren"*

- *Unsere Fähigkeit, unser Kapitalrückführungsprogramm durchzuführen, hängt von bestimmten Überlegungen ab.*

Zum 31. Dezember 2023 haben wir zusätzlich zu den oben beschriebenen Prioritäten vertragliche Verpflichtungen zum Kauf von Waren und Dienstleistungen in Höhe von etwa 29,7 Mrd. USD. Wir erwarten, dass wir 7,4 Mrd. \$ dieser Verpflichtungen im Jahr 2024 erfüllen werden. In diesen Zahlen sind Kaufverpflichtungen für Felder und Anlagen in Gemeinschaftsbesitz, bei denen wir nicht der Betreiber sind, nicht enthalten. Abnahmeverpflichtungen in Höhe von \$9,8 Milliarden beziehen sich auf Vereinbarungen über den Zugang zu und die Nutzung der Kapazität von Anlagen und Einrichtungen Dritter, einschließlich Pipelines und LNG-Produktterminals, für den Transport, die Verarbeitung, die Behandlung und die Lagerung von Rohstoffen. Abnahmeverpflichtungen in Höhe von 17,8 Mrd. \$ stehen im Zusammenhang mit marktbasierter Verträgen über den Kauf von Rohstoffprodukten mit Dritten. Der Rest ist in erster Linie unser Nettoanteil an den Kaufverpflichtungen für Materialien und Dienstleistungen für Felder und Anlagen in Gemeinschaftsbesitz, bei denen wir der Betreiber sind.

Kapitalausgaben und Investitionen

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Alaska	\$ 1,705	1,091	982
Untere 48	6,487	5,630	3,129
Kanada	456	530	203
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1,111	998	534
Asien-Pazifik	354	1,880	390
Sonstiges Internationales	-	-	33
Unternehmen und Sonstiges	1,135	30	53
Kapitalprogramm*	\$ 11,248	10,159	5,324

* Ohne Kapital im Zusammenhang mit dem Erwerb von Unternehmen, abzüglich der erworbenen Barmittel.

Unsere Investitionsausgaben und Investitionen für den Dreijahreszeitraum, der am 31. Dezember 2023 endete, beliefen sich auf 26,7 Milliarden US-Dollar. Die Investitionsausgaben und Investitionen im Jahr 2023 dienten in erster Linie der Unterstützung wichtiger betrieblicher Aktivitäten und Übernahmen:

- Erkundungs- und Erschließungsaktivitäten in Alaska im Zusammenhang mit dem westlichen North Slope und Erschließungsaktivitäten in der Greater Kuparuk Area.
- Erschließungs- und Explorationsaktivitäten in den Lower 48, hauptsächlich im Delaware Basin, Eagle Ford, Midland Basin und Bakken.
- Erkundungs- und Erschließungsaktivitäten im Montney sowie Erschließung und Optimierung von Surmont in Kanada.
- Entwicklungstätigkeiten für verschiedene Vermögenswerte in Norwegen.
- Fortsetzung der Entwicklungsaktivitäten in Malaysia und China.
- Kapital in erster Linie im Zusammenhang mit unseren Investitionen in PALNG, NFE4 und NFS3.

Kapitalbudget 2024

Im Februar 2024 gaben wir bekannt, dass unser Betriebsplan für 2024 ein Kapital zwischen 11,0 und 11,5 Mrd. \$ vorsieht. Der Plan umfasst Mittel für laufende Erschließungsbohrprogramme, Großprojekte, Explorations- und Bewertungsaktivitäten sowie die Instandhaltung der Basis.

Zusammengefasste Finanzinformationen des Garanten

Wir haben verschiedene gegenseitige Garantien zwischen ConocoPhillips, ConocoPhillips Company und Burlington Resources LLC in Bezug auf öffentlich gehaltene Schuldtitel. Die ConocoPhillips Company ist zu 100 Prozent im Besitz von ConocoPhillips. Burlington Resources LLC ist zu 100 Prozent im Besitz der ConocoPhillips Company. ConocoPhillips und/oder ConocoPhillips Company haben die Zahlungsverpflichtungen der Burlington Resources LLC in Bezug auf ihre öffentlich gehaltenen Schuldverschreibungen vollständig und bedingungslos garantiert. Ebenso hat ConocoPhillips die Zahlungsverpflichtungen der ConocoPhillips Company in Bezug auf ihre öffentlich gehaltenen Schuldtitel vollständig und bedingungslos garantiert. Darüber hinaus hat die ConocoPhillips Company die Zahlungsverpflichtungen der ConocoPhillips in Bezug auf ihre öffentlich gehaltenen Schuldtitel vollständig und bedingungslos garantiert. Alle Garantien sind gesamtschuldnerisch.

Die folgenden Tabellen enthalten zusammengefasste Finanzinformationen für die Schuldnergruppe, wie unten definiert:

- Die Schuldnergruppe wird die Garanten und Emittenten der garantierten Wertpapiere widerspiegeln, die sich aus ConocoPhillips, ConocoPhillips Company und Burlington Resources LLC zusammensetzen.
- Konsolidierungsanpassungen für die Eliminierung von Investitionen in und Transaktionen zwischen den kollektiven Garantiegebern und den Emittenten der garantierten Wertpapiere sind in den Salden der zusammengefassten Finanzinformationen enthalten.
- Nicht verpfändete Tochtergesellschaften sind von dieser Darstellung ausgeschlossen.

Die Transaktionen und Salden, die die Aktivitäten zwischen den Verpflichteten und den nicht verpfändeten Tochtergesellschaften widerspiegeln, werden im Folgenden getrennt dargestellt:

Zusammengefasste Daten der Gewinn- und Verlustrechnung

	Millionen von Dollars	
	2023	
Umsatzerlöse und sonstige Erträge	\$	37,992
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern*		10,737
Nettogewinn (-verlust)		10,957

*Enthält ca. 7,9 Mrd. USD an Aufwendungen für gekaufte Rohstoffe für Transaktionen mit nicht verstaatlichten Tochtergesellschaften.

Zusammengefasste Bilanzdaten

	Millionen von Dollars	
	31. Dezember 2023	
Umlaufvermögen	\$	8,008
<i>Kurzfristige Forderungen gegenüber nicht börsennotierten Tochtergesellschaften</i>		1,565
Langfristige Vermögenswerte		91,155
<i>Langfristige Forderungen gegenüber nicht verpfändeten Tochtergesellschaften</i>		8,936
Kurzfristige Verbindlichkeiten		7,337
<i>Verbindlichkeiten gegenüber nicht börsennotierten Tochtergesellschaften, kurzfristig</i>		3,990
Langfristige Verbindlichkeiten		49,105
<i>Langfristige Verbindlichkeiten gegenüber nicht börsennotierten Tochtergesellschaften</i>		31,241

Unvorhergesehene Ereignisse

Wir sind Gegenstand von Gerichtsverfahren, Ansprüchen und Verbindlichkeiten, die sich aus dem normalen Geschäftsverlauf ergeben. Wir bilden Rückstellungen für Verluste im Zusammenhang mit Rechtsansprüchen, wenn solche Verluste als wahrscheinlich angesehen werden und die Beträge vernünftig geschätzt werden können. Siehe "Kritische Schätzungen bei der Bilanzierung" und *Anmerkung 11* für Informationen über Eventualverbindlichkeiten.

Rechtliche und steuerliche Belange

Wir sind verschiedenen Rechtsstreitigkeiten und Ansprüchen ausgesetzt, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Angelegenheiten, die Öl- und Gaslizenzgebühren und Abfindungssteuerzahlungen, Gasmess- und Bewertungsmethoden, Vertragsstreitigkeiten, Umweltschäden, Klimawandel, Personen- und Sachschäden betreffen. Unsere Hauptrisiken in solchen Angelegenheiten beziehen sich auf vermeintlich zu wenig gezahlte Lizenzgebühren und Steuern für bestimmte Grundstücke in Bundes-, Landes- und Privateigentum, auf angebliche Umweltverschmutzungen und Schäden aus früheren Tätigkeiten sowie auf den Klimawandel. Wir werden uns in diesen Angelegenheiten weiterhin energisch verteidigen.

Unsere Rechtsabteilung wendet ihr Wissen, ihre Erfahrung und ihr professionelles Urteilsvermögen auf die spezifischen Merkmale unserer Fälle an und wendet ein Prozessmanagementverfahren an, um die gegen uns gerichteten Verfahren zu verwalten und zu überwachen. Unser Prozess erleichtert die frühzeitige Bewertung und Quantifizierung potenzieller Risiken in einzelnen Fällen. Dieser Prozess ermöglicht es uns auch, diejenigen Fälle zu verfolgen, die für ein Gerichtsverfahren und/oder eine Schlichtung vorgesehen sind. Basierend auf professionellem Urteilsvermögen und Erfahrung im Umgang mit diesen Instrumenten des Prozessmanagements sowie auf verfügbaren Informationen über die aktuellen Entwicklungen in allen unseren Fällen bewertet unsere Rechtsabteilung regelmäßig die Angemessenheit der bestehenden Rückstellungen und entscheidet, ob eine Anpassung der bestehenden Rückstellungen oder die Bildung neuer Rückstellungen erforderlich ist. *Siehe Anmerkung 17.*

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 gehören u.a. die folgenden:

- U.S. Federal Clean Air Act, der die Luftemissionen regelt;
- US-Bundesgesetz über sauberes Wasser (Clean Water Act), das Einleitungen in Gewässer regelt;
- Verordnung der Europäischen Union zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung von Chemikalien (REACH);
- U.S. Federal Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act (CERCLA oder Superfund), der Erzeugern, Transporteuren und Verursachern gefährlicher Stoffe an Standorten, an denen gefährliche Stoffe freigesetzt wurden oder freigesetzt zu werden drohen, eine Haftung auferlegt;
- U.S. Federal Resource Conservation and Recovery Act (RCRA), der die Behandlung, Lagerung und Entsorgung von festen Abfällen regelt;
- U.S. Federal Oil Pollution Act of 1990 (OPA90), 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 sich aus einer Öleinleitung in schiffbare Gewässer der USA ergeben;
- U.S. Federal Emergency Planning and Community Right-to-Know Act (EPCRA), nach dem Einrichtungen verpflichtet sind, den lokalen Notfallplanungsausschüssen und -abteilungen die Bestände giftiger Chemikalien zu melden;
- U.S. Federal Safe Drinking Water Act, der die Entsorgung von Abwässern in unterirdischen Injektionsbrunnen regelt;
- Vorschriften des US-Innenministeriums, die sich auf Offshore-Öl- und -Gasaktivitäten in US-Gewässern beziehen und eine Haftung für die Kosten der Verschmutzungs-beseitigung infolge der Aktivitäten sowie eine mögliche Haftung für Verschmutzungsschäden vorsehen; und
- Handelsrichtlinie der Europäischen Union, die zu einem europäischen Emissionshandelssystem führt.

Diese Gesetze und ihre Durchführungsverordnungen legen Grenzwerte für Emissionen und, im Falle von Einleitungen in Gewässer, für die Wasserqualität fest. Sie legen auch Normen fest und verpflichten zur Sanierung von Freisetzungen gefährlicher Stoffe und gefährlicher Abfälle. In den meisten Fällen erfordern diese Vorschriften Genehmigungen für neue oder geänderte Tätigkeiten. Für diese Genehmigungen muss der Antragsteller unter Umständen umfangreiche Informationen im Rahmen des Antragsverfahrens einholen, was teuer und zeitaufwendig sein kann. Darüber hinaus kann es zu Verzögerungen bei der Bekanntgabe und Kommentierung sowie bei der Bearbeitung des Antrags durch die Behörde kommen. Viele der mit dem Genehmigungsverfahren verbundenen Verzögerungen liegen außerhalb der Kontrolle des Antragstellers.

Viele Staaten und Länder, in denen wir tätig sind, haben ähnliche Umweltgesetze und -vorschriften, die diese Art von Aktivitäten regeln, oder entwickeln solche. Obwohl sie ähnlich sind, können diese Vorschriften in einigen Fällen zusätzliche oder strengere Anforderungen stellen, die die Kosten und Schwierigkeiten bei der Vermarktung oder dem Transport von Produkten über staatliche und internationale Grenzen hinweg erhöhen können.

Die endgültigen finanziellen Auswirkungen von Umweltgesetzen und -vorschriften sind weder eindeutig bekannt noch leicht zu bestimmen, da sich neue Standards, wie z. B. Luftemissionsstandards und Wasserqualitätsstandards, ständig weiterentwickeln. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Umweltgesetze und -vorschriften, einschließlich derjenigen, die sich aus der Sorge um den globalen Klimawandel ergeben, weiterhin einen zunehmenden Einfluss auf unsere Geschäftstätigkeit in den USA und in anderen Ländern, in denen wir tätig sind, haben werden. Zu den wichtigsten Bereichen mit potenziellen Auswirkungen gehören die Einhaltung von Luftemissionsvorschriften und Sanierungsverpflichtungen in den USA und Kanada.

Ein Beispiel dafür ist der Einsatz von Hydraulic Fracturing, einer wichtigen Fertigstellungstechnik, die die Förderung von Erdöl und Erdgas erleichtert, das sonst in Gesteinsformationen mit geringerer Durchlässigkeit eingeschlossen wäre. Für Hydraulic Fracturing gibt es derzeit eine Reihe von lokalen, bundesstaatlichen und nationalen Gesetzen und Vorschriften, wobei Hydraulic Fracturing in einigen Ländern verboten ist. Obwohl Hydraulic Fracturing seit vielen Jahrzehnten durchgeführt wird, könnten potenzielle neue Gesetze, Vorschriften und Genehmigungsaufgaben seitens verschiedener staatlicher Umweltbehörden und anderer Stellen zu erhöhten Kosten, Betriebseinschränkungen, Betriebsverzögerungen und/oder zur Einschränkung der Erschließung von Erdöl- und Erdgasressourcen führen. Staatliche Beschränkungen für Hydraulic Fracturing könnten die Gesamtrentabilität oder Lebensfähigkeit bestimmter unserer Erdöl- und Erdgasinvestitionen beeinträchtigen. Wir haben Betriebsprinzipien eingeführt, die etablierte Industriestandards beinhalten, um die staatlichen Anforderungen zu erfüllen oder zu übertreffen. Unsere Verfahren werden ständig weiterentwickelt, da sich die Technologie verbessert und die Vorschriften ändern.

Wir unterliegen auch bestimmten Gesetzen und Vorschriften in Bezug auf Verpflichtungen zur Umweltsanierung im Zusammenhang mit aktuellen und früheren Tätigkeiten. Zu diesen Gesetzen und Verordnungen gehören CERCLA und RCRA sowie deren staatliche Entsprechungen. Längerfristige Ausgaben sind mit erheblicher Unsicherheit behaftet und können stark schwanken.

Gelegentlich erhalten wir Auskunftersuchen oder Mitteilungen über eine mögliche Haftung von der EPA und staatlichen Umweltbehörden, in denen behauptet wird, dass wir eine potenziell verantwortliche Partei gemäß CERCLA oder einem entsprechenden staatlichen Gesetz sind. Gelegentlich werden wir auch von diesen Behörden oder von privaten Parteien in Kostendeckungsprozesse verwickelt. In diesen Anträgen, Bescheiden und Gerichtsverfahren wird die potenzielle Haftung für Sanierungskosten an verschiedenen Standorten geltend gemacht, die sich in der Regel nicht in unserem Besitz befinden, aber angeblich Abfälle enthalten, die auf unsere früheren Tätigkeiten zurückzuführen sind. Zum 31. Dezember 2023 gab es 15 Standorte in den USA, an denen wir als potenziell verantwortliche Partei gemäß CERCLA und vergleichbaren staatlichen Gesetzen identifiziert wurden.

Bei den meisten Superfund-Standorten ist unsere potenzielle Haftung deutlich geringer als die gesamten Sanierungskosten, da der Anteil des uns zuzuschreibenden Abfalls im Vergleich zu dem aller anderen potenziell verantwortlichen Parteien relativ gering ist. Obwohl die Haftung der potenziell Verantwortlichen bei bundesstaatlichen Standorten in der Regel gesamtschuldnerisch ist und bei staatlichen Standorten häufig der Fall ist, hatten andere potenziell Verantwortliche an Standorten, an denen wir beteiligt sind, in der Regel die Finanzkraft, ihren Verpflichtungen nachzukommen, und wo dies nicht der Fall war oder potenziell Verantwortliche nicht ausfindig gemacht werden konnten, hat sich unser Anteil an der Haftung nicht wesentlich erhöht. Viele der Standorte, für die wir potenziell verantwortlich sind, werden noch von der EPA oder den betreffenden staatlichen Behörden untersucht. Vor der eigentlichen Sanierung bewerten die potenziell Verantwortlichen normalerweise die Standortbedingungen, teilen die Verantwortung zu und legen die geeigneten Sanierungsmaßnahmen fest. In einigen Fällen kann es vorkommen, dass wir nicht haften oder einen Vergleich erzielen. Die tatsächlichen Sanierungskosten fallen im Allgemeinen an, nachdem die Parteien die Genehmigung der EPA oder einer entsprechenden staatlichen Behörde erhalten haben. Es gibt relativ wenige Standorte, an denen wir maßgeblich beteiligt sind, und angesichts des Zeitplans und der Höhe der zu erwartenden Ausgaben dürften weder die Sanierungskosten an diesen Standorten noch die Kosten an allen CERCLA-Standorten insgesamt wesentliche nachteilige Auswirkungen auf unsere Wettbewerbs- oder Finanzlage haben.

Die aufgewendeten Umweltkosten beliefen sich im Jahr 2023 auf 791 Mio. \$ und werden sich voraussichtlich auf etwa 937 Mio. \$ und 946 Mio. \$ in den Jahren 2024 bzw. 2025. Die aktivierten Umweltkosten beliefen sich im Jahr 2023 auf 393 Mio. USD und werden voraussichtlich in den Jahren 2024 und 2025 bei 438 Mio. USD bzw. 450 Mio. USD liegen.

Die Rückstellungen für Sanierungsmaßnahmen werden nicht um potenzielle Rückforderungen von Versicherern oder anderen Dritten gekürzt und nicht abgezinst (mit Ausnahme der im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses übernommenen Verbindlichkeiten, die wir auf abgezinster Basis erfassen).

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 waren oder an denen von ConocoPhillips erzeugter Abfall entsorgt wurde. Die Rückstellung umfasst auch eine Reihe von Standorten, die wir identifiziert haben, die möglicherweise eine Umweltsanierung erfordern, die aber derzeit nicht Gegenstand von CERCLA-, RCRA- oder anderen behördlichen Durchsetzungsmaßnahmen sind. Die Gesetze, die eine Umweltsanierung vorschreiben oder ansprechen, können rückwirkend und unabhängig von einem Verschulden, der Rechtmäßigkeit der ursprünglichen Aktivitäten oder dem aktuellen Besitz oder der Kontrolle der Standorte gelten. Falls zutreffend, bilden wir Rückstellungen für wahrscheinliche Rückforderungen von Versicherungen oder anderen Dritten. In der Zukunft können uns sowohl unter CERCLA als auch unter RCRA erhebliche Kosten entstehen.

Die Dauer und die Kosten von Sanierungsmaßnahmen sind von Standort zu Standort sehr unterschiedlich und hängen von der Mischung aus einzigartigen Standortmerkmalen, sich entwickelnden Sanierungstechnologien, verschiedenen Aufsichtsbehörden und Durchsetzungsmaßnahmen sowie dem Vorhandensein oder Nichtvorhandensein von potenziell haftbaren Dritten ab. Daher ist es schwierig, vernünftige Schätzungen der zukünftigen Sanierungskosten zu entwickeln.

Am 31. Dezember 2023 enthielt unsere Bilanz Rückstellungen für Umweltkosten in Höhe von insgesamt 184 Millionen US-Dollar, verglichen mit

Zum 31. Dezember 2022 beliefen sich die Kosten für Sanierungsmaßnahmen in den USA und Kanada auf 182 Millionen US-Dollar. Wir erwarten, dass ein wesentlicher Teil dieser Ausgaben innerhalb der nächsten 30 Jahre anfallen wird.

Ungeachtet des Vorstehenden und wie bei anderen Unternehmen, die in ähnlichen Geschäftsbereichen tätig sind, sind Umweltkosten und -verbindlichkeiten ein inhärentes Problem unserer Geschäftstätigkeit und unserer Produkte, und es kann nicht garantiert werden, dass keine wesentlichen Kosten und Verbindlichkeiten anfallen. Wir erwarten jedoch derzeit keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf unsere Betriebsergebnisse oder unsere Finanzlage, die sich aus der Einhaltung der geltenden Umweltgesetze und -vorschriften ergeben.

Siehe Punkt 1A. Risikofaktoren - Wir gehen davon aus, dass wir aufgrund der Einhaltung bestehender und künftiger Umweltgesetze und -vorschriften weiterhin erhebliche Investitions- und Betriebskosten haben werden, und siehe Anmerkung 11 für Informationen zu Umweltrechtsstreitigkeiten.

Klimawandel

Die anhaltende politische und gesellschaftliche Aufmerksamkeit für das Thema des globalen Klimawandels hat zu einem breiten Spektrum an vorgeschlagenen oder verkündeten staatlichen, nationalen und internationalen Gesetzen geführt, die sich auf die Reduzierung von Treibhausgasemissionen konzentrieren. Diese vorgeschlagenen oder verkündeten Gesetze gelten oder könnten in Ländern gelten, in denen wir Interessen haben oder in der Zukunft haben könnten. Die Gesetze in diesem Bereich entwickeln sich ständig weiter, und obwohl es nicht möglich ist, einen Zeitplan für die Umsetzung oder unsere zukünftigen Kosten für die Einhaltung der Vorschriften im Zusammenhang mit der Umsetzung genau abzuschätzen, könnten solche Gesetze, wenn sie in Kraft treten, wesentliche Auswirkungen auf unsere Betriebsergebnisse und unsere finanzielle Lage haben. Beispiele für Gesetze und Vorläufer möglicher Regelungen, die unsere Geschäftstätigkeit beeinflussen oder beeinflussen könnten, sind

- Europäischen Emissionshandelssystems (ETS), dem Programm, mit dem viele EU-Mitgliedstaaten das Kyoto-Protokoll umsetzen. Unsere Kosten für die Einhaltung des EU-ETS im Jahr 2023 beliefen sich auf etwa 28 Millionen US-Dollar (Nettoanteil vor Steuern).
- U.K. Emissions Trading Scheme, das Programm, mit dem das Vereinigte Königreich das ETS ersetzt hat. Unsere Kosten für die Einhaltung des britischen ETS im Jahr 2023 beliefen sich auf etwa 0,8 Millionen US-Dollar (Nettoanteil vor Steuern).
- Die TIER-Verordnung (Technology Innovation and Emissions Reduction) von Alberta schreibt vor, dass jede bestehende Anlage mit Emissionen von mindestens 100.000 Tonnen Kohlendioxid oder einem Äquivalent pro Jahr eine Benchmark-Intensität der Anlage erfüllen muss. Die Gesamtkosten für die Einhaltung dieser Verordnung beliefen sich im Jahr 2023 auf etwa 3,5 Millionen Dollar (Nettoanteil vor Steuern).
- Die US-Regierung hat am 17. September 2021 die Global Methane Pledge angekündigt, eine globale Initiative zur Senkung der weltweiten Methanemissionen um mindestens 30 Prozent gegenüber dem Stand von 2020 bis 2030.
- Kohlenstoffsteuern in bestimmten Rechtsordnungen. Die Kosten für die Einhaltung der norwegischen Kohlendioxid-Gesetzgebung im Jahr 2023 belaufen sich auf etwa 35 Millionen US-Dollar (Nettoanteil vor Steuern). Außerdem müssen wir eine Kohlenstoffsteuer für Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe in unseren Betrieben in British Columbia und Alberta in Kanada zahlen, die sich auf insgesamt etwa 8,2 Mio. USD (Nettoanteil vor Steuern) beläuft.
- Das Abkommen, das im Dezember 2015 in Paris auf der 21.st Konferenz der Vertragsparteien des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen erzielt wurde und einen Prozess zur Erreichung globaler Emissionsreduzierungen festlegt. Die neue Regierung hat die Vereinigten Staaten erneut auf das Pariser Abkommen verpflichtet, und eine beträchtliche Anzahl von US-Bundesstaaten und lokalen Regierungen sowie große Unternehmen mit Sitz in den USA haben ebenfalls entsprechende Verpflichtungen angekündigt. Dementsprechend hat die US-Regierung am 22. April 2021 ein neues Ziel für eine 50- bis 52-prozentige Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber dem Stand von 2005 festgelegt.
- Die US-Umweltbehörde EPA hat am 2. Dezember 2023 die endgültigen New Source Performance Standards (OOOOb) und Emissionsrichtlinien (OOOOc) angekündigt. Während die Industrie auf die endgültige Veröffentlichung des Regelwerks wartet, gehen wir davon aus, dass die Umsetzung dieser Vorschriften in unserem gesamten US-Portfolio zu zusätzlichen Kosten für die Einhaltung der Vorschriften führen wird. Die vorgeschlagenen Sub-Part-W-Vorschriften und das Programm zur Reduzierung von Methanemissionen (MERP), das im Rahmen des Inflation Reduction Act von 2022 verabschiedet wurde, werden sich möglicherweise auf unser Geschäft auswirken. Die Umsetzung der MERP-Gebühr, die für die Emissionen des Jahres 2024 gilt, wurde von der EPA noch nicht endgültig festgelegt.

- Regierungen und Finanzaufsichtsbehörden entwickeln neue Berichterstattungsvorschriften, die eine verstärkte Offenlegung zu einer Reihe von Nachhaltigkeitsthemen vorschreiben. Im März 2022 schlug die US-Börsenaufsichtsbehörde SEC Regeländerungen vor, nach denen Registrierungspflichtige verpflichtet wären, bestimmte klimabezogene Angaben in ihre Registrierungserklärungen und regelmäßigen Berichte aufzunehmen; im Januar 2023 stellte die EU die Richtlinie zur Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen fertig, die eine detailliertere Nachhaltigkeitsberichterstattung vorschreibt; im Juni 2023 veröffentlichte das International Sustainability Standards Board die Eröffnungsstandards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung; und im Oktober 2023 wurden in Kalifornien mehrere Gesetze unterzeichnet, die klimabezogene Angaben für Unternehmen vorschreiben, die in diesem Bundesstaat tätig sind. Der sich entwickelnde Flickenteppich von Berichterstattungsstandards kann eine erhebliche Ausweitung der Offenlegungen erfordern, deren Umsetzung kostspielig sein kann.
- Der U.S. Council on Environmental Quality bereitet sich darauf vor, Anfang 2024 überarbeitete Vorschriften im Rahmen des National Environmental Policy Act (NEPA Phase 2) zusammen mit den entsprechenden Leitlinien zur Berücksichtigung von Treibhausgasemissionen und Klimawandel zu verabschieden. Die Betonung des neuen Rechtsrahmens auf die Vermeidung und Minimierung von Klimaauswirkungen erhöht die Unsicherheit im Zusammenhang mit dem bundesstaatlichen Umweltprüfungs- und Genehmigungsverfahren für Öl- und Gasaktivitäten.

Die Einhaltung geänderter Gesetze und Vorschriften, die eine Treibhausgassteuer, ein Emissionshandelssystem oder Maßnahmen zur Treibhausgasreduzierung vorsehen, könnten unsere Kosten erheblich erhöhen, die Nachfrage nach Produkten aus fossilen Energieträgern verringern, die Kosten und die Verfügbarkeit von Kapital beeinträchtigen und unsere Anfälligkeit für Rechtsstreitigkeiten erhöhen. Solche Gesetze und Vorschriften könnten auch die Nachfrage nach weniger kohlenstoffintensiven Energiequellen, einschließlich Erdgas, erhöhen. Die letztendliche Auswirkung auf unsere finanzielle Leistung, ob positiv oder negativ, wird von einer Reihe von Faktoren abhängen, einschließlich, aber nicht beschränkt auf:

- ob und in welchem Umfang Gesetze oder Vorschriften erlassen werden;
- Der Zeitpunkt der Einführung einer solchen Gesetzgebung oder Regelung;
- Die Art der Gesetzgebung (z. B. ein Cap-and-Trade-System oder eine Emissionssteuer) oder Verordnung;
- Der Preis, der den Treibhausgasemissionen auferlegt wird (entweder durch den Markt oder durch eine Steuer);
- Die erforderlichen Treibhausgasreduktionen;
- Der Preis und die Verfügbarkeit von Kompensationen;
- Menge und Zuteilung von Zertifikaten;
- Technologische und wissenschaftliche Entwicklungen, die zu neuen Produkten oder Dienstleistungen führen;
- alle potenziellen signifikanten physischen Auswirkungen des Klimawandels (z. B. Zunahme von Unwetterereignissen, Veränderungen des Meeresspiegels und Temperaturschwankungen); und
- ob und inwieweit sich die gestiegenen Kosten für die Einhaltung der Vorschriften letztlich 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 von Treibhausgasemissionen, können unsere Geschäftspläne beeinträchtigen oder einschränken, zu erheblichen Ausgaben führen, alternative Energienutzungen fördern oder die Nachfrage nach unseren Produkten verringern, sowie Anmerkung 11 für Informationen zu Rechtsstreitigkeiten im Zusammenhang mit dem Klimawandel.

Reaktion des Unternehmens auf klimabedingte Risiken

Im Jahr 2020 haben wir einen an den Pariser Beschlüssen orientierten Rahmen für klimabezogene Risiken eingeführt, mit dem Ziel, unsere betrieblichen Emissionen (Scope 1 und 2) bis 2050 auf Null zu reduzieren. Ziel unserer Klimarisikostategie ist es, klimabezogene Risiken zu managen, Chancen zu optimieren und das Unternehmen in die Lage zu versetzen, auf Veränderungen der wichtigsten Unwägbarkeiten zu reagieren, darunter die Politik der Regierungen weltweit, Technologien zur Emissionsreduzierung, alternative Energietechnologien und Veränderungen der Verbrauchertrends. Die Strategie legt unsere Entscheidungen in Bezug auf die Zusammensetzung des Portfolios, die Emissionsreduzierung, Ziele und Anreize, die Entwicklung emissionsbezogener Technologien sowie unser Engagement in der Klimapolitik und im Finanzsektor dar.

Ein wichtiger Bestandteil unserer Klimarisikostategie ist der Plan für die Netto-Null-Energieumstellung (der "Plan"). In dem Plan wird dargelegt, wie wir eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielen wollen, indem wir unser dreifaches Mandat erfüllen: zuverlässige und verantwortungsvolle Deckung der Nachfrage nach Energiewandlungspfaden, Erzielung wettbewerbsfähiger Kapitalrenditen und Erreichung unseres Ziels, die betrieblichen Emissionen auf Null zu reduzieren. Der Plan legt auch dar, wie wir unsere strategischen Fähigkeiten und Ressourcen einsetzen wollen, um die Herausforderungen des Klimawandels auf wirtschaftlich tragfähige, verantwortliche und umsetzbare Weise zu bewältigen und dabei die Interessen unserer Stakeholder in Einklang zu bringen.

Zu den Schlüsselementen des Plans gehören:

- Strategische Flexibilität beibehalten
 - Aufbau eines widerstandsfähigen Anlagenportfolios mit Schwerpunkt auf niedrigen Versorgungskosten und geringer Treibhausgasintensität zur Deckung des Energiebedarfs auf dem Übergangspfad.
 - Verpflichtung zur Kapitaldisziplin durch Verwendung von vollständig belasteten Versorgungskosten, einschließlich der Kohlenstoffkosten, als Grundlage für die Kapitalzuweisung.
- Reduzierung der Scope 1 und 2 Emissionen
 - Festlegung von Zielen für Emissionen, die in unserem Besitz sind und über die wir Kontrolle haben, mit dem Ziel, bis 2050 ein Netto-Null-Unternehmen für Scope 1- und 2-Emissionen zu werden.
- Umgang mit Scope-3-Emissionen
 - Befürwortung eines gut durchdachten, wirtschaftsweiten Preises für Kohlenstoff und Beteiligung an der Entwicklung anderer politischer Maßnahmen und Rechtsvorschriften zur Bekämpfung der Endverbraucheremissionen.
 - Zusammenarbeit mit unseren Zulieferern, um die Reduzierung von Treibhausgasemissionen zu erreichen.
- Beitrag zu einem geordneten Übergang
 - Aufbau eines attraktiven LNG-Portfolios.
 - Bewertung potenzieller Investitionen in neu entstehende Energiewende- und kohlenstoffarme Technologien.

Unser Plan enthält kein Ziel für Scope 3 (Endverbrauchsemissionen). Wir erkennen an, dass die Endverbrauchsemissionen reduziert werden müssen, um die globalen Klimaziele zu erreichen. Wir sind jedoch der Ansicht, dass angebotsseitige Beschränkungen durch Scope-3-Ziele für nordamerikanische und europäische Upstream-Öl- und Gasproduzenten kontraproduktiv für die Klimaziele wären. In Ermangelung politischer Maßnahmen, die auf die globale Nachfrage abzielen, und angesichts der Tatsache, dass Form und Tempo von Technologie und Politik noch nicht feststehen, würde die Festlegung und Einhaltung von Scope-3-Zielen eine Verlagerung der Produktion zu anderen globalen Betreibern erfordern, die weniger ehrgeizige oder gar keine Ziele zur Reduzierung ihrer eigenen betrieblichen Emissionen festgelegt haben oder keine anderen Ambitionen oder Pläne zur Bewältigung klimabezogener Risiken haben, was zu einer Aushöhlung der Energiesicherheit und Erschwinglichkeit führen und die globalen Klimaziele untergraben könnte. Aus diesem Grund haben wir stets eine herausragende Rolle bei der Befürwortung eines gut konzipierten, gesamtwirtschaftlichen Preises für Kohlenstoff übernommen und uns an der Entwicklung anderer politischer Maßnahmen oder Gesetze beteiligt, die sich mit den Endverbraucheremissionen aus kohlenstoffintensiver Energienutzung befassen könnten. Wir haben unser politisches Engagement über die Bepreisung von Kohlenstoff hinaus auch auf regulatorische Maßnahmen ausgeweitet, wie z. B. die Unterstützung der direkten Regulierung von Methan.

Um unsere Scope-1- und Scope-2-Emissionen zu reduzieren, haben wir im Jahr 2023 in mehreren Schlüsselbereichen Fortschritte erzielt.

- Wir haben unsere auf Paris ausgerichtete Klimarisikostategie weiter verfeinert.
- Beschleunigung unseres Ziels, die Treibhausgasintensität bis 2030 um 50 bis 60 Prozent zu senken, ausgehend von einem Basisjahr 2016, sowohl für die Brutto- als auch für die Netto-Eigenkapitalemissionen.
- Erreichen des Gold Standard Pathway im Rahmen der OGMP 2.0 Initiative.
- Wir haben unser neues Ziel für die Methanemissionen für 2030 umgesetzt, das bei etwa 1,5 Kilogramm Kohlendioxidäquivalent pro BOE oder 0,15 Prozent des geförderten Gases liegt.

Unsere Bemühungen zur Emissionsreduzierung und unser Netto-Null-Ziel werden von unserer multidisziplinären Low-Carbon Technologies Organisation unterstützt. *Siehe Punkt 1A. Risikofaktoren - Unsere Fähigkeit, unsere Pläne zur Energiewende erfolgreich umzusetzen, unterliegt einer Reihe von Risiken und Unsicherheiten und kann kostspielig sein.*

Neue Rechnungslegungsstandards

Zur Erläuterung der neuen Rechnungslegungsstandards *siehe Anmerkung 25.*

Kritische Schätzungen der Rechnungslegung

Die Erstellung von Jahresabschlüssen in Übereinstimmung mit den GAAP erfordert von der Geschäftsleitung die Auswahl geeigneter Rechnungslegungsgrundsätze sowie die Vornahme von Schätzungen und Annahmen, die sich auf die ausgewiesenen Beträge der Aktiva, Passiva, Erträge und Aufwendungen auswirken. *Siehe Anmerkung 1* für eine Beschreibung unserer wichtigsten Rechnungslegungsgrundsätze. Bestimmte dieser Rechnungslegungsgrundsätze beinhalten Ermessensentscheidungen und Ungewissheiten in einem solchen Ausmaß, dass eine begründete Wahrscheinlichkeit besteht, dass unter anderen Bedingungen oder bei Verwendung anderer Annahmen wesentlich andere Beträge ausgewiesen worden wären. Diese kritischen buchhalterischen Schätzungen werden mindestens einmal jährlich mit dem Prüfungs- und Finanzausschuss des Verwaltungsrats besprochen. Wir sind der Ansicht, dass die folgenden Erörterungen der kritischen Schätzungen alle wichtigen Bereiche der Rechnungslegung betreffen, in denen die Art der Schätzungen oder Annahmen aufgrund der Subjektivität und des Ermessensspielraums, die für die Berücksichtigung höchst ungewisser Sachverhalte oder der Anfälligkeit solcher Sachverhalte für Änderungen erforderlich sind, wesentlich ist.

Öl- und Gasbuchhaltung

Die Rechnungslegung für Öl- und Gasaktivitäten unterliegt besonderen Rechnungslegungsvorschriften, die nur in der Öl- und Gasindustrie gelten. Der Erwerb von seismischen G&G-Informationen vor der Entdeckung von nachgewiesenen Reserven wird ähnlich wie Forschungs- und Entwicklungskosten als Aufwand verbucht. Die Kosten für den Erwerb von Pachtgrundstücken und die Kosten für Erkundungsbohrungen werden jedoch in der Bilanz aktiviert, bis festgestellt wird, ob nachgewiesene Öl- und Gasreserven vorhanden sind.

Kosten für den Erwerb von Immobilien

Bei individuell bedeutsamen Pachtgrundstücken prüft das Management regelmäßig die Wertminderung auf der Grundlage der bisherigen Explorations- und Bohrarbeiten. Bei unbedeutenden einzelnen Pachtgrundstücken bestimmt das Management nach eigenem Ermessen die prozentuale Wahrscheinlichkeit, dass das Projekt letztendlich keine nachgewiesenen Öl- und Gasreserven finden wird, einschließlich Schätzungen der zukünftigen Verfallszeiten, und fasst diese Pachtgrundstücksinformationen mit anderen in ähnlichen geografischen Gebieten zusammen. Bei Schürfstellen in Gebieten, in denen bisher nur wenige oder gar keine Erkundungsbohrungen durchgeführt wurden, wird die prozentuale Wahrscheinlichkeit eines endgültigen Scheiterns normalerweise als recht hoch eingeschätzt. Dieser geschätzte Prozentsatz wird mit den Anschaffungskosten für das Erbbaurecht multipliziert, und dieses Produkt wird durch die Vertragslaufzeit des Erbbaurechts geteilt, um einen regelmäßigen Wertminderungsaufwand für das Erbbaurecht zu ermitteln, der im Explorationsaufwand ausgewiesen wird. Dieser Prozentsatz der Wahrscheinlichkeit wird während der Vertragslaufzeit des Erbbaurechts auf der Grundlage günstiger oder ungünstiger Explorationsaktivitäten auf dem Erbbaurecht oder auf benachbarten Erbbaurechten neu bewertet und angepasst, und der Abschreibungsaufwand für die Wertminderung von Erbbaurechten wird vorausschauend angepasst.

Zum Jahresende 2023 verfügte das Unternehmen über aktivierte Nettokosten für nicht erprobte Grundstücke in Höhe von 4,4 Mrd. \$, die sich in erster Linie aus individuell bedeutsamen und gepoolten Pachtgrundstücken, durch Eigentumsrechte auf Dauer gesicherten Mineralrechten, in der Bohrung befindlichen Explorationsbohrungen, ausgesetzten Explorationsbohrungen und aktivierten Zinsen zusammensetzten. Von diesem Betrag entfallen etwa 3,0 Mrd. \$ auf das Delaware- und das Midland-Becken, in denen wir ein laufendes, umfangreiches und aktives Erschließungsprogramm haben. Außerhalb des Delaware- und Midland-Beckens konzentrieren sich die verbleibenden \$1,4 Milliarden hauptsächlich auf Kanada. Das Management überprüft regelmäßig die Werthaltigkeit unserer unerprobten Liegenschaften auf der Grundlage der Ergebnisse der Explorations- und Bohrarbeiten und der Aussichten für die Kommerzialisierung.

Sondierungskosten

Bei Erkundungsbohrungen werden die Bohrkosten vorübergehend in der Bilanz aktiviert oder "ausgesetzt", bis festgestellt wird, ob durch die Bohrungen potenziell wirtschaftliche Öl- und Gasreserven entdeckt wurden, die eine Erschließung rechtfertigen.

Wenn Erkundungsbohrungen auf potenziell wirtschaftliche Öl- und Gasmengen stoßen, bleiben die Bohrkosten in der Bilanz aktiviert, solange ausreichende Fortschritte bei der Bewertung der Reserven und der wirtschaftlichen und betrieblichen Rentabilität des Projekts gemacht werden. Der buchhalterische Begriff des "ausreichenden Fortschritts" ist eine Ermessensfrage, aber die Rechnungslegungsvorschriften verbieten die fortgesetzte Aktivierung der Kosten für ausgesetzte Bohrungen in der Erwartung, dass sich die Marktbedingungen in Zukunft verbessern oder neue Technologien gefunden werden, die die Erschließung wirtschaftlich rentabel machen würden. Die Möglichkeit, in die Erschließungsphase einzutreten und nachgewiesene Reserven auszuweisen, hängt häufig von der Erteilung von Genehmigungen und von behördlichen Genehmigungen oder von Genehmigungen von Vertragspartnern ab, deren Zeitpunkt letztlich außerhalb unserer Kontrolle liegt. Die Kosten für Erkundungsbohrungen bleiben ausgesetzt, solange wir uns aktiv um solche Genehmigungen und Zulassungen bemühen und davon ausgehen, dass wir sie erhalten werden. Sobald alle erforderlichen Genehmigungen und Erlaubnisse vorliegen, gehen die Projekte in die Entwicklungsphase über und die Öl- und Gasreserven werden als nachgewiesene Reserven ausgewiesen.

Zum Jahresende 2023 betrugen die Gesamtkosten für suspendierte Bohrungen 184 Millionen USD, verglichen mit 527 Millionen USD zum Jahresende 2022. Weitere Informationen zu suspendierten Bohrungen, einschließlich einer Alterungsanalyse, *finden Sie in Anmerkung 6*.

Nachgewiesene Reserven

Technische Schätzungen der Mengen nachgewiesener Reserven sind von Natur aus ungenau und stellen nur ungefähre Beträge dar, da die Entwicklung solcher Informationen mit Beurteilungen verbunden ist. Die Reservenschätzungen beruhen auf geologischen und technischen Bewertungen des vorhandenen Kohlenwasserstoffvolumens, dem Produktionsplan, historischen Gewinnungs- und Verarbeitungsfaktoren, der installierten Betriebskapazität der Anlagen und den genehmigten Betriebsgrenzen. Die Verlässlichkeit dieser Schätzungen zu einem bestimmten 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 inhärenten Ungenauigkeit dieser technischen Schätzungen schreiben die Rechnungslegungsvorschriften die Offenlegung von "nachgewiesenen" Reservenschätzungen vor, da diese Schätzungen für ein besseres Verständnis des wahrgenommenen Wertes und der künftigen Cashflows der Geschäftstätigkeit eines Unternehmens wichtig sind. Es gibt mehrere maßgebliche Richtlinien bezüglich der technischen Kriterien, die erfüllt sein müssen, bevor geschätzte Reserven als "nachgewiesen" bezeichnet werden können. Unsere geowissenschaftliche und lagerstättentechnische Organisation verfügt über Richtlinien und Verfahren, die mit diesen maßgeblichen Richtlinien in Einklang stehen. Wir verfügen über geschultes und erfahrenes internes technisches Personal, das unsere nachgewiesenen Reserven, die sich im Besitz von konsolidierten Unternehmen befinden, sowie unseren Anteil an verbundenen Unternehmen schätzt. Weitere Informationen finden Sie unter *"Ergänzende Daten - Öl- und Gasgeschäft"*.

Die Schätzungen der nachgewiesenen Reserven werden jährlich im vierten Quartal und im Laufe des Jahres angepasst, wenn sich wesentliche Änderungen ergeben, und berücksichtigen die jüngsten Informationen über die Produktion und den Untergrund der einzelnen Felder. Wie in den aktuellen Richtlinien vorgeschrieben, basiert das geschätzte zukünftige Datum, an dem ein Vermögenswert das Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht, auf historischen 12-Monats-Durchschnittspreisen und aktuellen Kosten. Dieses Datum schätzt das Ende der Produktion und beeinflusst die Höhe der geschätzten Reserven. Da sich die Preise und Kosten von Jahr zu Jahr ändern, ändert sich auch die Schätzung der nachgewiesenen Reserven. Im Allgemeinen sinken unsere nachgewiesenen Reserven bei sinkenden 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 variable Lizenzgebühren und unterliegen Schwankungen bei den Rohstoffpreisen, den erstattungsfähigen Betriebskosten und den Kapitalkosten. Wenn die Kosten stabil bleiben, werden sich die der Kostendeckung zuzuschreibenden Reservenmengen umgekehrt zu den Änderungen der Rohstoffpreise verändern. Wir würden erwarten, dass die Reserven aus diesen Verträgen abnehmen, wenn die Produktpreise steigen, und zunehmen, wenn die Preise fallen.

Die Schätzung der nachgewiesenen Reserven ist auch für die Gewinn- und Verlustrechnung von Bedeutung, da die geschätzten nachgewiesenen Reserven für ein Feld als Nenner in der Unit-of-Production-Berechnung der DD&A der aktivierten Kosten für diesen Vermögenswert dienen. Zum Jahresende 2023 betrug der Nettobuchwert der produktiven PP&E, die einer Unit-of-Production-Berechnung unterliegen, etwa

62 Mrd. \$ und die für diese Vermögenswerte im Jahr 2023 verbuchten DD&A beliefen sich auf etwa 8,1 Mrd. \$. Die geschätzten nachgewiesenen erschlossenen Reserven für unsere konsolidierten Betriebe betrugen Ende 2022 3,8 Milliarden BOE und Ende 2023 3,7 Milliarden BOE. Wären die geschätzten nachgewiesenen Reserven, die in den Berechnungen der Produktionseinheiten verwendet wurden, in allen Berechnungen um 10 Prozent niedriger gewesen, wären die DD&A vor Steuern im Jahr 2023 um schätzungsweise 894 Millionen US-Dollar gestiegen.

Unternehmenszusammenschluss - Bewertung von Öl- und Gasgrundstücken

Bei Unternehmenszusammenschlüssen wendet das Management die Grundsätze der Bilanzierung von Akquisitionen gemäß FASB ASC Topic 805 - "Business Combinations" an und ordnet den Kaufpreis den erworbenen Vermögenswerten und übernommenen Verbindlichkeiten auf der Grundlage ihrer geschätzten Marktwerte zum Erwerbszeitpunkt zu. Die Schätzung der beizulegenden Zeitwerte erfordert verschiedene Annahmen, wobei die wichtigsten Annahmen die beizulegenden Zeitwerte der nachgewiesenen und nicht nachgewiesenen Öl- und Gasvorkommen betreffen. Bei bedeutenden Unternehmenszusammenschlüssen wendet das Management im Allgemeinen einen Discounted-Cashflow-Ansatz an, der auf den Annahmen von Marktteilnehmern beruht, und zieht in Erwägung, externe Bewertungsexperten mit der Erstellung von Schätzungen des beizulegenden Zeitwerts zu beauftragen.

Zu den wesentlichen Faktoren, die in die Bewertung einfließen, gehören die Annahmen über die künftigen Rohstoffpreise und die Produktionsprofile der Reservenschätzungen, das Tempo der Bohrpläne, die künftigen Betriebs- und Erschließungskosten, die Inflationsraten und die Abzinsungssätze unter Verwendung eines marktbasierten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes, der zum Zeitpunkt des Erwerbs ermittelt wurde. Bei der Schätzung des beizulegenden Zeitwerts von unerprobten Grundstücken werden zusätzliche Risikogewichtungen für wahrscheinliche und mögliche Reserven vorgenommen.

Die in die Schätzungen des beizulegenden Zeitwerts einfließenden Annahmen und Inputs unterliegen einer erheblichen Ermessensausübung des Managements und beruhen auf den zum Zeitpunkt des Erwerbs vorherrschenden Branchen-, Markt- und Wirtschaftsbedingungen. Obwohl wir diesen Schätzungen Annahmen zugrunde gelegt haben, die wir für angemessen halten, sind diese Schätzungen von Natur aus unvorhersehbar und unsicher, und die tatsächlichen Ergebnisse können davon abweichen. *Siehe Anmerkung 3.*

Wertminderungen

Langlebige, betrieblich genutzte Vermögensgegenstände werden auf ihre Werthaltigkeit hin überprüft, wenn Änderungen der Tatsachen und Umstände auf eine mögliche signifikante Verschlechterung der künftigen Cashflows hinweisen, die von einer Gruppe von Vermögensgegenständen voraussichtlich erwirtschaftet werden. Wenn es Anzeichen dafür gibt, dass der Buchwert eines Vermögenswerts nicht wiedererlangt werden kann, wird ein Werthaltigkeitstest durchgeführt, der auf den Annahmen des Managements für Preise, Mengen und zukünftige Entwicklungspläne basiert. Liegt die Summe der nicht abgezinsten Cashflows vor Ertragsteuern unter dem Buchwert der Gruppe von Vermögenswerten, wird der Buchwert auf den geschätzten beizulegenden Zeitwert abgeschrieben und als Wertminderung in den Zeiträumen ausgewiesen, in denen diese Feststellung getroffen wird. Einzelne Vermögenswerte werden für Wertminderungszwecke auf der niedrigsten Ebene gruppiert, für die es identifizierbare Cashflows gibt, die weitgehend unabhängig von den Cashflows anderer Gruppen von Vermögenswerten sind - im Allgemeinen auf einer Feld-für-Feld-Basis für E&P-Anlagen. Da es in der Regel keine notierten Marktpreise für langlebige Wirtschaftsgüter gibt, wird der beizulegende Zeitwert von wertgeminderten Wirtschaftsgütern in der Regel auf der Grundlage des Barwerts der erwarteten künftigen Cashflows unter Verwendung von Abzinsungssätzen und -preisen bestimmt, die mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, oder auf der Grundlage eines Vielfachen des operativen Cashflows, der nach Möglichkeit anhand historischer Markttransaktionen für ähnliche Wirtschaftsgüter validiert wird.

Die erwarteten künftigen Cashflows, die für die Überprüfung der Wertminderung und die damit verbundenen Berechnungen des beizulegenden Zeitwerts verwendet werden, basieren auf den geschätzten künftigen Produktionsmengen, Rohstoffpreisen, Betriebskosten und Kapitalentscheidungen unter Berücksichtigung aller zum Zeitpunkt der Überprüfung verfügbaren Informationen. Abweichende Annahmen können den Zeitpunkt und die Höhe einer Wertminderung in jeder Periode beeinflussen. *Siehe Anmerkung 6 und Anmerkung 7.*

Beteiligungen an nicht konsolidierten Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, werden immer dann auf Wertminderung geprüft, wenn Änderungen der Tatsachen und Umstände darauf hinweisen, dass eine Wertminderung eingetreten ist. Ein solcher Hinweis auf eine Wertminderung kann darin bestehen, dass wir nicht in der Lage sind, den Buchwert zu realisieren, dass keine nachhaltige Ertragskraft vorhanden ist, die den aktuellen Investitionsbetrag rechtfertigen würde, oder dass der aktuelle Marktwert unter dem Buchwert der Beteiligung liegt. Wird ein solcher Zustand nach eigenem Ermessen als nicht nur vorübergehend eingestuft, wird eine Wertminderung in Höhe der Differenz zwischen dem Buchwert und dem geschätzten beizulegenden Zeitwert der Beteiligung verbucht. Bei der Feststellung, ob eine Wertminderung nicht nur vorübergehend ist, berücksichtigt die Geschäftsleitung Faktoren wie die Dauer und das Ausmaß der Wertminderung, die finanzielle Lage und die kurzfristigen Aussichten des Beteiligungsunternehmens sowie unsere Fähigkeit und Absicht, unsere Beteiligung für einen Zeitraum zu halten, der ausreicht, um eine erwartete Erholung des Marktwertes der Beteiligung zu ermöglichen. Da börsennotierte Marktpreise in der Regel nicht verfügbar sind, basiert der beizulegende Zeitwert in der Regel auf dem Barwert der erwarteten künftigen Cashflows unter Verwendung von Abzinsungssätzen und Preisen, die mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, sowie gegebenenfalls auf einer Marktanalyse vergleichbarer Vermögenswerte des Beteiligungsunternehmens. Abweichende Annahmen könnten den Zeitpunkt und die Höhe einer Wertminderung einer Beteiligung in jeder Periode beeinflussen. *Siehe den Abschnitt "APLNG" in Anmerkung 4.*

Rückbauverpflichtungen und Umweltkosten

Im Rahmen verschiedener Verträge, Genehmigungen und Vorschriften haben wir wesentliche rechtliche Verpflichtungen zur Beseitigung von Sachanlagen und zur Wiederherstellung des Landes oder des Meeresbodens nach Beendigung des Betriebs an den Betriebsstätten. Unsere größten Verpflichtungen zur Beseitigung von Vermögenswerten betreffen die Schließung und Stilllegung von Bohrlöchern, die Beseitigung und Entsorgung von Offshore-Öl- und -Gasplattformen auf der ganzen Welt sowie von Öl- und Gasförderanlagen und Pipelines in Alaska. Der beizulegende Zeitwert wird anhand eines Barwert-Ansatzes geschätzt, der Annahmen über die geschätzte Höhe und den Zeitpunkt von Abfindungen und die Auswirkungen des Einsatzes von Technologien enthält. Die Schätzung der künftigen Kosten für die Beseitigung von Vermögenswerten erfordert ein erhebliches Maß an Urteilsvermögen. Die meisten dieser Rückbauverpflichtungen liegen viele Jahre oder Jahrzehnte in der Zukunft, und die Verträge und Vorschriften enthalten oft nur vage Beschreibungen der Rückbaupraktiken und -kriterien, die erfüllt werden müssen, wenn das Rückbaueignis tatsächlich eintritt. Der geschätzte Buchwert unserer Rückbauverpflichtungen hängt von Faktoren wie Rückbautechnologien und -kosten, behördlichen und anderen Erwägungen zur Einhaltung von Vorschriften, dem Zeitpunkt der Ausgaben und anderen Faktoren ab, die in die Bewertung der Verpflichtung einfließen, einschließlich Abzinsungs- 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 Rückbauverpflichtungen in der Gewinn- und Verlustrechnung als Erhöhungen oder Verminderungen der Rückbaukosten über die verbleibende Lebensdauer der Anlagen ausgewiesen. Bei Vermögenswerten, die sich am Ende ihres Betriebs befinden oder kurz davor stehen, sowie bei zuvor verkauften Vermögenswerten, für die wir die Rückbauverpflichtung beibehalten haben, kann eine Erhöhung der Rückbauverpflichtung jedoch zu einer sofortigen Ergebnisbelastung führen, da jede Erhöhung des Sachanlagevermögens aufgrund der erhöhten Verpflichtung wegen des niedrigen beizulegenden Zeitwerts dieser Immobilien sofort einer Wertminderung unterliegen würde.

Zusätzlich zu den Verpflichtungen zur Beseitigung von Vermögenswerten, die sich aus den oben genannten oder ähnlichen Verträgen, Genehmigungen und Vorschriften ergeben, haben wir bestimmte umweltbezogene Projekte. Diese stehen in erster Linie im Zusammenhang mit Sanierungsmaßnahmen, die von Kanada und verschiedenen US-Bundesstaaten an Explorations- und Produktionsstandorten verlangt werden. Künftige Umweltsanierungskosten lassen sich nur schwer abschätzen, da sie aufgrund von Faktoren wie der ungewissen Höhe der Sanierungskosten, der unbekannten Dauer und des Umfangs der erforderlichen Sanierungsmaßnahmen sowie der Bestimmung unserer Haftung im Verhältnis zu der anderer verantwortlicher Parteien Änderungen unterliegen können. *Siehe Anmerkung 8.*

Voraussichtliche Leistungsverpflichtungen

Die versicherungsmathematische Ermittlung der prognostizierten Leistungsverpflichtungen und des Beitragsbedarfs des Unternehmens beinhaltet eine Beurteilung ungewisser zukünftiger Ereignisse, einschließlich der geschätzten Renteneintrittsdaten, der Gehaltsniveaus zum Zeitpunkt des Renteneintritts, der Sterblichkeitsraten, der Wahl von Pauschalbeträgen, der Renditen auf das Planvermögen, der zukünftigen Kostentrends im Gesundheitswesen und der Inanspruchnahme von Gesundheitsleistungen durch Rentner. Aufgrund der besonderen Art dieser Berechnungen beauftragen wir externe Versicherungsmathematiker, die uns bei der Ermittlung der voraussichtlichen Leistungsverpflichtungen und der Beitragsanforderungen des Unternehmens unterstützen. Letztendlich müssen wir alle unverfallbaren Leistungen im Rahmen von Pensions- und Ruhestandsplänen, die nicht durch Planvermögen oder Investitionserträge finanziert werden, finanzieren, aber die in den versicherungsmathematischen Berechnungen verwendeten Beurteilungsannahmen haben einen erheblichen Einfluss auf die periodischen Abschlüsse und die Finanzierungsmuster im Laufe der Zeit. Die prognostizierten Leistungsverpflichtungen reagieren besonders empfindlich auf den angenommenen Abzinsungssatz. Eine Senkung des Abzinsungssatzes um 100 Basispunkte würde die projizierten Leistungsverpflichtungen um 600 Millionen \$ erhöhen. Der Leistungsaufwand reagiert empfindlich auf die Annahmen zum Abzinsungssatz und zur Rendite des Planvermögens. Eine Verringerung des angenommenen Abzinsungssatzes um 100 Basispunkte würde die jährlichen Leistungsausgaben um \$50 Millionen erhöhen, während eine Verringerung der angenommenen Rendite auf das Planvermögen um 100 Basispunkte die jährlichen Leistungsausgaben um \$40 Millionen erhöhen würde. Bei der Bestimmung des Abzinsungssatzes verwenden wir die Renditen hochwertiger festverzinslicher Anlagen, die auf die geschätzten Leistungs-Cashflows unserer Pläne abgestimmt sind. Wir sind auch der Möglichkeit ausgesetzt, dass die im Laufe des Jahres aus den Pensionsplänen entnommenen Kapitalleistungen die Summe der Dienstzeit- und Zinskomponenten der jährlichen Pensionsaufwendungen übersteigen und eine beschleunigte Erfassung eines Teils der nicht erfassten versicherungsmathematischen Verluste und Gewinne auslösen könnten. Diese Leistungszahlungen beruhen auf Entscheidungen der Planteilnehmer und sind daher schwer vorherzusagen. Sollte sich die erwartete Dienstzeit der gegenwärtigen Mitarbeiter erheblich verringern oder die Ansammlung von definierten Leistungen für einen Teil oder die Gesamtheit ihrer zukünftigen Leistungen für eine bedeutende Anzahl von Mitarbeitern entfallen, könnte die Gesellschaft einen Gewinn oder Verlust aus der Plankürzung verbuchen. *Siehe Anmerkung 16.*

Unvorhergesehene Ereignisse

Gegen das Unternehmen wird eine Reihe von Ansprüchen und Klagen erhoben, die sich aus dem normalen Geschäftsverlauf ergeben. Die Geschäftsleitung übt ein Ermessen in Bezug auf die Bilanzierung und Offenlegung dieser Ansprüche aus, die Verluste, Schäden und Unterzahlungen im Zusammenhang mit Umweltsanierungen, Steuern, Verträgen und anderen Rechtsstreitigkeiten umfassen. Wenn wir neue Tatsachen in Bezug auf Eventualverbindlichkeiten erfahren, bewerten wir unsere Position sowohl in Bezug auf die ausgewiesenen Beträge als auch unter Berücksichtigung von Änderungen der Wahrscheinlichkeit zusätzlicher Verluste und potenzieller Risiken neu. Die tatsächlichen Verluste können jedoch aus verschiedenen Gründen von den Schätzungen abweichen, z. B. aufgrund von gerichtlichen, schiedsgerichtlichen oder sonstigen Entscheidungen Dritter, Vergleichsgesprächen, der Bewertung des Schadensumfangs, der Auslegung von behördlichen oder vertraglichen Bestimmungen, der erwarteten zeitlichen Abfolge künftiger Maßnahmen und dem Anteil der Haftung, der mit anderen verantwortlichen Parteien geteilt wird. Die geschätzten künftigen 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 über Eventualverbindlichkeiten finden Sie im Abschnitt "Eventualverbindlichkeiten" unter "Kapitalausstattung und Liquidität" und *in Anmerkung 11.*

Einkommensteuer

Wir unterliegen der Einkommensbesteuerung in zahlreichen Rechtsordnungen weltweit. Wir weisen latente Steuerforderungen und -verbindlichkeiten aus, um die erwarteten künftigen steuerlichen Folgen von Ereignissen zu berücksichtigen, die in unseren Jahresabschlüssen und Steuererklärungen erfasst wurden. Wir bewerten routinemäßig unsere aktiven latenten Steuern und verringern diese durch eine Wertberichtigung, wenn wir es für wahrscheinlicher halten, dass ein Teil oder die Gesamtheit der aktiven latenten Steuern nicht realisiert werden kann. Bei der Beurteilung der Notwendigkeit von Anpassungen bestehender Wertberichtigungen berücksichtigen wir alle verfügbaren positiven und negativen Beweise. Zu den positiven Anhaltspunkten gehören die Umkehrung von temporären Differenzen, Prognosen über das künftige zu versteuernde Einkommen, die Bewertung der künftigen Geschäftsannahmen und die anwendbaren Steuerplanungsstrategien, die umsichtig und durchführbar sind. Zu den negativen Nachweisen gehören Verluste in den letzten Jahren sowie die Prognosen zukünftiger Nettoerträge (Verluste) im Realisierungszeitraum. Bei der Beurteilung von Wertberichtigungen gewichten wir die Nachweise nach objektiven Gesichtspunkten. Die Ermittlung des künftigen zu versteuernden Einkommens ist mit zahlreichen Ermessensentscheidungen und Annahmen verbunden, darunter Faktoren wie künftige Betriebsbedingungen und die Beurteilung der Auswirkungen ausländischer Steuern auf unsere US-Bundeseinkommenssteuer (insbesondere in Bezug auf die vorherrschenden Öl- und Gaspreise). *Siehe Anmerkung 17.*

Wir bewerten regelmäßig unsichere Steuerpositionen, die sich aus der Veranlagung zusätzlicher Steuern durch die Steuerbehörden in den Ländern, in denen wir tätig sind, ergeben könnten, und bilden bei Bedarf Rückstellungen dafür. Wir verbuchen einen Steuervorteil aus einer unsicheren Steuerposition, wenn es wahrscheinlicher ist, dass die Position bei einer Prüfung auf der Grundlage der technischen Vorzüge der Position Bestand haben wird. Diese Rückstellungen für unsichere Steuerpositionen unterliegen einem erheblichen Ermessensspielraum und werden regelmäßig im Hinblick auf sich ändernde Tatsachen und Umstände unter Berücksichtigung des Fortschritts laufender Steuerprüfungen, gerichtlicher Verfahren, Änderungen der anwendbaren Steuergesetze, einschließlich Steuerrechtsprechung und gesetzlicher Vorgaben, oder des Ablaufs der geltenden Verjährungsfrist überprüft und angepasst. *Siehe Anmerkung 17.*

Sicherheitshinweis für die Zwecke 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 die in diesem Bericht enthalten sind oder auf die verwiesen wird, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Aussagen über unsere künftige Finanzlage, Geschäftsstrategie, Budgets, voraussichtliche Einnahmen, voraussichtliche Kosten und Pläne sowie die Ziele des Managements für künftige Tätigkeiten, sind zukunftsgerichtete Aussagen. Beispiele für zukunftsgerichtete Aussagen in diesem Bericht sind unser erwartetes Produktionswachstum und unser Ausblick auf das allgemeine Geschäftsumfeld, unser erwartetes Kapitalbudget und unsere Investitionsausgaben sowie Diskussionen über zukünftige Dividenden. Sie können unsere zukunftsgerichteten Aussagen häufig an den Begriffen "anstreben", "antizipieren", "glauben", "budgetieren", "fortsetzen", "könnten", "anstreben", "einschätzen", "erwarten", "prognostizieren", "beabsichtigen", "Ziel", "Anleitung", "können", "Zielsetzung", "Ausblick", "planen", "potenziell", "vorhersagen", "projizieren", "anstreben", "sollten", "anvisieren", "werden", "würden" und ähnlichen Begriffen erkennen.

Die zukunftsgerichteten Aussagen beruhen auf unseren derzeitigen Erwartungen, Schätzungen und Prognosen in Bezug auf uns selbst und die Branchen, in denen wir tätig sind, im Allgemeinen. Wir weisen Sie darauf hin, dass diese Aussagen keine Garantie für künftige Leistungen sind, da sie Annahmen beinhalten, die sich, auch wenn sie in gutem Glauben gemacht wurden, als falsch erweisen können und Risiken und Unsicherheiten beinhalten, die wir nicht vorhersehen können. Darüber hinaus beruhen viele dieser zukunftsgerichteten Aussagen auf Annahmen über zukünftige Ereignisse, die sich als unzutreffend erweisen können. Dementsprechend können unsere tatsächlichen Ergebnisse 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 Unwägbarkeiten zurückzuführen sein, einschließlich, aber nicht beschränkt auf, die folgenden:

- Schwankungen der Rohöl-, Bitumen-, Erdgas-, LNG- und NGL-Preise, einschließlich eines anhaltenden Rückgangs dieser Preise im Vergleich zu den historischen oder zukünftig erwarteten Niveaus.
- Globale und regionale Veränderungen der Nachfrage, des Angebots, der Preise, des Preisgefälles oder anderer Marktbedingungen, die sich auf Öl und Gas auswirken, einschließlich Veränderungen infolge eines anhaltenden militärischen Konflikts, einschließlich der Konflikte in der Ukraine und im Nahen Osten, und der weltweiten Reaktion auf einen solchen Konflikt; Sicherheitsbedrohungen für Anlagen und Infrastruktur; eine Krise im Bereich der öffentlichen Gesundheit; die Auferlegung oder Aufhebung von Quoten für die Rohölproduktion oder andere Maßnahmen, die von der OPEC und anderen Förderländern auferlegt werden könnten; oder die daraus resultierenden Maßnahmen von Unternehmen oder Dritten als Reaktion auf solche Veränderungen.
- Die Auswirkungen eines erheblichen Preisverfalls bei Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs, der zu einer Wertminderung unserer langlebigen Vermögenswerte, Pachtgrundstücke und nicht konsolidierten Kapitalbeteiligungen führen kann.
- Das Potenzial für unzureichende Liquidität oder andere Faktoren, wie die hier beschriebenen, die unsere Fähigkeit zum Rückkauf von Aktien und zur Festsetzung und Zahlung von festen oder variablen Dividenden beeinträchtigen könnten.
- Potenzielle Ausfälle oder Verzögerungen bei der Erreichung der erwarteten Reserven oder Produktionsmengen aus bestehenden und zukünftigen Öl- und Gaserschließungen, u. a. aufgrund von Betriebsrisiken, Bohrrisiken und den inhärenten Unwägbarkeiten bei der Vorhersage von Reserven und der Leistung von Lagerstätten.
- Verringerung der Wiederbeschaffungsrate der Reserven, sei es als Folge des erheblichen Rückgangs der Rohstoffpreise oder aus anderen Gründen.
- Erfolgreiche Explorationsbohrungen oder die Unmöglichkeit, Zugang zu Explorationsflächen zu erhalten.
- Unerwartete Kostenänderungen, Inflationsdruck oder technische Anforderungen für den Bau, Umbau oder Betrieb von E&P-Anlagen.
- Gesetzgebungs- und Regulierungsinitiativen, die sich mit Umweltfragen befassen, einschließlich Initiativen, die sich mit den Auswirkungen des globalen Klimawandels befassen oder die hydraulische Frakturierung, Methanemissionen, Abfackeln, Wasserentsorgung oder LNG-Exporte weiter regulieren.
- Wesentliche betriebliche oder investitionsbezogene Änderungen, die durch bestehende oder künftige Umweltgesetze und -vorschriften auferlegt werden, einschließlich internationaler Vereinbarungen und nationaler oder regionaler Gesetze und Regulierungsmaßnahmen zur Begrenzung oder Reduzierung von Treibhausgasemissionen.
- Umfangreiche Investitionen in konkurrierende oder alternative Energiequellen und deren Entwicklung, auch infolge bestehender oder künftiger Umweltvorschriften und -regelungen.
- Die Auswirkungen einer breiteren gesellschaftlichen Aufmerksamkeit für den Klimawandel und die Bemühungen um dessen Bewältigung können unseren Zugang zu Kapital und Versicherungen beeinträchtigen.
- Potenzielle Misserfolge oder Verzögerungen bei der Umsetzung unserer derzeitigen oder künftigen Strategie für kohlenstoffarme Technologien, einschließlich unserer Unfähigkeit, neue Technologien zu entwickeln.
- Die Auswirkungen von Krisen im Bereich der öffentlichen Gesundheit, einschließlich Pandemien (wie COVID-19) und Epidemien, und alle damit verbundenen Unternehmens- oder Regierungsstrategien oder -maßnahmen.

- Das Fehlen oder die Unterbrechung von angemessenen und zuverlässigen Transportmöglichkeiten für unser Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs.
- Unfähigkeit, rechtzeitig Genehmigungen zu erhalten oder aufrechtzuerhalten, einschließlich derjenigen, die für den Bau, die Bohrungen und/oder die Erschließung erforderlich sind, oder Unfähigkeit, Kapitalausgaben zu tätigen, die erforderlich sind, um die Einhaltung der erforderlichen Genehmigungen oder der geltenden Gesetze oder Vorschriften zu gewährleisten.
- Das Versäumnis, endgültige Vereinbarungen und Durchführbarkeitsstudien für angekündigte und künftige E&P- und LNG-Erschließungen rechtzeitig (wenn überhaupt) oder im Rahmen des Budgets abzuschließen und deren Bau zu vollenden.
- Potenzielle Störungen oder Unterbrechungen unserer Geschäftstätigkeit und die sich daraus ergebenden Folgen aufgrund von Unfällen, außergewöhnlichen Wetterereignissen, Unterbrechungen der Lieferkette, zivilen Unruhen, politischen Ereignissen, Krieg, Terrorismus, Bedrohungen der Cybersicherheit und Ausfällen, Einschränkungen oder Störungen der Informationstechnologie.
- Änderungen der internationalen Währungsbedingungen und Wechselkursschwankungen.
- Änderungen in den internationalen Handelsbeziehungen, einschließlich der Auferlegung von Handelsbeschränkungen oder Zöllen in Bezug auf Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG, NGLs, Kohlenstoff und alle Materialien oder Produkte (wie Aluminium und Stahl), die im Rahmen unserer Geschäftstätigkeit verwendet werden, einschließlich aller Sanktionen, die als Folge eines laufenden militärischen Konflikts, einschließlich der Konflikte in der Ukraine und im Nahen Osten, verhängt werden.
- Haftung für Abhilfemaßnahmen, einschließlich Beseitigungs- und Rekultivierungsverpflichtungen, im Rahmen bestehender und künftiger Umweltvorschriften und Rechtsstreitigkeiten.
- Haftung aufgrund von Rechtsstreitigkeiten, einschließlich Rechtsstreitigkeiten, die direkt oder indirekt mit der Transaktion mit Concho Resources Inc. in Zusammenhang stehen, oder aufgrund der Nichteinhaltung geltender Gesetze und Vorschriften durch uns.
- Allgemeine inländische und internationale wirtschaftliche und politische Entwicklungen, einschließlich bewaffneter Feindseligkeiten, Enteignung von Vermögenswerten, Änderungen in der Regierungspolitik in Bezug auf Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs und Kohlenstoffpreise, einschließlich der Einführung von Preisobergrenzen, Regulierung oder Besteuerung, und andere politische, wirtschaftliche oder diplomatische Entwicklungen, auch als Folge eines laufenden militärischen Konflikts, einschließlich der Konflikte in der Ukraine und im Nahen Osten.
- Volatilität an den Warenterminmärkten.
- Änderungen von Steuer- und anderen Gesetzen, Verordnungen (einschließlich der Vorschriften für alternative Energien) oder Lizenzgebühren, die für unser Geschäft gelten.
- Wettbewerb und Konsolidierung in der Öl- und Gasförderindustrie, einschließlich des Wettbewerbs um Personal und Ausrüstung.
- Jegliche Beschränkung unseres Zugangs zu Kapital oder Erhöhung unserer Kapitalkosten, auch als Folge von Illiquidität oder Unsicherheit auf den nationalen oder internationalen Finanzmärkten oder der Investitionsstimmung, auch als Folge der zunehmenden gesellschaftlichen Aufmerksamkeit für den Klimawandel und der Bemühungen um dessen Bekämpfung.
- Unsere Unfähigkeit, Veräußerungen von Vermögenswerten oder Akquisitionen, die wir anstreben, durchzuführen, oder Verzögerungen beim Abschluss derselben.
- Potenzielles Scheitern oder Verzögerungen bei der Erlangung der erforderlichen behördlichen Genehmigungen für anstehende oder zukünftige Veräußerungen oder Übernahmen von Vermögenswerten oder dass solche Genehmigungen eine Änderung der Bedingungen der Transaktionen oder des Betriebs unseres verbleibenden Geschäfts erfordern könnten.
- Potenzielle Unterbrechung unseres Geschäftsbetriebs infolge von anstehenden oder künftigen Veräußerungen oder Übernahmen von Vermögenswerten, einschließlich der Ablenkung von Zeit und Aufmerksamkeit des Managements.
- Unsere Unfähigkeit, die Nettoerlöse aus anstehenden oder zukünftigen Veräußerungen von Vermögenswerten in der Art und Weise und in dem Zeitrahmen einzusetzen, wie wir es derzeit erwarten, wenn überhaupt.
- Der Betrieb und die Finanzierung unserer Joint Ventures.
- Die Fähigkeit unserer Kunden und anderer Vertragspartner, ihren Verpflichtungen uns gegenüber nachzukommen, einschließlich unserer Fähigkeit, fällige Zahlungen von der Regierung Venezuelas oder PDVSA einzutreiben.
- Unser Unvermögen, die erwarteten Kosteneinsparungen und Investitionskürzungen zu realisieren.
- Die unzureichenden Lagerkapazitäten für unsere Produkte und die daraus resultierenden freiwilligen oder unfreiwilligen Drosselungen, die erforderlich sind, um diese physische Einschränkung zu mildern.
- Das Risiko, dass wir nicht in der Lage sein werden, Schlüsselpersonal zu halten und einzustellen.
- Ungewissheit über den langfristigen Wert unserer Stammaktien.
- Die Faktoren, die allgemein in *Teil I - Punkt 1A* in diesem Jahresbericht 2023 auf Formblatt 10-K beschrieben sind, und alle zusätzlichen Risiken, die in unseren anderen bei der SEC eingereichten Unterlagen beschrieben sind.

Punkt 7A. Quantitative und qualitative Angaben zum Marktrisiko

Finanzinstrument Marktrisiko

Wir und einige unserer Tochtergesellschaften halten und emittieren Derivatkontrakte und Finanzinstrumente, die unsere Cashflows oder Gewinne Änderungen der Rohstoffpreise, Wechselkurse oder Zinssätze aussetzen. Wir können Finanz- und Rohstoffderivate einsetzen, um die Risiken zu steuern, die sich aus Preisänderungen bei Erdgas, Rohöl und verwandten Produkten sowie aus Zins- und Wechselkursschwankungen ergeben, oder um Marktchancen zu nutzen.

Unser Einsatz von Derivaten wird durch ein vom Verwaltungsrat genehmigtes Dokument "Authority Limitations" geregelt, das den Einsatz von Derivaten mit hohem Fremdkapitalanteil oder Derivaten ohne ausreichende Liquidität untersagt. Das Dokument "Authority Limitations" legt auch die Value at Risk (VaR)-Grenzwerte für das Unternehmen fest, deren Einhaltung täglich überwacht wird. Der Executive Vice President und Chief Financial Officer, der dem Chief Executive Officer unterstellt ist, überwacht das Rohstoffpreisrisiko sowie Risiken, die sich aus Wechselkursen und Zinssätzen ergeben. Die Handelsorganisation verwaltet unser kommerzielles Marketing, optimiert unsere Rohstoffströme und -positionen und überwacht die Risiken.

Rohstoffpreisrisiko

Unsere Handelsorganisation setzt Futures, Forwards, Swaps und Optionen auf verschiedenen Märkten ein, um die folgenden Ziele zu erreichen:

- In Übereinstimmung mit unserer Politik, generell den Marktpreisen ausgesetzt zu bleiben, verwenden wir Swap-Verträge, um Festpreis-Verkaufsverträge, die häufig von den Erdgasverbrauchern gewünscht werden, in variable Marktpreise umzuwandeln.
- Wir können Marktkennntnisse nutzen, um Chancen zu ergreifen, wie z. B. die Verlagerung von physischen Rohstoffen an profitablere 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 sich an einem einzigen Tag aus den Auswirkungen ungünstiger Veränderungen der Marktbedingungen auf die von uns gehaltenen oder ausgegebenen derivativen Finanzinstrumente und derivativen Rohstoffkontrakte ergeben könnte, einschließlich der zum 31. Dezember 2023 in der Bilanz ausgewiesenen Rohstoffkauf- und -verkaufskontrakte. Unter Verwendung der Monte-Carlo-Simulation, eines Konfidenzniveaus von 95 Prozent und einer eintägigen Haltedauer war der VaR für die Instrumente, die zum 31. Dezember 2023 und 2022 zu Handelszwecken ausgegeben oder gehalten wurden oder zu anderen Zwecken als dem Handel gehalten wurden, für unsere konsolidierten Cashflows und unseren Nettogewinn unwesentlich.

Zinssatzrisiko

Die folgende Tabelle enthält Informationen über unsere Schuldtitel, die empfindlich auf Änderungen der US-Zinssätze reagieren. Die Tabelle zeigt die wichtigsten Cashflows und die entsprechenden gewichteten Durchschnittzinssätze nach erwarteten Fälligkeitsterminen.

Die gewichteten durchschnittlichen variablen Zinssätze beruhen auf den effektiven Zinssätzen zum Berichtszeitpunkt. Der Buchwert unserer variabel verzinslichen Schulden entspricht annähernd ihrem Marktwert. Eine hypothetische 10-prozentige Änderung der vorherrschenden Zinssätze hätte keine wesentliche Auswirkung auf die Zinsaufwendungen im Zusammenhang mit unseren variabel verzinslichen Schulden. Der beizulegende Zeitwert der festverzinslichen Schulden wird anhand der Preise eines Preisberechnungsdienstes ermittelt, der durch Marktdaten bestätigt wird. Änderungen der vorherrschenden Zinssätze würden sich nicht auf unsere Cashflows im Zusammenhang mit festverzinslichen Schuldtiteln auswirken, es sei denn, wir entscheiden uns für den Rückkauf oder die Tilgung dieser Schuldtitel vor Fälligkeit.

Voraussichtliches Fälligkeitsdatum	Millionen Dollar außer wie angegeben			
	Schulden			
	Fester Satz Fälligkeit	Durchschnittliche Zinsen Bewerten Sie	Schwimmend Satz Fälligkeit	Durchschnittliche Zinsen Bewerten Sie
Jahresende 2023				
2024	\$ 759	2.70 %	\$ -	- %
2025	735	3.87	-	-
2026	104	6.41	-	-
2027	438	5.79	-	-
2028	265	4.50	-	-
Verbleibende Jahre	15,829	5.45	283	4.06 %
Insgesamt	\$ 18,130		\$ 283	
Beizulegender Zeitwert	\$ 18,338		\$ 283	
Jahresende 2022				
2023	\$ 110	7.04 %	\$ -	- %
2024	1,359	2.59	-	-
2025	1,268	3.25	-	-
2026	104	6.41	-	-
2027	438	5.79	-	-
Verbleibende Jahre	12,293	5.45	283	3.91 %
Insgesamt	\$ 15,572		\$ 283	
Beizulegender Zeitwert	\$ 15,262		\$ 283	

Fremdwährungsrisiko

Wir haben ein Wechselkursrisiko, das sich aus unserer internationalen Geschäftstätigkeit ergibt. Wir sichern das Risiko von Wechselkursänderungen nicht umfassend ab, obwohl wir uns entscheiden können, bestimmte Wechselkursrisiken selektiv abzusichern, wie z. B. feste Verpflichtungen für Kapitalprojekte oder Steuerzahlungen in Landeswährung, Dividenden und Barmittelrückflüsse aus Nettoinvestitionen in ausländische Tochtergesellschaften, die innerhalb des kommenden Jahres überwiesen werden sollen, sowie Akquisitionen.

Zum 31. Dezember 2023 und 2022 bestanden Devisentermingeschäfte zur Absicherung von grenzüberschreitenden Handelsgeschäften und zur Minderung von Cash-Risiken. Obwohl diese Devisentermingeschäfte das Risiko von Wechselkursschwankungen absichern, haben wir uns entschieden, kein Hedge Accounting anzuwenden. Infolgedessen wird die Änderung des beizulegenden Zeitwerts dieser Devisenderivate direkt im Ergebnis verbucht. Da der Gewinn oder Verlust aus den Devisentermingeschäften durch den Gewinn oder Verlust aus der Neubewertung der bargeldbezogenen Salden ausgeglichen wird und unsere Gesamtposition in den Termingeschäften nicht wesentlich war, hätte eine hypothetische negative 10-prozentige Änderung der Wechselkurse im Dezember 2023 oder Dezember 2022 keine wesentlichen Auswirkungen auf unser Ergebnis.

Der Bruttonominalwert und der beizulegende Zeitwert dieser Positionen zum 31. Dezember 2023 und 2022 waren wie folgt:

Devisentermingeschäfte

		In Millionen			
		Fiktive		Beizulegender Zeitwert*	
		2023	2022	2023	2022
Kanadischer Dollar kaufen, U.S. Dollar verkaufen	CAD	5	15	-	(1)
Britisches Pfund verkaufen, Euro kaufen	GBP	52	312	(2)	7
Britisches Pfund kaufen, Euro verkaufen	GBP	58	264	-	(10)

*Der Betrag ist in USD angegeben.

Punkt 8. Finanzberichte und ergänzende Daten

ConocoPhillips

Index zu den Finanzausweisen

	Seite
Berichte der Geschäftsführung	71
Berichte der unabhängigen registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PCAOB ID #42)	72
Konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2023, 2022 und 2021	75
Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung für die Jahre bis 31. Dezember 2023, 2022 und 2021	76
Konsolidierte Bilanz zum 31. Dezember 2023 und 2022	77
Konsolidierte Kapitalflussrechnung für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2023, 2022 und 2021	78
Konsolidierte Aufstellung der Veränderungen des Eigenkapitals für die Jahre bis 31. Dezember 2023, 2022 und 2021	79
Anhang zur konsolidierten Jahresrechnung	80
Ergänzende Informationen	
Öl- und Gasgeschäft	135

Berichte von Management

Die Geschäftsleitung hat den konsolidierten Jahresabschluss und die anderen in diesem Jahresbericht enthaltenen Informationen erstellt und ist dafür verantwortlich. Der Konzernabschluss vermittelt ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens in Übereinstimmung mit den in den Vereinigten Staaten allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen. Bei der Erstellung des Konzernabschlusses hat das Unternehmen Beträge angesetzt, die auf Schätzungen und Beurteilungen beruhen, die nach Ansicht der Geschäftsführung unter den gegebenen Umständen angemessen sind. Die Jahresabschlüsse des Unternehmens wurden von Ernst & Young LLP geprüft, einer unabhängigen, eingetragenen Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die vom Prüfungs- und Finanzausschuss des Verwaltungsrats bestellt und von den Aktionären bestätigt wurde. Die Geschäftsleitung hat Ernst & Young LLP alle Finanzunterlagen des Unternehmens und die zugehörigen Daten sowie die Protokolle der Aktionärs- und Verwaltungsratssitzungen zur Verfügung gestellt.

Bewertung der internen Kontrolle der Finanzberichterstattung

Das Management ist auch für die Einrichtung und Aufrechterhaltung eines angemessenen internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung verantwortlich. Das interne Kontrollsystem von ConocoPhillips wurde so konzipiert, dass es der Unternehmensleitung und den Direktoren angemessene Sicherheit hinsichtlich der Erstellung und angemessenen Darstellung der veröffentlichten Abschlüsse bietet.

Alle internen Kontrollsysteme, unabhängig davon, wie gut sie konzipiert sind, haben inhärente Grenzen. Daher können auch die für wirksam befundenen Systeme nur eine angemessene Sicherheit in Bezug auf die Erstellung und Darstellung der Jahresabschlüsse bieten.

Die Geschäftsleitung bewertete die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung des Unternehmens zum 31. Dezember 2023. Bei dieser Beurteilung wurden die vom Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission im *Internal Control-Integrated Framework (2013)* dargelegten Kriterien verwendet. Auf der Grundlage unserer Bewertung sind wir der Ansicht, dass das interne Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung des Unternehmens zum 31. Dezember 2023 wirksam war.

Ernst & Young LLP hat einen Prüfungsbericht über das interne Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung des Unternehmens zum 31. Dezember 2023 erstellt, der in diesem Bericht enthalten ist.

/s/ Ryan M.

Ryan M.

Vorsitzender und
Geschäftsführender
Direktor

Lance/s/ William L. Bullock, Jr.

LanceWilliam L. Bullock, Jr.

Geschäftsführender
Vizepräsident und
Finanzvorstand

An die Aktionäre und das Board of Directors von ConocoPhillips

Stellungnahme zu den Finanzausweisen

Wir haben die beigefügten konsolidierten Bilanzen von ConocoPhillips (das Unternehmen) zum 31. Dezember 2023 und 2022, die dazugehörige konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung, die Gesamtergebnisrechnung, die Eigenkapitalveränderungsrechnung und die Kapitalflussrechnung für jedes der drei Jahre des am 31. Dezember 2023 endenden Zeitraums sowie die dazugehörigen Erläuterungen (zusammen als "konsolidierte Abschlüsse" bezeichnet) geprüft. Nach unserer Auffassung vermittelt der Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2023 und 2022 sowie der Ertragslage und der Zahlungsströme für jedes der drei Jahre des am 31. Dezember 2023 endenden Zeitraums in Übereinstimmung mit den U.S. Generally Accepted Accounting Principles.

Wir haben außerdem in Übereinstimmung mit den Standards des Public Company Accounting Oversight Board (USA) (PCAOB) das interne Kontrollsystem der Gesellschaft für die Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2023 auf der Grundlage der Kriterien des vom Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission herausgegebenen Internal Control-Integrated Framework (Rahmenwerk 2013) geprüft und in unserem Bericht vom 15. Februar 2024 ein uneingeschränktes Urteil darüber abgegeben.

Grundlage für die Stellungnahme

Die Verantwortung für den Jahresabschluss liegt bei der Geschäftsleitung der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfungen ein Urteil über den Jahresabschluss der Gesellschaft abzugeben. Wir sind eine beim PCAOB zugelassene Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und müssen gemäß den US-Bundeswertpapiergesetzen und den geltenden Regeln und Vorschriften der Securities and Exchange Commission und des PCAOB in Bezug auf das Unternehmen unabhängig sein.

Wir haben unsere Prüfungen in Übereinstimmung mit den Standards des PCAOB durchgeführt. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob der Jahresabschluss frei von wesentlichen Fehlaussagen ist, unabhängig davon, ob diese auf Fehler oder Betrug zurückzuführen sind. Unsere Prüfungen umfassten die Durchführung von Verfahren zur Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben im Jahresabschluss, unabhängig davon, ob diese auf Fehler oder Betrug zurückzuführen sind, sowie die Durchführung von Verfahren, die diesen Risiken Rechnung tragen. Diese Verfahren umfassten eine stichprobenartige Prüfung der Nachweise für die Beträge und Angaben in den Jahresabschlüssen. Unsere Prüfungen umfassten auch die Beurteilung der angewandten Rechnungslegungsgrundsätze und wesentlicher Schätzungen der Geschäftsleitung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung der Jahresabschlüsse. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfungen eine angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bilden.

Kritischer Prüfungsgegenstand

Der nachstehend mitgeteilte kritische Prüfungssachverhalt ist ein Sachverhalt, der sich aus der Prüfung der Jahresabschlüsse des laufenden Zeitraums ergibt und der dem Prüfungs- und Finanzausschuss mitgeteilt wurde oder mitgeteilt werden musste und der: (1) sich auf Konten oder Angaben bezieht, die für den Jahresabschluss wesentlich sind, und (2) unsere besonders anspruchsvollen, subjektiven oder komplexen Beurteilungen beinhaltet. Die Mitteilung des kritischen Prüfungssachverhalts ändert in keiner Weise unser Prüfungsurteil zum Konzernabschluss in seiner Gesamtheit, und wir geben durch die nachstehende Mitteilung des kritischen Prüfungssachverhalts kein gesondertes Prüfungsurteil zu dem kritischen Prüfungssachverhalt oder zu den Konten oder Angaben ab, auf die er sich bezieht.

Abschreibungen auf nachgewiesene Öl- und Gasgrundstücke, Anlagen und Ausrüstung

Beschreibung des Sachverhalts

Zum 31. Dezember 2023 belief sich der Nettobuchwert der nachgewiesenen Öl- und Gasgrundstücke, Anlagen und Ausrüstungen (PP&E) des Unternehmens auf \$62 Milliarden und der Aufwand für Abschreibung und Amortisation (DD&A) auf \$8,1 Milliarden für das dann endende Jahr. Wie in Erläuterung 1 beschrieben, werden die Abschreibungen und Amortisationen von PP&E für produzierende Kohlenwasserstoffgrundstücke und dampfgestützte Schwerkraftentwässerungsanlagen sowie für bestimmte Pipeline- und Flüssiggasanlagen (bei denen ein rückläufiger Nutzungsgrad zu erwarten ist) nach der Unit-of-Production-Methode ermittelt. Die Unit-of-Production-Methode verwendet nachgewiesene Öl- und Gasreserven, wie sie von den internen Lagerstätteningenieuren des Unternehmens geschätzt werden.

Die Schätzungen der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven basieren auf geologischen und technischen Bewertungen der vor Ort vorhandenen Kohlenwasserstoffmengen, dem Produktionsplan, historischen Ausbeute- und Verarbeitungsfaktoren, der Betriebskapazität der installierten Anlagen und den genehmigten Betriebsgrenzen. Die internen Lagerstätteningenieure des Unternehmens müssen bei der Bewertung der Daten, die zur Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven verwendet werden, ein erhebliches Maß an Urteilsvermögen an den Tag legen. Die Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven erfordert auch die Auswahl von Inputs, einschließlich historischer Produktion, Öl- und Gaspreisannahmen und Annahmen über künftige Betriebs- und Kapitalkosten, unter anderem.

Die Prüfung der DD&A-Berechnung des Unternehmens ist aufgrund der Verwendung der Arbeit der internen Lagerstätteningenieure und der Bewertung der Bestimmung der oben beschriebenen Inputs durch das Management, die von den internen Lagerstätteningenieuren bei der Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven verwendet werden, komplex.

Wie wir den Sachverhalt in unserer Prüfung behandelt haben

Wir haben uns ein Verständnis über die internen Kontrollen des Unternehmens hinsichtlich der Prozesse zur Berechnung der DD&A verschafft, die Konzeption bewertet und die operative Wirksamkeit getestet, einschließlich der Kontrollen des Managements hinsichtlich der Vollständigkeit und Genauigkeit der Finanzdaten, die den internen Lagerstätteningenieuren zur Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven zur Verfügung gestellt werden.

Unsere Prüfungshandlungen umfassten unter anderem die Beurteilung der fachlichen Qualifikation und Objektivität der internen Lagerstätteningenieure des Unternehmens, die in erster Linie für die Überwachung der Erstellung der Schätzungen der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven verantwortlich sind. Darüber hinaus haben wir bei der Beurteilung, ob wir die Arbeit der internen Lagerstätteningenieure verwenden können, die Vollständigkeit und Genauigkeit der Finanzdaten und der oben beschriebenen Inputs, die von den internen Lagerstätteningenieuren bei der Schätzung der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven verwendet wurden, bewertet, indem wir sie mit der Quellendokumentation abgeglichen haben, und wir haben bestätigende und gegenteilige Beweise ermittelt und bewertet. Wir haben auch die Genauigkeit der DD&A-Berechnung geprüft, einschließlich des Vergleichs der nachgewiesenen Öl- und Gasreserven, die in der Berechnung verwendet wurden, mit dem Reservenbericht des Unternehmens.

Wir sind seit 1949 als Wirtschaftsprüfer des Unternehmens tätig.

/s/ Ernst & Young LLP

Houston, Texas 15.
Februar 2024

An die Aktionäre und das Board of Directors von ConocoPhillips

Stellungnahme zur internen Kontrolle der Finanzberichterstattung

Wir haben das interne Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung von ConocoPhillips zum 31. Dezember 2023 auf der Grundlage der Kriterien des vom Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission herausgegebenen Internal Control-Integrated Framework (2013 Framework) (die COSO-Kriterien) geprüft. Nach unserer Auffassung verfügte ConocoPhillips (die Gesellschaft) in allen wesentlichen Belangen über ein wirksames internes Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung zum 31. Dezember 2023, basierend auf den COSO-Kriterien.

Wir haben auch die konsolidierten Bilanzen der Gesellschaft zum 31. Dezember 2023 und 2022, die dazugehörige konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung, die Gesamtergebnisrechnungen, die Eigenkapitalveränderungen und die Kapitalflussrechnungen für jedes der drei Jahre des am 31. Dezember 2023 endenden Zeitraums sowie die dazugehörigen Erläuterungen gemäß den Standards des Public Company Accounting Oversight Board (USA) (PCAOB) geprüft und in unserem Bericht vom 15. Februar 2024 einen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt.

Grundlage für die Stellungnahme

Die Geschäftsleitung der Gesellschaft ist verantwortlich für die Aufrechterhaltung eines wirksamen internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung und für die Beurteilung der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung, die unter der Überschrift "Beurteilung des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung" im beigefügten "Bericht der Geschäftsleitung" enthalten ist. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfung ein Urteil über das interne Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung der Gesellschaft abzugeben. Wir sind eine beim PCAOB zugelassene Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und müssen gemäß den US-Bundeswertpapiergesetzen und den geltenden Regeln und Vorschriften der Securities and Exchange Commission und des PCAOB in Bezug auf das Unternehmen unabhängig sein.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Standards des PCAOB durchgeführt. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob in allen wesentlichen Belangen ein wirksames internes Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung unterhalten wurde.

Unsere Prüfung umfasste die Erlangung eines Verständnisses des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung, die Beurteilung des Risikos, dass eine wesentliche Schwachstelle vorliegt, die Prüfung und Beurteilung der Konzeption und der operativen Wirksamkeit des internen Kontrollsystems auf der Grundlage der Risikoeinschätzung sowie die Durchführung weiterer Prüfungshandlungen, die wir unter den gegebenen Umständen für erforderlich hielten. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unser Prüfungsurteil bildet.

Definition und Grenzen der internen Kontrolle der Finanzberichterstattung

Das interne Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung eines Unternehmens ist ein Prozess, der eine hinreichende Gewähr für die Zuverlässigkeit der Finanzberichterstattung und die Erstellung von Abschlüssen für externe Zwecke in Übereinstimmung mit allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen bieten soll. Das interne Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung eines Unternehmens umfasst die Richtlinien und Verfahren, die (1) sich auf die Führung von Aufzeichnungen beziehen, die in angemessenem Detaillierungsgrad die Transaktionen und Verfügungen über die Vermögenswerte des Unternehmens korrekt und angemessen widerspiegeln; (2) mit hinreichender Sicherheit gewährleisten, dass Transaktionen so aufgezeichnet werden, dass die Erstellung von Abschlüssen in Übereinstimmung mit allgemein anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen möglich ist, und dass Einnahmen und Ausgaben des Unternehmens nur in Übereinstimmung mit den Genehmigungen der Geschäftsleitung und der Direktoren des Unternehmens getätigt werden; und (3) hinreichende Sicherheit hinsichtlich der Verhinderung oder rechtzeitigen Aufdeckung von unbefugtem Erwerb, unbefugter Nutzung oder unbefugter Veräußerung von Vermögenswerten des Unternehmens bieten, die einen wesentlichen Einfluss auf den Abschluss haben könnten.

Aufgrund ihrer inhärenten Grenzen kann die interne Kontrolle der Finanzberichterstattung Falschaussagen nicht verhindern oder aufdecken. Auch sind Projektionen einer Bewertung der Wirksamkeit auf künftige Zeiträume mit dem Risiko behaftet, dass Kontrollen aufgrund veränderter Bedingungen unzureichend werden oder sich der Grad der Einhaltung der Richtlinien oder Verfahren verschlechtert.

/s/ Ernst & Young LLP

Houston, Texas 15.
Februar 2024

Konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung

ConocoPhillips

Zum 31. Dezember abgeschlossene

JahreMillionen von Dollars

	2023	2022	2021
Umsatzerlöse und sonstige Erträge			
Verkäufe und sonstige betriebliche Erträge	\$ 56,141	78,494	45,828
Anteil am Ergebnis verbundener Unternehmen	1,720	2,081	832
Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen	228	1,077	486
Sonstige Einnahmen	485	504	1,203
Gesamteinnahmen und sonstige Erträge	58,574	82,156	48,349
Kosten und Auslagen			
Gekaufte Waren	21,975	33,971	18,158
Produktions- und Betriebskosten	7,693	7,006	5,694
Vertriebs-, Verwaltungs- und Gemeinkosten	705	623	719
Ausgaben für Exploration	398	564	344
Abschreibungen und Wertminderungen	8,270	7,504	7,208
Wertminderungen	14	(12)	674
Andere Steuern als Einkommensteuern	2,074	3,364	1,634
Aufzinsung von abgezinsten Verbindlichkeiten	283	250	242
Zins- und Schuldenaufwand	780	805	884
Fremdwährungstransaktionen (Gewinn) Verlust	92	(100)	(22)
Sonstige Ausgaben	2	(47)	102
Kosten und Ausgaben insgesamt	42,286	53,928	35,637
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern	16,288	28,228	12,712
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	5,331	9,548	4,633
Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,957	18,680	8,079
Nettogewinn (-verlust) pro Stammaktie (Dollar)			
Grundlegend	\$ 9.08	14.62	6.09
Verwässert	9.06	14.57	6.07
Durchschnittlich im Umlauf befindliche Stammaktien (in Tausend)			
Grundlegend	1,202,757	1,274,028	1,324,194
Verwässert	1,205,675	1,278,163	1,328,151

Siehe Erläuterungen zum konsolidierten Jahresabschluss.

Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung

ConocoPhillips

Zum 31. Dezember endende Jahre

Millionen von Dollars

	2023	2022	2021
Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,957	18,680	8,079
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)			
Leistungsorientierte Pläne			
In der Berichtsperiode entstandene Guthaben (Kosten) aus früheren Dienstjahren	-	(10)	-
Umgliederung der im Jahresüberschuss (-fehlbetrag) enthaltenen Amortisation von früherem Dienstzeitaufwand (-guthaben)	(38)	(39)	(38)
Nettoveränderung	(38)	(49)	(38)
Versicherungsmathematischer Nettogewinn (-verlust) während des Berichtszeitraums	37	(623)	357
Umgliederungsberichtigung für die Amortisation von versicherungsmathematischen Nettoverlusten (Gewinnen), die im Nettogewinn (-verlust) enthalten sind	82	72	178
Nettoveränderung	119	(551)	535
Nicht gesponserte Pläne*	(3)	5	5
Ertragsteuern auf leistungsorientierte Pläne	(23)	178	(108)
Leistungsorientierte Pläne, nach Abzug von Steuern	55	(417)	394
Nicht realisierter Gewinn (Verlust) aus Wertpapieren	20	(13)	(2)
Umgliederungsberichtigung für den im Nettogewinn enthaltenen (Gewinn) Verlust	(4)	(1)	(1)
Ertragsteuern auf nicht realisierte Gewinne (Verluste) aus Wertpapieren	(3)	3	1
Nicht realisierter Gewinn (Verlust) aus Wertpapieren, nach Steuern	13	(11)	(2)
Ausgleichsposten aus der Währungsumrechnung	195	(623)	(124)
Ertragsteuern auf Währungsumrechnungsdifferenzen	2	1	-
Ausgleichsposten aus der Währungsumrechnung, nach Steuern	197	(622)	(124)
Nicht realisierter Gewinn (Verlust) aus Absicherungsgeschäften	78	-	-
Ertragsteuern auf nicht realisierte Gewinne (Verluste) aus Absicherungsgeschäften	(16)	-	-
Nicht realisierter Gewinn (Verlust) aus Absicherungsgeschäften, nach Steuern	62	-	-
Sonstiges Comprehensive Income (Loss), Net of Tax	327	(1,050)	268
Gesamtergebnis (Verlust)	\$ 11,284	17,630	8,347

*Pläne, bei denen ConocoPhillips nicht der Hauptschuldner ist - in erster Linie solche, die von Beteiligungsgesellschaften verwaltet werden. Siehe Erläuterungen zu den konsolidierten Jahresabschlüssen.

Konsolidierte Bilanz

ConocoPhillips

Zum 31. Dezember	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Vermögenswerte		
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	\$ 5,635	6,458
Kurzfristige Investitionen	971	2,785
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und Wechsel (abzüglich einer Wertberichtigung von \$3 bzw. \$2)	5,461	7,075
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und Wechselverbindlichkeiten gegenüber Dritten	13	13
Vorräte	1,398	1,219
Rechnungsabgrenzungsposten und sonstiges Umlaufvermögen	852	1,199
Gesamtes Umlaufvermögen	14,330	18,749
Investitionen und langfristige Forderungen	9,130	8,225
Netto-Immobilien, Anlagen und Ausrüstung (abzüglich der kumulierten Abschreibungen und Wertminderungen von 74.361 \$ und \$66.630, beziehungsweise)	70,044	64,866
Sonstige Aktiva	2,420	1,989
Gesamtes Vermögen	\$ 95,924	93,829
Verbindlichkeiten		
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	\$ 5,083	6,113
Verbindlichkeiten gegenüber Dritten	34	50
Kurzfristige Schulden	1,074	417
Abgegrenzte Ertrags- und sonstige Steuern	1,811	3,193
Verpflichtungen für Leistungen an Arbeitnehmer	774	728
Sonstige Abgrenzungen	1,229	2,346
Kurzfristige Verbindlichkeiten insgesamt	10,005	12,847
Langfristige Schulden	17,863	16,226
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und aufgelaufene Umweltkosten	7,220	6,401
Latente Ertragssteuern	8,813	7,726
Verpflichtungen für Leistungen an Arbeitnehmer	1,009	1,074
Sonstige Verbindlichkeiten und abgegrenzte Kredite	1,735	1,552
Gesamtverbindlichkeiten	46,645	45,826
Eigenkapital		
Stammaktien (2.500.000.000 genehmigte Aktien zu einem Nennwert von 0,01 \$)		
Ausgegeben (2023-2.103.772.516 Aktien; 2022-2.100.885.134 Aktien)		
Nennwert	21	21
Über den Nennwert hinausgehendes Kapital	61,303	61,142
Eigene Aktien (zu Anschaffungskosten: 2023-925.670.961 Aktien; 2022-877.029.062 Aktien)	(65,640)	(60,189)
Kumuliertes sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	(5,673)	(6,000)
Einbehaltene Gewinne	59,268	53,029
Eigenkapital insgesamt	49,279	48,003
Gesamtverbindlichkeiten und Eigenkapital	\$ 95,924	93,829

Siehe Erläuterungen zum konsolidierten Jahresabschluss.

Konsolidierte Kapitalflussrechnung

ConocoPhillips

Zum 31. Dezember endende Jahre

Millionen von Dollars

	2023	2022	2021
Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit			
Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,957	18,680	8,079
Anpassungen zur Überleitung des Jahresüberschusses (-fehlbetrages) zum Nettomittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit			
Abschreibungen und Wertminderungen	8,270	7,504	7,208
Wertminderungen	14	(12)	674
Kosten für Trockenbohrungen und Wertminderungen von Pachtgrundstücken	162	340	44
Aufzinsung von abgezinsten Verbindlichkeiten	283	250	242
Latente Steuern	1,145	2,086	1,346
Ausschüttungen, die höher (niedriger) sind als die Erträge aus assoziierten Unternehmen	964	942	446
(Gewinn) Verlust aus Veräußerungen	(228)	(1,077)	(486)
(Gewinn) Verlust aus der Beteiligung an Cenovus Energy	-	(251)	(1,040)
Andere	(220)	86	(788)
Anpassungen des Betriebskapitals			
Abnahme (Zunahme) der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und Wechselforderungen	1,333	(963)	(2,500)
Verminderung (Erhöhung) der Vorräte	(103)	(38)	(160)
Abnahme (Zunahme) der aktiven Rechnungsabgrenzungsposten und des sonstigen Umlaufvermögens	337	(173)	(649)
Zunahme (Abnahme) der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(1,118)	901	1,399
Zunahme (Abnahme) der Steuer- und sonstigen Abgrenzungen	(1,831)	39	3,181
Nettomittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit	19,965	28,314	16,996
Cash Flows aus Investitionstätigkeit			
Kapitalausgaben und Investitionen	(11,248)	(10,159)	(5,324)
Veränderungen des Betriebskapitals im Zusammenhang mit der Investitionstätigkeit	30	520	134
Erwerb von Unternehmen, abzüglich der erworbenen Barmittel	(2,724)	(60)	(8,290)
Erlöse aus der Veräußerung von Vermögenswerten	632	3,471	1,653
Nettoverkäufe (Käufe) von Kapitalanlagen	1,373	(2,629)	3,091
Einziehung von Vorschüssen/Darlehen-verwandte Parteien	-	114	105
Andere	(63)	2	87
Netto-Mittelabfluss für Investitionstätigkeit	(12,000)	(8,741)	(8,544)
Cash Flows aus Finanzierungstätigkeit			
Emission von Schuldtiteln	3,787	2,897	-
Rückzahlung von Schulden	(1,379)	(6,267)	(505)
Emission von Stammaktien der Gesellschaft	(52)	362	145
Rückkauf von Stammaktien der Gesellschaft	(5,400)	(9,270)	(3,623)
Ausgeschüttete Dividenden	(5,583)	(5,726)	(2,359)
Andere	(34)	(49)	7
Für die Finanzierungstätigkeit eingesetzte Nettozahlungsmittel	(8,661)	(18,053)	(6,335)
Auswirkung von Wechselkursänderungen auf Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und Zahlungsmittel mit Verfügungsbeschränkung	(99)	(224)	(34)
Nettoveränderung der Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und Zahlungsmittel mit Verfügungsbeschränkung	(795)	1,296	2,083
Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und Zahlungsmittel mit Verfügungsbeschränkung zu Beginn des Berichtszeitraums	6,694	5,398	3,315
Zahlungsmittel, Zahlungsmitteläquivalente und Zahlungsmittel mit Verfügungsbeschränkung am Ende des Zeitraums	\$ 5,899	6,694	5,398

Barmittel mit Verfügungsbeschränkung in Höhe von 264 Mio. USD und 236 Mio. USD sind zum 31. Dezember 2023 bzw. zum 31. Dezember 2022 in der Zeile "Sonstige Aktiva" unserer Konzernbilanz enthalten.

Konsolidierte Aufstellung der Veränderungen im Eigenkapital

ConocoPhillips

	Millionen von Dollars						
	Stammaktien			Kumulieren. Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	Beibehalten Ergebnis	Gesamt	
	Nennwert	Kapital in Überschre itung von Par	Schatzamt Lagerbestand				
Guthaben zum 31. Dezember 2020	\$	18	47,133	(47,297)	(5,218)	35,213	29,849
Nettogewinn (-verlust)						8,079	8,079
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)					268		268
Erklärte Dividenden							
Gewöhnlich (\$1,75 pro Stammaktie)						(2,359)	(2,359)
Variabler Rückfluss von Barmitteln (\$0,20 pro Stammaktie) Bestand)						(260)	(260)
Erwerb von Concho		3	13,122				13,125
Rückkauf von Stammaktien der Gesellschaft				(3,623)			(3,623)
Ausschüttung aus Leistungsplänen			326				326
Andere						1	1
Guthaben zum 31. Dezember 2021	\$	21	60,581	(50,920)	(4,950)	40,674	45,406
Nettogewinn (-verlust)						18,680	18,680
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)					(1,050)		(1,050)
Erklärte Dividenden							
Gewöhnlich (\$1,89 pro Stammaktie)						(2,419)	(2,419)
Variabler Rückfluss von Barmitteln (3,10 \$ pro Stammaktie) Bestand)						(3,908)	(3,908)
Rückkauf von Stammaktien der Gesellschaft				(9,270)			(9,270)
Ausschüttung aus Leistungsplänen			561				561
Andere				1		2	3
Guthaben zum 31. Dezember 2022	\$	21	61,142	(60,189)	(6,000)	53,029	48,003
Nettogewinn (-verlust)						10,957	10,957
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)					327		327
Erklärte Dividenden							
Gewöhnlich (\$2,11 pro Stammaktie)						(2,550)	(2,550)
Variabler Rückfluss von Barmitteln (\$1,80 pro Stammaktie) Bestand)						(2,170)	(2,170)
Rückkauf von Stammaktien der Gesellschaft				(5,400)			(5,400)
Verbrauchssteuer auf Aktienrückkäufe				(50)			(50)
Ausschüttung aus Leistungsplänen			161				161
Andere				(1)		2	1
Guthaben zum 31. Dezember 2023	\$	21	61,303	(65,640)	(5,673)	59,268	49,279

Anhang zur konsolidierten Jahresrechnung

Anmerkung 1-Rechnungslegungsgrundsätze

- **Konsolidierungsgrundsätze und Beteiligungen - Unsere** konsolidierten Abschlüsse umfassen die Abschlüsse von Tochtergesellschaften, die sich im Mehrheitsbesitz befinden, von denen wir beherrscht werden, und gegebenenfalls von Gesellschaften mit variablem Anteil, bei denen wir der Hauptbegünstigte sind. Nach der Equity-Methode werden Beteiligungen an Tochtergesellschaften bilanziert, bei denen wir die Möglichkeit haben, einen maßgeblichen Einfluss auf die Geschäfts- und Finanzpolitik auszuüben. Wenn wir keinen maßgeblichen Einfluss ausüben können, wird die Beteiligung zum beizulegenden Zeitwert bewertet, es sei denn, der beizulegende Zeitwert ist nicht ohne weiteres bestimmbar. In diesen Fällen erfolgt die Bewertung zu den Anschaffungskosten abzüglich der Wertminderung, zuzüglich oder abzüglich der beobachtbaren 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 anteilmäßig konsolidiert. Sonstige Wertpapiere und Beteiligungen werden in der Regel zu Anschaffungskosten bilanziert. Wir führen unsere Geschäfte über sechs operative Segmente, die nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; Lower 48; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; Asien-Pazifik; und Sonstiges Ausland. *Siehe Anmerkung 24.*
- **Fremdwährungsumrechnung - Anpassungen**, die sich aus der Umrechnung von Abschlüssen in ausländischer funktionaler Währung in US-Dollar ergeben, sind im kumulierten sonstigen Gesamtergebnis im Eigenkapital der Aktionäre enthalten. Gewinne und Verluste aus Fremdwährungstransaktionen sind im laufenden Ergebnis enthalten. Einige unserer ausländischen Betriebe verwenden ihre lokale Währung als funktionale Währung.
- **Verwendung von Schätzungen - Die** Erstellung von Jahresabschlüssen in Übereinstimmung mit US-GAAP erfordert, dass die Geschäftsleitung Schätzungen und Annahmen vornimmt, die sich auf die ausgewiesenen Beträge von Vermögenswerten, Verbindlichkeiten, Erträgen und Aufwendungen sowie auf die Offenlegung von Eventualforderungen und -verbindlichkeiten auswirken. Die tatsächlichen Ergebnisse können von diesen Schätzungen abweichen.
- **Umsatzrealisierung - Umsätze** im Zusammenhang mit dem Verkauf von Rohöl, Bitumen, Erdgas, NGL, LNG und anderen Produkten werden zu dem Zeitpunkt realisiert, an dem der Kunde die Kontrolle über den Vermögenswert erlangt. Bei der Beurteilung, wann ein Kunde die Kontrolle über den Vermögenswert erlangt, berücksichtigen wir in erster Linie, ob die Übertragung des rechtlichen Eigentums und die physische Lieferung stattgefunden haben, ob der Kunde wesentliche Risiken und Chancen des Eigentums hat und ob der Kunde die Lieferung akzeptiert hat und ein Anspruch auf Zahlung besteht. Diese Produkte werden in der Regel zu marktüblichen Preisen verkauft. Wir ordnen den Lieferungen (Leistungsverpflichtungen) in der laufenden Periode variable, marktbasierende Gegenleistungen zu, da sich diese Gegenleistungen speziell auf unsere Bemühungen beziehen, die Kontrolle über die Lieferungen der laufenden Periode auf den Kunden zu übertragen, und den Betrag darstellen, auf den wir im Austausch für die entsprechenden Produkte Anspruch erheben. Die Zahlung ist in der Regel innerhalb von 30 Tagen oder weniger fällig.

Transaktionen, die üblicherweise als Kauf-/Verkaufsverträge bezeichnet werden, bei denen der Kauf und der Verkauf von Vorräten mit derselben Gegenpartei "im Hinblick" aufeinander abgeschlossen werden, werden zusammengefasst und netto ausgewiesen (d. h. in derselben Zeile der Gewinn- und Verlustrechnung).

- **Versand- und Abwicklungskosten** - In der Regel fallen Versand- und Abwicklungskosten an, bevor die Kontrolle auf den Kunden übergeht, und wir verbuchen diese Aktivitäten als Erfüllungskosten. Dementsprechend werden die Versand- und Abwicklungskosten in den Produktions- und Betriebskosten für die Produktionstätigkeit ausgewiesen. Transportkosten im Zusammenhang mit Marketingaktivitäten werden unter eingekauften Waren verbucht. Frachtkosten, die dem Kunden in Rechnung gestellt werden, werden als Bestandteil des Transaktionspreises behandelt und als Bestandteil des Umsatzes verbucht, wenn der Kunde die Kontrolle erlangt.
- **Zahlungsmitteläquivalente** - Zahlungsmitteläquivalente sind hochliquide, kurzfristige Investitionen, die leicht in bekannte Bargeldbeträge umgewandelt werden können und eine ursprüngliche Laufzeit von 90 Tagen oder weniger ab dem Kaufdatum haben. Sie werden zu Anschaffungskosten zuzüglich aufgelaufener Zinsen ausgewiesen, was in etwa dem beizulegenden Zeitwert entspricht.
- **Kurzfristige Investitionen - Kurzfristige** Investitionen umfassen Investitionen in Bankfestgelder und marktgängige Wertpapiere (Commercial Paper und Staatsanleihen), die zu Anschaffungskosten zuzüglich aufgelaufener Zinsen ausgewiesen werden und eine ursprüngliche Laufzeit von mehr als 90 Tagen, aber weniger als einem Jahr haben oder deren Restlaufzeit weniger als ein Jahr beträgt. Wir investieren auch in Finanzinstrumente, die als zur Veräußerung verfügbare Schuldtitel klassifiziert sind und zum beizulegenden Zeitwert ausgewiesen werden. Diese Instrumente sind in den kurzfristigen Anlagen enthalten, wenn sie zum Bilanzstichtag eine Restlaufzeit von einem Jahr oder weniger haben.
- **Langfristige Investitionen in Schuldverschreibungen - Langfristige** Investitionen in Schuldverschreibungen umfassen Finanzinstrumente, die als zur Veräußerung verfügbare Schuldverschreibungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr zum Bilanzstichtag klassifiziert sind. Sie werden zum beizulegenden Zeitwert angesetzt und in der konsolidierten Bilanz unter der Position "Investitionen und langfristige Forderungen" ausgewiesen.

- **Vorräte - Wir** haben mehrere Bewertungsmethoden für unsere verschiedenen Arten von Vorräten und verwenden die folgenden Methoden für jede Art von Vorräten. Der Großteil unserer rohstoffbezogenen Vorräte wird zu Anschaffungskosten nach der LIFO-Methode erfasst. Wir bewerten diese Vorräte mit dem niedrigeren Wert aus Anschaffungs- oder Herstellungskosten und Marktpreisen insgesamt. Notwendige Abwertungen nach dem Niederstwertprinzip zum Jahresende werden als permanente Anpassungen der LIFO-Kostenbasis erfasst. LIFO wird verwendet, um die laufenden Kosten der Vorräte besser mit den laufenden Einnahmen in Einklang zu bringen. Zu den Kosten gehören sowohl direkte als auch indirekte Ausgaben, die anfallen, um einen Artikel oder ein Produkt in seinen derzeitigen Zustand und an seinen derzeitigen Standort zu bringen, nicht aber ungewöhnliche/einmalige Kosten oder Forschungs- und Entwicklungskosten. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und sonstige Vorräte, wie z. B. Rohrmaterial und Bohrlochausrüstungen, werden nach verschiedenen Methoden bewertet, u. a. nach der Methode der gewogenen Durchschnittskosten und der FIFO-Methode, die der Branchenpraxis entsprechen.
- **Bewertungen des beizulegenden Zeitwerts - Vermögenswerte** und Verbindlichkeiten, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden und in die Hierarchie des beizulegenden Zeitwerts eingeordnet werden müssen, werden in Abhängigkeit von der Beobachtbarkeit der bei der Bewertung verwendeten Eingaben in eine von drei verschiedenen Stufen eingeordnet. Eingaben der Stufe 1 sind notierte Preise auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten. Eingaben der Stufe 2 sind beobachtbare Eingaben, bei denen es sich nicht um notierte Preise handelt, die in Stufe 1 für den Vermögenswert oder die Verbindlichkeit enthalten sind, entweder direkt oder indirekt durch vom Markt bestätigte Eingaben. Eingaben der Stufe 3 sind nicht beobachtbare Eingaben für den Vermögenswert oder die Verbindlichkeit, die signifikante Änderungen der beobachtbaren Marktdaten oder unsere Annahmen über die Preisbildung durch Marktteilnehmer widerspiegeln.
- **Derivative Instrumente - Derivative** Instrumente werden in der Bilanz zum beizulegenden Zeitwert ausgewiesen. Wenn das Recht auf Verrechnung besteht und bestimmte andere Kriterien erfüllt sind, werden derivative Aktiva und Passiva mit derselben Gegenpartei in der Bilanz saldiert, und die zu zahlenden oder zu erhaltenden Sicherheiten werden mit den derivativen Aktiva bzw. Passiva 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 Emission oder des Haltens des Derivats ab. Gewinne und Verluste aus Derivaten, die nicht als Hedges bilanziert werden, werden sofort im Ergebnis verbucht. Wir wenden kein Hedge Accounting auf unsere derivativen Instrumente an.

- **Erdöl- und Erdgasexploration und -erschließung - Die** Kosten für die Erdöl- und Erdgasexploration und -erschließung werden nach der Methode der erfolgreichen Bemühungen bilanziert.

Kosten für den Erwerb von Grundstücken - Die Kosten für den Erwerb von Öl- und Gaspachtgrundstücken werden aktiviert und in der Bilanz unter der Rubrik PP&E ausgewiesen. Die Wertminderung von Pachtgrundstücken wird auf der Grundlage von Explorationserfahrungen und der Einschätzung des Managements erfasst. Sobald alle Bedingungen erfüllt sind, die für die Einstufung der Reserven als nachgewiesen erforderlich sind, werden die damit verbundenen Pachtkosten in die nachgewiesenen Liegenschaften umklassifiziert.

Explorationskosten - Geologische und geophysikalische Kosten sowie die Kosten für den Besitz und die Erhaltung von unerschlossenen Grundstücken werden bei ihrem Anfall als Aufwand verbucht. Die Kosten für Erkundungsbohrungen werden in der Bilanz aktiviert oder "ausgesetzt", bis eine weitere Bewertung erfolgt, ob wirtschaftlich förderbare Reserven gefunden wurden. Werden keine wirtschaftlich förderbaren Reserven gefunden, werden die Kosten für Erkundungsbohrungen als Trockenbohrungen verbucht. Wenn Erkundungsbohrungen auf potenziell wirtschaftliche Öl- und Gasmengen stoßen, bleiben die Bohrkosten in der Bilanz aktiviert, solange ausreichende Fortschritte bei der Bewertung der Reserven und der wirtschaftlichen und betrieblichen Rentabilität des Projekts erzielt werden. Bei komplexen Erkundungsfunden ist es nicht ungewöhnlich, dass die Erkundungsbohrungen in der Bilanz für mehrere Jahre ausgesetzt werden, während wir zusätzliche Bewertungsbohrungen und seismische Arbeiten auf dem potenziellen Öl- und Gasfeld durchführen oder während wir die Genehmigung der Regierung oder der Vertragspartner für die Erschließungspläne oder die Umweltgenehmigungen einholen. Sobald alle erforderlichen Genehmigungen und Zulassungen vorliegen, gehen die Projekte in die Erschließungsphase über, und die Öl- und Gasressourcen werden als nachgewiesene Reserven ausgewiesen.

Das Management überprüft vierteljährlich die Bilanzen der ausgesetzten Bohrungen, überwacht laufend die Ergebnisse der zusätzlichen Erkundungsbohrungen und seismischen Arbeiten und verbucht die Kosten für die ausgesetzten Bohrungen als Trockenbohrungen, wenn es der Meinung ist, dass das potenzielle Feld in naher Zukunft keine weiteren Investitionen rechtfertigt. *Siehe Anmerkung 6.*

Erschließungskosten - Die Kosten für das Bohren und Ausrüsten von Erschließungsbohrungen, einschließlich erfolgloser Erschließungsbohrungen, werden aktiviert.

Abschreibung und Amortisation - Die Grundbesitzkosten der produzierenden Grundstücke werden nach der Unit-of-Production-Methode auf der Grundlage der geschätzten nachgewiesenen Öl- und Gasreserven abgeschrieben. Die Abschreibung von Erschließungskosten erfolgt nach der Unit-of-Production-Methode auf der Grundlage geschätzter

- **Aktiviert Zinsen - Zinsen** aus externen Krediten werden bei größeren Projekten mit einer voraussichtlichen Bauzeit von einem Jahr oder länger aktiviert. Aktiviert Zinsen werden zu den Kosten des zugrunde liegenden Vermögenswerts hinzugerechnet und über die Nutzungsdauer der Vermögenswerte auf dieselbe Weise abgeschrieben wie die zugrunde liegenden Vermögenswerte.
- **Abschreibung und Amortisation - Die Abschreibung** und Amortisation von PP&E auf produzierenden Kohlenwasserstoffgrundstücken und SAGD-Anlagen sowie bestimmten Pipeline- und LNG-Anlagen (bei denen ein abnehmendes Nutzungsmuster erwartet wird) wird nach der Methode der Produktionseinheit bestimmt. Die Abschreibung aller anderen PP&E wird entweder nach der linearen Methode für einzelne Einheiten oder nach der linearen Gruppenmethode (für einzelne Einheiten, die stark mit anderen Einheiten integriert sind) bestimmt.
- **Wertminderung von Immobilien, Anlagen und Ausrüstungen - Langlebige**, betrieblich genutzte Vermögenswerte werden auf Wertminderung geprüft, wenn Änderungen der Tatsachen und Umstände auf eine mögliche erhebliche Verschlechterung der künftigen Cashflows hinweisen, die von einer Gruppe von Vermögenswerten erwartet werden. Wenn es Anzeichen dafür gibt, dass der Buchwert eines Vermögensgegenstandes nicht wiedererlangt werden kann, wird eine Werthaltigkeitsprüfung durchgeführt, die auf den Annahmen des Managements für Preise, Mengen und zukünftige Entwicklungspläne beruht. Liegt die Summe der nicht abgezinsten Cashflows vor Ertragsteuern unter dem Buchwert der Gruppe von Vermögenswerten, wird der Buchwert auf den geschätzten beizulegenden Zeitwert abgeschrieben und in der Periode, in der diese Feststellung getroffen wird, als Wertminderung ausgewiesen. Einzelne Vermögenswerte werden für Wertminderungszwecke auf der niedrigsten Ebene gruppiert, für die es identifizierbare Cashflows gibt, die weitgehend unabhängig von den Cashflows anderer Gruppen von Vermögenswerten sind - im Allgemeinen auf einer Feld-für-Feld-Basis für E&P-Anlagen. Da es in der Regel keine notierten Marktpreise für langlebige Wirtschaftsgüter gibt, wird der beizulegende Zeitwert von wertgeminderten Wirtschaftsgütern in der Regel auf der Grundlage des Barwerts der erwarteten künftigen Cashflows unter Verwendung von Abzinsungssätzen und Preisen bestimmt, die mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, oder auf der Grundlage eines Vielfachen des operativen Cashflows, der nach Möglichkeit mit historischen Markttransaktionen für ähnliche Wirtschaftsgüter validiert wird.

Die erwarteten künftigen Cashflows, die für die Überprüfung der Wertminderung und die damit verbundenen Berechnungen des beizulegenden Zeitwerts verwendet werden, basieren auf den geschätzten künftigen Produktionsmengen, Rohstoffpreisen, Betriebskosten und Kapitalentscheidungen unter Berücksichtigung aller zum Zeitpunkt der Überprüfung verfügbaren Informationen. Die Überprüfung der Wertminderung umfasst Cashflows aus nachgewiesenen erschlossenen und nicht erschlossenen Reserven, einschließlich der zur Erreichung dieser Produktion erforderlichen Erschließungsausgaben. Wenn wahrscheinliche und mögliche Reserven vorhanden sind, kann außerdem ein angemessener risikoangepasster Betrag dieser Reserven in die Berechnung der Wertminderung einbezogen werden.

Langlebige Vermögensgegenstände, die von der Geschäftsleitung zur Veräußerung innerhalb eines Jahres vorgesehen sind, werden mit dem niedrigeren Wert aus fortgeführten Anschaffungskosten und beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzt, wobei der beizulegende Zeitwert anhand eines verbindlich ausgehandelten Preises, sofern verfügbar, oder des Barwerts der erwarteten künftigen Cashflows, wie zuvor beschrieben, ermittelt wird.

- **Instandhaltung und Reparaturen - Kosten** für Instandhaltung und Reparaturen, die keine wesentlichen Verbesserungen darstellen, werden bei ihrem Anfall als Aufwand verbucht.
- **Immobilienveräußerungen - Wenn** komplette Einheiten abschreibungsfähiger Immobilien veräußert werden, werden die Anschaffungskosten und die damit verbundene kumulierte Abschreibung eliminiert, wobei jeder Gewinn oder Verlust in der Zeile "Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen" unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen wird. Wenn Teileinheiten von abschreibungsfähigen Immobilien verkauft oder stillgelegt werden, die den Abschreibungssatz nicht wesentlich verändern, werden die Anschaffungskosten und die kumulierte Abschreibung eliminiert, so dass kein Gewinn oder Verlust verbucht wird.
- **Rückbauverpflichtungen und Umweltkosten - Der** beizulegende Zeitwert rechtlicher Verpflichtungen zum Rückbau und zur Beseitigung von langlebigen Wirtschaftsgütern wird in dem Zeitraum erfasst, in dem die Verpflichtung entsteht (in der Regel, wenn das Wirtschaftsgut am Produktionsstandort installiert wird). Der beizulegende Zeitwert wird anhand eines Barwertansatzes geschätzt, der Annahmen über die geschätzten Beträge und den Zeitpunkt der Erfüllungen sowie die Auswirkungen des Einsatzes von Technologien enthält. *Siehe Anmerkung 8.*

Umweltaufwendungen werden je nach ihrem künftigen wirtschaftlichen Nutzen als Aufwand verbucht oder aktiviert. Ausgaben, die sich auf einen bestehenden Zustand beziehen, der durch frühere Tätigkeiten verursacht wurde, und solche, die keinen zukünftigen wirtschaftlichen Nutzen haben, werden als Aufwand verbucht. Verbindlichkeiten für Umweltaufwendungen werden auf nicht abgezinster Basis verbucht (es sei denn, sie wurden durch einen Unternehmenszusammenschluss erworben, bei dem sie abgezinst verbucht werden), wenn Umweltprüfungen oder -sanierungen wahrscheinlich sind und die Kosten vernünftig geschätzt werden können. Rückerstattungen von Umweltsanierungskosten von anderen Parteien werden als Vermögenswerte verbucht, wenn ihr Erhalt wahrscheinlich und abschätzbar ist.

- **Wertminderung von Investitionen in nicht konsolidierte Unternehmen - Investitionen** in nicht konsolidierte Unternehmen werden auf Wertminderung geprüft, wenn Änderungen der Tatsachen und Umstände darauf hinweisen, dass eine Wertminderung eingetreten ist. Wenn ein solcher Zustand nach eigenem Ermessen als nicht nur vorübergehend eingestuft wird, 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 künftigen Cashflows unter Verwendung von Abzinsungssätzen und Preisen, die mit denen der wichtigsten Marktteilnehmer übereinstimmen, sowie gegebenenfalls auf einer Marktanalyse vergleichbarer Vermögenswerte im Besitz des Beteiligungsunternehmens.
- **Garantien - Der** beizulegende Zeitwert einer Garantie wird zum Zeitpunkt der Gewährung der Garantie ermittelt und als Verbindlichkeit ausgewiesen. Die anfängliche Verbindlichkeit wird in der Folge reduziert, wenn wir aus der Verpflichtung aus der Garantie entlassen werden. Wir schreiben die Garantieverbindlichkeit über den relevanten Zeitraum ab, sofern ein solcher existiert, und zwar auf der Grundlage der Fakten und Umstände, die jede Art von Garantie umgeben. In Fällen, in denen die Laufzeit der Garantie unbestimmt ist, lösen wir die Verbindlichkeit auf, wenn uns Informationen vorliegen, die darauf hindeuten, dass die Verbindlichkeit im Wesentlichen aufgehoben ist, oder wir schreiben sie über einen angemessenen Zeitraum ab, wenn der beizulegende Zeitwert unseres Garantieengagements im Laufe der Zeit sinkt. Wir schreiben die Garantieverbindlichkeit über den entsprechenden Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ab, je nach Art der Garantie. Wenn es wahrscheinlich wird, dass wir eine Garantie erfüllen müssen, bilden wir eine separate Verbindlichkeit, wenn dies auf der Grundlage der Fakten und Umstände zu diesem Zeitpunkt vernünftig abschätzbar ist. Wir lösen die Verbindlichkeit zum beizulegenden Zeitwert erst dann auf, wenn kein weiteres Risiko aus der Garantie besteht.
- **Aktienbasierte Vergütung - Wir** erfassen den Aufwand für aktienbasierte Vergütungen über den kürzeren der beiden folgenden Zeiträume: den Dienstzeitraum (d. h. den angegebenen Zeitraum, der erforderlich ist, um die Prämie zu verdienen) oder den Zeitraum, der mit dem Beginn des Dienstzeitraums beginnt und endet, wenn ein Mitarbeiter zum ersten Mal für den Ruhestand in Frage kommt. Wir haben uns dafür entschieden, den Aufwand linear über den Dienstzeitraum für die gesamte Prämie zu verbuchen, unabhängig davon, ob die Prämie mit einer ratierlichen oder einer unveränderlichen Unverfallbarkeit gewährt wurde.
- **Ertragsteuern - Latente** Ertragsteuern werden nach der Verbindlichkeitsmethode berechnet und auf alle temporären Differenzen zwischen der Rechnungslegungsgrundlage und der steuerlichen Grundlage unserer Aktiva und Passiva angesetzt, mit Ausnahme von latenten Ertragsteuern und temporären Differenzen im Zusammenhang mit der kumulativen Umrechnungsdifferenz, die als dauerhaft reinvestiert in bestimmten ausländischen Tochtergesellschaften und ausländischen Joint Ventures betrachtet wird. Zulässige Steuergutschriften werden derzeit als Minderung der Rückstellung für Ertragsteuern verwendet. Zinsen im Zusammenhang mit nicht ausgewiesenen Steuervorteilen sind in den Zins- und Schuldenaufwendungen enthalten, und Strafen im Zusammenhang mit nicht ausgewiesenen Steuervorteilen sind in den Produktions- und Betriebsaufwendungen enthalten.
- **Von Kunden eingezogene und an staatliche Behörden abgeführte Steuern** - Umsatz- und Mehrwertsteuern werden netto ausgewiesen.
- **Nettogewinn (-verlust) pro Stammaktie - Der grundlegende** Nettogewinn (-verlust) pro Aktie (EPS) wird nach der Zwei-Klassen-Methode berechnet. Bei der Zwei-Klassen-Methode werden alle Gewinne (ausgeschüttete und nicht ausgeschüttete) auf Stammaktien (einschließlich vollständig erdienter Aktien und Aktienzuteilungen, die noch nicht als Stammaktien ausgegeben wurden) und gewinnberechtigte Wertpapiere aufgeteilt. ConocoPhillips gewährt im Rahmen seiner aktienbasierten Vergütungsprogramme RSUs, die mehrheitlich zum Erhalt von unverfallbaren Dividenden während des Erdienungszeitraums berechtigen, und zwar auf einer Basis, die den an die Inhaber von Stammaktien des Unternehmens gezahlten Dividenden entspricht. *Siehe Anmerkung 16.* Diese noch nicht unverfallbaren RSUs entsprechen der Definition von partizipierenden Wertpapieren auf der Grundlage ihrer jeweiligen Rechte auf unverfallbare Dividenden und werden bei der Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie als eine separate Wertpapierklasse behandelt. Partizipierende Wertpapiere werden bei der Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie nicht als zusätzliche Aktien berücksichtigt. Das verwässerte Ergebnis je Aktie beinhaltet die potenziellen Auswirkungen von bedingt emissionsfähigen Aktien, einschließlich Prämien, die eine zukünftige Leistung als Bedingung für die Lieferung der zugrunde liegenden Stammaktien erfordern. Das verwässerte Ergebnis je Aktie wird sowohl nach der Zwei-Klassen-Methode als auch nach der Treasury-Stock-Methode berechnet, wobei der verwässernde Betrag ausgewiesen wird. Bei der Berechnung des verwässerten Nettoverlusts je Aktie wird nicht von der Umwandlung oder Ausübung von Wertpapieren ausgegangen, die einem Verwässerungseffekt entgegenwirken würden. Eigene Aktien werden bei beiden Berechnungen von der täglichen gewichteten durchschnittlichen Anzahl der ausstehenden Stammaktien ausgeschlossen. *Siehe Anmerkung 23.*

Anmerkung 2 - Vorräte

Die Vorräte zum 31. Dezember betrugen:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Erdöl und Erdgas	\$ 676	641
Materialien und Zubehör	722	578
Vorräte insgesamt	\$ 1,398	1,219
Vorräte, die nach dem Lifo-Prinzip bewertet werden	\$ 401	396

Der geschätzte Überschuss der aktuellen Wiederbeschaffungskosten über die LIFO-Kosten der Vorräte belief sich zum 31. Dezember 2023 und 2022 auf etwa 91 Mio. \$ bzw. 149 Mio. \$.

Erläuterung 3 - Akquisitionen und Veräußerungen

Alle Gewinne oder Verluste aus der Veräußerung von Vermögenswerten werden vor Steuern ausgewiesen und sind in der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung netto in der Zeile "Gewinn (Verlust) aus Veräußerungen" enthalten. Alle Zahlungseingänge und -ausgänge sind im Abschnitt "Cashflow aus Investitionstätigkeit" unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung enthalten.

2023

Surmont Akquisition

Im Oktober 2023 schlossen wir die Übernahme der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont, einer Anlage in unserem Segment Kanada, von TotalEnergies EP Canada Ltd. ab. Nach der Übernahme besitzen wir eine 100-prozentige Arbeitsbeteiligung an Surmont. Der beizulegende Zeitwert des gesamten Kaufpreises für die Transaktion betrug 3,0 Mrd. USD (4,1 Mrd. CAD):

Beizulegender Zeitwert der Gegenleistung	Millionen von Dollars	
Barzahlung	\$	2,685
Bedingte Gegenleistung		320
Gesamte Gegenleistung	\$	3,005

Die bedingte Zahlungsvereinbarung sieht vor, dass an TotalEnergies EP Canada Ltd. eine zusätzliche Vergütung von bis zu 0,4 Milliarden CAD über eine Laufzeit von fünf Jahren. Die bedingten Zahlungen belaufen sich auf 2,0 Mio. \$ für jeden Dollar, den der WCS-Preis im Laufe des Monats über 52 \$ pro Barrel liegt, sofern bestimmte Produktionsziele erreicht werden. Die Spanne der nicht abgezinsten Beträge, die wir im Rahmen dieser Vereinbarung zahlen könnten, liegt zwischen 0 und 0,3 Mrd. \$. Der beizulegende Zeitwert der bedingten Gegenleistung zum Erwerbszeitpunkt betrug 320 Mio. \$ und wurde unter Anwendung des Ertragswertverfahrens geschätzt. *Siehe Anmerkung 13.*

Die Transaktion wurde als Unternehmenszusammenschluss gemäß FASB Topic ASC 805 unter Anwendung der Erwerbsmethode bilanziert, die eine Bewertung der erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten zu ihrem beizulegenden Zeitwert zum Erwerbszeitpunkt erfordert. Für die erworbenen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten wurden Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert vorgenommen, die in den Folgeperioden bis zu einem Jahr nach dem Erwerbszeitpunkt angepasst werden können, wenn neue Informationen über Fakten und Umstände, die zum Erwerbszeitpunkt bestanden, berücksichtigt werden.

Öl- und Gasgrundstücke wurden anhand eines Discounted-Cashflow-Ansatzes bewertet, bei dem Marktteilnehmer und intern erstellte Preisannahmen, Produktionsprofile sowie Betriebs- und Entwicklungskostenannahmen berücksichtigt wurden. Der beizulegende Zeitwert der sonstigen erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten, zu denen Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie die meisten sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten gehören, wurde aufgrund ihrer Kurzfristigkeit als gleichwertig mit dem Buchwert ermittelt. Der Gesamtpreis von 3,0 Milliarden US-Dollar wurde den identifizierbaren Vermögenswerten und Verbindlichkeiten auf der Grundlage ihrer beizulegenden Zeitwerte zum Erwerbszeitpunkt, dem 4. Oktober 2023, zugewiesen.

Erfasste Beträge der erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten		Millionen von Dollars
Öl- und Gasgrundstücke		3,129
Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten		(112)
Andere		(12)
Identifizierbares Nettovermögen insgesamt	\$	3,005

Mit dem Abschluss der Transaktion erwarben wir nachgewiesene und nicht nachgewiesene Grundstücke im Wert von etwa 2,9 Mrd. \$ und 0,2 Milliarden Dollar.

In Erwartung der Akquisition hat die Gesellschaft verschiedene Devisentermingeschäfte für den Kauf von CAD abgeschlossen und abgerechnet und im Zusammenhang mit diesen Termingeschäften einen Verlust in Höhe von 112 Millionen US-Dollar in der Zeile "Fremdwährungstransaktions(gewinn)verlust" in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung verbucht. Die damit zusammenhängenden Cashflows sind in unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung unter "Cashflows aus Investitionstätigkeit" enthalten.

Vom Zeitpunkt der Übernahme bis zum 31. Dezember 2023 beliefen sich die mit den übernommenen Vermögenswerten verbundenen "Gesamteinnahmen und sonstigen Erträge" und "Nettogewinn (-verlust)" auf 572 Millionen US-Dollar bzw. 119 Millionen US-Dollar.

Ergänzende Proforma-Angaben (ungeprüft)

Die folgenden Tabellen fassen die ungeprüften ergänzenden Pro-forma-Finanzinformationen für das am 31. Dezember 2023 und 2022 endende Jahr zusammen, so als ob wir die Übernahme am 1. Januar 2022 abgeschlossen hätten.

	Millionen von Dollars		
	Jahr bis zum 31. Dezember 2023		
	Wie berichtet	Pro forma Surmont	Pro forma Kombiniert
Gesamteinnahmen und sonstige Erträge	\$ 58,574	2,561	61,135
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern	16,288	659	16,947
Nettogewinn (-verlust)	10,957	501	11,458
Ergebnis je Aktie:			
Unverwässerter Nettogewinn (-verlust)	\$ 9.08		9.50
Verwässerter Nettogewinn (-verlust)	9.06		9.47

	Millionen von Dollars		
	Jahr bis zum 31. Dezember 2022		
	Wie berichtet	Pro forma Surmont	Pro forma Kombiniert
Gesamteinnahmen und sonstige Erträge	\$ 82,156	3,582	85,738
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern	28,228	947	29,175
Nettogewinn (-verlust)	18,680	720	19,400
Ergebnis je Aktie:			
Unverwässerter Nettogewinn (-verlust)	\$ 14.62		15.18
Verwässerter Nettogewinn (-verlust)	14.57		15.13

Die ungeprüften ergänzenden Pro-forma-Finanzinformationen dienen lediglich der Veranschaulichung und sind nicht unbedingt ein Hinweis auf die Betriebsergebnisse, die sich ergeben hätten, wenn die Transaktionen am 1. Januar 2022 abgeschlossen worden wären, und sie sind auch nicht unbedingt ein Hinweis auf die künftigen Betriebsergebnisse des zusammengeschlossenen Unternehmens. Die ungeprüften Pro-forma-Finanzinformationen für die Jahre bis zum 31. Dezember 2023 bzw. 2022 ergeben sich aus der Kombination der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung von ConocoPhillips mit den von TotalEnergies EP Canada Ltd. erworbenen Vermögenswerten. Die Pro-forma-Ergebnisse enthalten weder transaktionsbezogene Kosten noch Kosteneinsparungen, die als Ergebnis der Transaktion erwartet werden. Die Pro-forma-Ergebnisse enthalten Anpassungen, die sich in erster Linie auf die DD&A beziehen, die auf der Unit-of-Production-Methode basieren und sich aus dem Kaufpreis ergeben, der den Grundstücken, Anlagen und Ausrüstungen zugeordnet wird. Wir sind der Ansicht, dass die Schätzungen und Annahmen angemessen sind und die relativen Auswirkungen der Transaktion korrekt wiedergegeben werden.

QatarEnergy LNG NFS(3) (NFS3), vormals Qatar Liquefied Gas Company Limited(12) (QG12)

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

Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (PALNG)

Im Jahr 2023 erwarben wir eine 30-prozentige Beteiligung an PALNG, einem Joint Venture für die Entwicklung einer großen LNG-Anlage für die erste Phase des Port Arthur LNG-Projekts ("Phase 1"). Sempra PALNG Holdings, LLC besitzt die restlichen 70 Prozent der Anteile an dem Joint Venture. PALNG wird als eine nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligung in unserem Segment Unternehmen und Sonstiges ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 4.*

Bedingte Zahlungen

Wir verbuchten bedingte Zahlungen im Zusammenhang mit den früheren Veräußerungen unserer Arbeitsanteile am Foster Creek Christina Lake Partnership und westkanadische Gasvorkommen sowie unsere San-Juan-Vorkommen. Die bedingten Zahlungen wurden in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung als (Gewinn) Verlust aus der Veräußerung verbucht und in unseren Segmenten Kanada und Lower 48 ausgewiesen. In unserem Segment Kanada belief sich die vierteljährlich berechnete und gezahlte bedingte Zahlung auf 6 Mio. CAD für jede

1 CAD, wenn der vierteljährliche durchschnittliche WCS-Rohölpreis 52 CAD pro Barrel übersteigt. In unserem Segment Lower 48 wurde die jährlich gezahlte bedingte Zahlung monatlich mit 7 Mio. \$ berechnet, wenn der US-Erdgaspreis am Henry Hub bei oder über 3,20 \$ pro MMBTU lag. Die Laufzeit der bedingten Zahlungen in unserem Segment Kanada endete im zweiten Quartal 2022 und die Laufzeit der bedingten Zahlungen in unserem Segment Lower 48 endete Ende 2023. Die in den Jahren 2023, 2022 und 2021 verbuchten bedingten Zahlungen betrugen 7 Mio. \$, 451 Mio. \$ bzw. 369 Mio. \$.

2022

Erwerb einer zusätzlichen Beteiligung an der Australia Pacific LNG (APLNG)

Im Februar 2022 schlossen wir den Erwerb eines zusätzlichen 10-prozentigen Anteils an APLNG von Origin Energy für ca. 1,4 Mrd. USD (nach den üblichen Anpassungen) in einer Bargeldtransaktion ab, die aus der Ausübung unseres Vorkaufsrechts resultierte. Dadurch erhöhte sich unser Anteil an APLNG auf 47,5 Prozent, während Origin Energy und Sinopec folgende Anteile hielten 27,5 Prozent bzw. 25,0 Prozent. APLNG wird als Kapitalbeteiligung in unserem Segment Asien-Pazifik ausgewiesen.

QatarEnergy LNG NFE(4) (NFE4), vormals Qatar Liquefied Gas Company Limited(8) (QG8)

Im Jahr 2022 erhielten wir eine 25-prozentige Beteiligung an NFE4, einem neuen Joint Venture mit QatarEnergy, das am LNG-Projekt North Field East (NFE) beteiligt ist. NFE4 hält einen Anteil von 12,5 Prozent an dem NFE-Projekt und wird als Beteiligung nach der Equity-Methode in unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 4.*

Erwerb von Vermögenswerten

Im September 2022 schlossen wir den Erwerb eines zusätzlichen Arbeitsanteils an bestimmten Eagle-Ford-Flächen im Segment Lower 48 für einen Barkaufpreis von 236 Millionen US-Dollar nach den üblichen Anpassungen ab. Diese Vereinbarung wurde als Erwerb von Vermögenswerten bilanziert, wobei die Gegenleistung in erster Linie den Sachanlagen zugeordnet wurde.

Verkaufte Vermögenswerte

Im Jahr 2022 verkauften wir unsere Anteile an bestimmten nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten in unserem Segment Lower 48 für einen Nettoerlös von 680 Millionen US-Dollar, wobei kein Gewinn oder Verlust aus dem Verkauf verbucht wurde. Zum Zeitpunkt der Veräußerung hatte unsere Beteiligung an diesen Vermögenswerten einen Nettobuchwert von \$680 Millionen, bestehend aus \$825 Millionen an Vermögenswerten, die sich hauptsächlich auf \$818 Millionen an PP&E beziehen, und \$145 Millionen an Verbindlichkeiten, die sich hauptsächlich auf AROs beziehen.

Im März 2022 schlossen wir die Veräußerung unserer Tochtergesellschaften ab, die unsere Vermögenswerte und Betriebe in Indonesien hielten. Basierend auf dem Stichtag 1. Januar 2021 erhielten wir nach den üblichen Anpassungen einen Nettoerlös von 731 Millionen US-Dollar und verbuchten einen Gewinn von 534 Millionen US-Dollar vor und 462 Millionen US-Dollar nach Steuern im Zusammenhang mit dieser Transaktion. Die verkauften Tochtergesellschaften hielten zusammen indirekt unsere 54-prozentige Beteiligung an der Indonesia Corridor Block PSC und 35 Prozent an der Transasia Pipeline Company. Zum Zeitpunkt der Veräußerung belief sich der Nettobuchwert auf etwa 0,2 Mrd. US-Dollar, ohne 0,2 Mrd. US-Dollar an Barmitteln und Barmitteln mit Verfügungsbeschränkung. Der Nettobuchwert bestand in erster Linie aus 0,3 Mrd. \$ an PP&E und 0,1 Mrd. \$ an ARO. Der Gewinn vor Steuern im Zusammenhang mit den verkauften Tochtergesellschaften, ohne den oben erwähnten Veräußerungsgewinn, betrug 138 Millionen US-Dollar und 604 Millionen US-Dollar für die Jahre bis zum 31. Dezember 2022 bzw. 2021. Die Betriebsergebnisse für die verkauften indonesischen Beteiligungen wurden in unserem Segment Asien-Pazifik ausgewiesen.

2021

Im Laufe des Jahres haben wir die Übernahmen von Concho Resources Inc. (Concho) und der Permian-Aktiva von Shell Enterprises LLC (Shell) abgeschlossen. Die Akquisitionen wurden als Unternehmenszusammenschlüsse gemäß FASB Topic ASC 805 unter Anwendung der Akquisitionsmethode bilanziert, die eine Bewertung der erworbenen Vermögenswerte und übernommenen Verbindlichkeiten zum beizulegenden Zeitwert am Akquisitionsdatum erfordert. Wir haben die endgültige Aufteilung des Kaufpreises auf die erworbenen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten von Concho bis zum Jahresende und für die Vermögenswerte von Shell bis zum Ende des ersten Quartals 2022 abgeschlossen. Sie basierte auf dem beizulegenden Zeitwert der langfristigen Vermögensgegenstände und dem Abschluss der Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts aller anderen erworbenen Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten.

Erwerb von Concho Resources Inc.

Im Januar 2021 schlossen wir die Übernahme von Concho ab, einem unabhängigen Öl- und Gasexplorations- und -produktionsunternehmen, das in New Mexico und Westtexas tätig ist und sich auf das Delaware- und Midland-Becken im Permian-Gebiet konzentriert. Der Gesamtwert der Transaktion betrug 13,1 Milliarden US-Dollar, wobei 1,46 ConocoPhillips-Stammaktien für jede ausstehende Concho-Stammaktie getauscht wurden.

Wir verbuchten etwa 157 Millionen US-Dollar an transaktionsbezogenen Kosten, die alle im ersten Quartal 2021 als Aufwand verbucht wurden. Diese einmaligen Kosten betrafen in erster Linie Honorare für Berater und die Abgeltung von aktienbasierten Prämien für bestimmte Concho-Mitarbeiter gemäß den Bedingungen des Fusionsvertrags.

Im ersten Quartal 2021 begannen wir mit einem unternehmensweiten Restrukturierungsprogramm, das die Zusammenlegung der Aktivitäten beider Unternehmen sowie weitere globale Restrukturierungsmaßnahmen umfasste. Wir haben nicht wiederkehrende Restrukturisierungskosten verbucht, hauptsächlich für Abfindungen für Mitarbeiter und damit verbundene zusätzliche Kosten für Pensionsleistungen.

Die Auswirkungen der Transaktions- und Restrukturisierungskosten auf die Zeilen unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung für das Jahr bis zum 31. Dezember 2021 sind unten aufgeführt:

	Millionen von Dollars		
	Transaktionskosten	Umstrukturierungskosten	Gesamtkosten
Produktions- und Betriebskosten		128	128
Vertriebs-, Verwaltungs- und Gemeinkosten	135	67	202
Explorationskosten	18	8	26
Andere Steuern als Einkommensteuern	4	2	6
Sonstige Ausgaben	-	29	29
	\$ 157	234	391

Im Februar 2021 schloss die Gesellschaft ein Umschuldungsangebot für die von Concho übernommenen Schulden ab. Infolge des Schuldentauschs verbuchten wir einen zusätzlichen ertragssteuerlichen Restrukturierungsaufwand in Höhe von 75 Mio. USD.

Vom Tag der Übernahme bis zum 31. Dezember 2021 beliefen sich die "Gesamteinnahmen und sonstigen Erträge" und der "Nettogewinn (-verlust)" im Zusammenhang mit dem übernommenen Concho-Geschäft auf etwa 6.571 Millionen US-Dollar bzw. 2.330 Millionen US-Dollar. Die Ergebnisse im Zusammenhang mit dem Concho-Geschäft für denselben Zeitraum beinhalten einen Verlust vor und nach Steuern in Höhe von 305 Millionen \$ bzw.

233 Mio. USD für die erworbenen Derivatkontrakte. Der Verlust vor Steuern wird in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung unter "Gesamteinnahmen und sonstige Erträge" ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 12.*

Erwerb von Shell Permian Assets

Im Dezember 2021 schlossen wir die Übernahme der Shell-Vermögenswerte im Permian-basierten Delaware Basin ab. Als Abschlussdatum für die Berichterstattung wurde der 31. Dezember 2021 festgelegt. Zu den erworbenen Vermögenswerten gehören etwa 225.000 Acres (netto) und produzierende Grundstücke, die sich ausschließlich in Texas befinden. Der Gesamtpreis für die Transaktion betrug 8,6 Milliarden US-Dollar. Die mit der Transaktion verbundenen Kosten beliefen sich auf ca. 44 Mio. USD, die im Jahr 2021 als Aufwand verbucht wurden.

Ergänzende Proforma-Angaben (ungeprüft)

Die folgende Tabelle fasst die ungeprüften zusätzlichen Pro-forma-Finanzinformationen für das am 31. Dezember 2021 endende Jahr zusammen, als ob wir die Übernahme der Shell Permian Assets am 1. Januar 2020 abgeschlossen hätten.

	Millionen von Dollars		
	Jahr bis zum 31. Dezember 2021		
	Wie berichtet	Pro forma Shell	Pro forma Kombiniert
Gesamteinnahmen und sonstige Erträge	\$ 48,349	3,220	51,569
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern	12,712	1,201	13,913
Nettogewinn (-verlust)	8,079	920	8,999
Ergebnis je Aktie:			
Unverwässerter Nettogewinn (-verlust)	\$ 6.09		6.78
Verwässerter Nettogewinn (-verlust)	6.07		6.76

Die ungeprüften ergänzenden Pro-forma-Finanzinformationen dienen lediglich der Veranschaulichung und sind nicht notwendigerweise ein Hinweis auf die Betriebsergebnisse, die sich ergeben hätten, wenn die Transaktion am 1. Januar 2020 abgeschlossen worden wäre, noch sind sie notwendigerweise ein Hinweis auf die künftigen Betriebsergebnisse des zusammengeschlossenen Unternehmens. Die Pro-forma-Ergebnisse enthalten weder transaktionsbezogene Kosten noch Kosteneinsparungen, die als Ergebnis der Transaktion erwartet werden. Die Pro-forma-Ergebnisse enthalten Anpassungen, die sich in erster Linie auf die DD&A beziehen, die auf der Unit-of-Production-Methode basieren und sich aus dem Kaufpreis ergeben, der den Immobilien, Anlagen und Ausrüstungen zugeordnet wird. Wir sind der Ansicht, dass die Schätzungen und Annahmen angemessen sind und die relativen Auswirkungen der Transaktion korrekt wiedergegeben werden.

Verkaufte Vermögenswerte

Im Jahr 2020 haben wir den Verkauf unserer Vermögenswerte und Betriebe in Australien-West abgeschlossen. Die Verkaufsvereinbarung berechnete uns zu einer Zahlung in Höhe von 200 Mio. USD bei FID des Barossa-Entwicklungsprojekts. Im März 2021 wurde der FID bekannt gegeben, so dass wir im ersten Quartal 2021 einen Veräußerungsgewinn von 200 Mio. \$ verbuchten. Der Käufer versäumte es, den FID-Bonus bei Fälligkeit zu zahlen. Wir haben ein Schiedsverfahren gegen den Käufer eingeleitet, um unser vertragliches Recht auf die 200 Mio. USD zuzüglich der seit dem Fälligkeitsdatum aufgelaufenen Zinsen durchzusetzen, und die Angelegenheit wurde im April 2023 zu unserer Zufriedenheit gelöst. Das operative Ergebnis dieser Transaktion wird in unserem Segment Asien-Pazifik ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 11.*

In der zweiten Hälfte des Jahres 2021 verkauften wir unsere Anteile an bestimmten nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten in unserem Segment Lower 48 für etwa 250 Millionen USD nach den üblichen Anpassungen, wobei ein Gewinn vor Steuern in Höhe von etwa 58 Millionen USD verbucht wurde. Außerdem haben wir den Verkauf unserer nicht zum Kerngeschäft gehörenden Explorationsbeteiligungen in Argentinien abgeschlossen und dabei einen Verlust vor Steuern in Höhe von 179 Millionen US-Dollar verbucht. Die Betriebsergebnisse für Argentinien wurden in unserem Segment Sonstiges International ausgewiesen.

Anmerkung 4 - Kapitalanlagen, Darlehen und langfristige Forderungen

Die Bestandteile der Investitionen und langfristigen Forderungen zum 31. Dezember waren

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Kapitalbeteiligungen	\$ 7,905	7,493
Langfristige Forderungen	143	142
Langfristige Investitionen in Schuldverschreibungen	989	522
Sonstige Investitionen	93	68
	\$ 9,130	8,225

Kapitalbeteiligungen

Zu den verbundenen Unternehmen, an denen wir zum 31. Dezember 2023 eine wesentliche Kapitalbeteiligung hielten, gehören:

- APLNG - ein Joint Venture mit Origin Energy (27,5 %) und Sinopec (25 %), das zu 47,5 % im Besitz von APLNG ist - soll CBM aus den Bowen- und Surat-Becken in Queensland, Australien, fördern sowie LNG verarbeiten und exportieren.
- Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (PALNG) - 30-prozentiges Joint Venture mit Sempra PALNG Holdings, LLC für die Entwicklung einer großen LNG-Anlage für die erste Phase des Port Arthur LNG-Projekts ("Phase 1"). *Siehe Anmerkung 3.*
- QatarEnergy LNG N(3) (N3), ehemals Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) (QG3) - ein 30-prozentiges Joint Venture mit Tochtergesellschaften von QatarEnergy (68,5 Prozent) und Mitsui & Co. Ltd. (1,5 Prozent) - produziert und verflüssigt Erdgas aus dem Nordfeld von Katar und exportiert LNG.
- QatarEnergy LNG NFE(4) (NFE4), vormals Qatar Liquefied Gas Company Limited (8) (QG8) - ein Joint Venture im Besitz von 25 Prozent mit einer Tochtergesellschaft von QatarEnergy (75 Prozent) -, das am LNG-Projekt North Field East (NFE) beteiligt ist. *Siehe Anmerkung 3.*
- QatarEnergy LNG NFS(3) (NFS3), vormals Qatar Liquefied Gas Company Limited (12) (QG12) - Joint Venture im Besitz von 25 Prozent mit einer Tochtergesellschaft von QatarEnergy (75 Prozent) - Teilnehmer am Projekt North Field South. *Siehe Anmerkung 3.*

Die zusammengefassten 100-Prozent-Ergebnisinformationen für nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen an verbundenen Unternehmen lauten wie folgt:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Umsatzerlöse	\$ 15,314	18,356	11,824
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern	6,301	8,234	3,946
Nettogewinn (-verlust)	4,214	5,507	2,557

Die zusammengefassten 100-Prozent-Bilanzdaten für nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen an verbundenen Unternehmen lauten wie folgt:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Umlaufvermögen	\$ 3,827	5,001
Langfristige Vermögenswerte	39,299	37,789
Kurzfristige Verbindlichkeiten	3,462	4,169
Langfristige Verbindlichkeiten	16,665	17,244

Unser Anteil an den Ertragsteuern, die direkt bei einem nach der Equity-Methode bilanzierten Unternehmen anfallen, wird als Anteil am Ergebnis von verbundenen Unternehmen ausgewiesen und ist somit nicht in den Ertragsteuern unseres Konzernabschlusses enthalten.

Zum 31. Dezember 2023 enthielten die Gewinnrücklagen 60 Mio. \$ in Bezug auf die nicht ausgeschütteten Gewinne verbundener Unternehmen. Die von verbundenen Unternehmen erhaltenen Dividenden betrugen 2.684 Mio. \$, 3.045 Mio. \$ und 1.279 Mio. \$ in den Jahren 2023, 2022 bzw. 2021.

APLNG

APLNG ist ein Joint Venture, das sich auf die Förderung von CBM aus den Bowen- und Surat-Becken in Queensland, Australien, konzentriert. Das Erdgas wird an inländische Kunden verkauft und das LNG wird aufbereitet und in die asiatisch-pazifischen Märkte exportiert. Unsere Investition in APLNG verschafft uns Zugang zu den CBM-Ressourcen in Australien und stärkt unsere Position im Bereich LNG. Der größte Teil des LNG von APLNG wird im Rahmen von zwei langfristigen Verkaufs- und 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 Mrd. USD ab, die nach dem finanziellen Abschluss im Jahr 2017 regressfrei wird. Die Fazilität besteht derzeit aus einer Finanzierungsvereinbarung mit der Export-Import Bank of the United States, einer Geschäftsbankfazilität und zwei United States Private Placement Note Facilities. Die Kapital- und Zinszahlungen von APLNG begannen im März 2017 und sind bis September 2030 halbjährlich vorgesehen. Am 31. Dezember 2023 war ein Saldo von 4,7 Mrd. \$ aus den Fazilitäten ausstehend. *Siehe Anmerkung 10.*

Im vierten Quartal 2021 stimmte Origin Energy Limited dem Verkauf von 10 Prozent seiner Beteiligung an APLNG zu. 1,645 Milliarden Dollar, vor den üblichen Anpassungen. ConocoPhillips gab im Dezember 2021 bekannt, dass wir unser Vorkaufsrecht gemäß der APLNG-Aktionärsvereinbarung ausüben, um eine zusätzliche 10-prozentige Beteiligung an APLNG zu erwerben, vorbehaltlich der behördlichen Genehmigungen. Der mit diesem Vorkaufsrecht verbundene Verkaufspreis wurde so festgelegt, dass er die Einschätzung eines relevanten, beobachtbaren Marktteilnehmers über den beizulegenden Zeitwert von APLNG widerspiegelt, der unter dem Buchwert unserer bestehenden Beteiligung an APLNG lag. Auf der Grundlage einer Überprüfung der Fakten und Umstände im Zusammenhang mit diesem Rückgang des beizulegenden Zeitwerts kamen wir im vierten Quartal 2021 zu dem Schluss, dass die Wertminderung nicht nur vorübergehend im Sinne von FASB ASC Topic 323 war und die Erfassung einer Wertminderung unserer bestehenden Beteiligung erforderlich war. Dementsprechend haben wir eine nicht zahlungswirksame Wertminderung in Höhe von 688 Millionen US-Dollar vor und nach Steuern vorgenommen. Die Wertminderung wurde in der Zeile "Wertminderungen" in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. *Siehe Anmerkung 7.*

Zum 31. Dezember 2023 betrug der Buchwert unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligung an APLNG etwa 5,4 Mrd. \$. Die historischen Anschaffungskosten unseres 47,5-prozentigen Anteils am Nettovermögen von APLNG betrugen 5,4 Mrd. \$, was zu einer Basisdifferenz von 33 Mio. \$ in unseren Büchern führte. Die Basisdifferenz, die im Wesentlichen vollständig mit PP&E verbunden ist und der Abschreibung unterliegt, wurde auf der Grundlage des relativen Marktwerts den einzelnen Produktionslizenzen von APLNG zugewiesen. Künftige zusätzliche Zahlungen werden voraussichtlich in ähnlicher Weise zugewiesen. Sobald das Joint Venture Erdgas aus den einzelnen Lizenzen fördert, wird die der jeweiligen Lizenz zugewiesene Basisdifferenz nach der Unit-of-Production-Methode abgeschrieben. Im Nettogewinn (-verlust) für die Jahre 2023, 2022 und 2021 ist ein Aufwand nach Steuern in Höhe von 8 Mio. \$, 10 Mio. \$ bzw. 39 Mio. \$ enthalten, der die Abschreibung dieser Basisdifferenz für die derzeit produzierenden Lizenzen darstellt.

PALNG

PALNG ist ein Joint Venture für die Entwicklung einer großen LNG-Anlage. Zum 31. Dezember 2023 wird der Buchwert von Unsere nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligung an PALNG belief sich auf etwa 1,1 Milliarden US-Dollar. *Siehe Anmerkung 3.*

N3

N3 ist ein Joint Venture, dem ein integriertes LNG-Großprojekt in Katar gehört. Wir haben Terminal- und Pipeline-Nutzungsvereinbarungen mit dem Golden Pass LNG Terminal und der angeschlossenen Golden Pass Pipeline in der Nähe von Sabine Pass, Texas, abgeschlossen, die uns Terminal- und Pipeline-Kapazitäten für die Annahme, Lagerung und Wiederverdampfung des von N3 gekauften LNG zur Verfügung stellen sollen.

Derzeit wird das LNG von N3 an Märkte außerhalb der USA verkauft.

NFE4

NFE4 ist ein Gemeinschaftsunternehmen mit QatarEnergy, das am NFE-LNG-Projekt beteiligt ist. NFE4 hat einen Anteil von 12,5 Prozent an dem NFE-Projekt. *Siehe Anmerkung 3.*

NFS3

NFS3 ist ein Joint Venture mit QatarEnergy zur Beteiligung am NFS-LNG-Projekt. NFS3 hat einen Anteil von 25 Prozent am NFS-Projekt. *Siehe Anmerkung 3.*

Am 31. Dezember 2023 belief sich der Buchwert unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen in Katar auf etwa 1,1 Milliarden US-Dollar.

Darlehen

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

Zum 31. Dezember 2023 gab es keine ausstehenden Darlehen an verbundene Unternehmen.

Anmerkung 5-Beteiligung an Cenovus Energy

Im Jahr 2022 verkauften wir unsere verbleibenden 91 Millionen Aktien von Cenovus Energy (CVE) und erzielten einen Erlös von 1,4 Milliarden US-Dollar und einen Nettogewinn von 251 Millionen US-Dollar. Alle Gewinne und Verluste wurden in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung unter "Sonstige Erträge" verbucht. Die Erlöse im Zusammenhang mit dem Verkauf unserer CVE-Aktien wurden in unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung unter "Cashflow aus Investitionstätigkeit" verbucht.

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Total Nettogewinn aus Dividendenpapieren		251	1,040
Abzüglich: Nettogewinn aus während des Berichtszeitraums verkauften Dividendenpapieren		251	473

Nicht realisierter Gewinn aus zum Berichtszeitpunkt noch gehaltenen Dividendenpapieren	\$	567

Anmerkung 6 - Ausgesetzte Bohrungen und Explorationskosten

Die folgende Tabelle zeigt die Nettoveränderungen der Kosten für suspendierte Explorationsbohrungen in den Jahren 2023, 2022 und 2021:

Millionen von Dollars			
	2023	2022	2021
Anfangssaldo	\$ 527	660	682
Zugänge bis zur Bestimmung der nachgewiesenen Reserven	-	5	10
Umgliederungen zu nachgewiesenen Immobilien	(285)	(7)	-
Zu Lasten der Kosten für Trockenbohrungen	(58)	(131)	(32)
Endsaldo	\$ 184	527	660

Die folgende Tabelle zeigt die Altersstruktur der ausgesetzten Bohrungen zum 31. Dezember:

Millionen von Dollars			
	2023	2022	2021
Kosten für Erkundungsbohrungen, die für einen Zeitraum von einem Jahr oder weniger aktiviert werden		\$ -	4
15			
Kosten für Explorationsbohrungen, die über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr aktiviert werden		184	512
Endsaldo	\$ 184	527	660
Anzahl der Projekte, bei denen die Kosten für Erkundungsbohrungen über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr aktiviert wurden	14	17	22

Die folgende Tabelle enthält eine weitere Aufschlüsselung der Kosten für Erkundungsbohrungen, die seit dem Abschluss der Bohrungen am 31. Dezember 2023 länger als ein Jahr aktiviert wurden:

Millionen von Dollars				
	Insgesamt	Suspendiert seit		
		2020-2022	2017-2019	2006-2016
WL4-00-Malaysia ⁽²⁾	36	19	17	-
PL891-Norwegen ⁽¹⁾	30	30	-	-
Westweide-Alaska ⁽¹⁾	29	-	29	-
Narwal Trend-Alaska ⁽¹⁾	25	-	25	-
PL782S-Norwegen ⁽¹⁾	19	-	19	-
Montney-Kanada ⁽¹⁾	16	8	8	-
Sonstige von jeweils 10 Mio. \$ oder weniger ⁽¹⁾⁽²⁾	29	-	4	25
Insgesamt	\$ 184	57	102	25

(1) Weitere Erkundungsbohrungen geplant.

(2) Die Erkundungsbohrungen sind abgeschlossen; es fallen Kosten für die Bewertung der Erschließung an.

Ausgaben für Exploration

Die nachstehend beschriebenen Kosten sind in der Zeile "Explorationskosten" unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten.

2023

In unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika haben wir nach einer weiteren Bewertung einen Aufwand vor Steuern in Höhe von 37 Mio. USD für Trockenbohrkosten im Zusammenhang mit der suspendierten Warka-Fundbohrung, die 2020 in der Lizenz PL1009 in der Norwegischen See gebohrt wird, verbucht.

In unserem Segment Alaska verbuchten wir einen Aufwand vor Steuern in Höhe von ca. 31 Mio. \$ für Trockenbohrkosten im Zusammenhang mit der Explorationsbohrung Bear-1.

2022

Im vierten Quartal verbuchten wir einen Aufwand vor Steuern in Höhe von 129 Millionen US-Dollar für die Wertminderung bestimmter älterer, stillgelegter Bohrungen in Verbindung mit Surmont in unserem Segment Kanada.

In unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika verbuchten wir einen Aufwand vor Steuern in Höhe von 102 Millionen US-Dollar für Trockenbohrkosten im Zusammenhang mit vier betriebenen Explorations- und Prüfungsbohrungen und einer von einem Partner betriebenen Bohrung, die im Jahr 2022 in Norwegen niedergebracht wurden.

Anmerkung 7 - Wertminderungen

In den Jahren 2023, 2022 und 2021 haben wir die folgenden Wertminderungen vor Steuern vorgenommen:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Alaska	\$ -	2	5
Untere 48	7	(11)	(8)
Kanada	6	(2)	6
Europa, Naher Osten und Nordafrika	-	(1)	(24)
Asien-Pazifik	-	-	695
Unternehmen und Sonstiges	1	-	-
	\$ 14	(12)	674

2021

Wir verzeichneten eine Wertminderung in Höhe von 688 Millionen US-Dollar auf unsere APLNG-Beteiligung, die im Segment Asien-Pazifik enthalten ist. *Siehe Anmerkung 4 und Anmerkung 13.*

In unserem Segment Lower 48 verbuchten wir eine Gutschrift auf die Wertminderung in Höhe von 89 Millionen US-Dollar aufgrund einer geringeren ARO-Schätzung für einen zuvor verkauften Vermögenswert, bei dem wir die ARO-Verbindlichkeit beibehielten. Dem standen im vierten Quartal 2021 Wertminderungen in Höhe von 84 Millionen US-Dollar gegenüber, die sich auf bestimmte nicht zum Kerngeschäft gehörende Vermögenswerte aufgrund von Änderungen der Entwicklungspläne bezogen. *Siehe Anmerkung 13.*

In unserem Segment Europa, Naher Osten und Nordafrika verzeichneten wir eine Gutschrift für Wertminderungen in Höhe von 24 Mio. US-Dollar aufgrund gesunkener ARO-Schätzungen für Felder in Norwegen, die ihre Produktion eingestellt haben und in den Vorjahren vollständig abgeschrieben wurden.

Anmerkung 8 - Rückbauverpflichtungen und aufgelaufene Umweltkosten

Die Verpflichtungen aus der Stilllegung von Anlagen und die Rückstellungen für Umweltkosten betrugen zum 31. Dezember:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten	\$ 7,227	6,380
Aufgelaufene Umweltkosten	184	182
Gesamtbetrag der Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und aufgelaufene Umweltkosten	7,411	6,562
Innerhalb eines Jahres fällige Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten und aufgelaufene Umweltkosten*	(191)	(161)
Langfristige Verpflichtungen zur Stilllegung von Vermögenswerten und aufgelaufene Umweltkosten	\$ 7,220	6,401

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

Rücknahmeverpflichtungen für Vermögenswerte

Wir erfassen den beizulegenden Zeitwert einer Verbindlichkeit für eine ARO, wenn sie anfällt (in der Regel, wenn der Vermögenswert am Produktionsstandort installiert wird). 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 entsprechenden Vermögenswerts abgeschrieben werden. Wenn sich in späteren Perioden unsere Schätzung dieser Verbindlichkeit ändert, werden wir eine Anpassung sowohl der Verbindlichkeit als auch der Sachanlagen vornehmen. Reduzierungen der geschätzten Verbindlichkeiten für Vermögenswerte, die nicht mehr produziert werden, werden als Gutschrift für die Wertminderung verbucht.

Wir haben zahlreiche AROs, zu denen wir gesetzlich oder vertraglich verpflichtet sind, sobald ein Vermögenswert dauerhaft außer Betrieb genommen wird. Die meisten dieser Verpflichtungen werden voraussichtlich erst mehrere Jahre oder Jahrzehnte in der Zukunft fällig und werden zum Zeitpunkt der Stilllegung aus allgemeinen Unternehmensmitteln finanziert. Unsere größten Einzelverpflichtungen betreffen die Schließung und Stilllegung von Bohrlöchern sowie die Beseitigung und Entsorgung von Offshore-Öl- und Gasplattformen auf der ganzen Welt sowie von Öl- und Gasförderanlagen und Pipelines in Alaska.

In den Jahren 2023 und 2022 hat sich unser ARO insgesamt wie folgt entwickelt:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Stand am 1. Januar	\$ 6,380	5,926
Aufzinsung des Diskonts	278	245
Neue Verpflichtungen	257	144
Änderungen der Schätzungen für bestehende Verpflichtungen	484	681
Ausgaben für bestehende Verpflichtungen	(119)	(231)
Immobilienveräußerungen	(27)	(203)
Fremdwährungsumrechnung	(26)	(182)
Stand zum 31. Dezember	\$ 7,227	6,380

Aufgelaufene Umweltkosten

Zum 31. Dezember 2023 und 2022 betrugen die Rückstellungen für Umweltkosten insgesamt 184 Mio. USD bzw. 182 Mio. USD.

Zum 31. Dezember 2023 bzw. 2022 hatte die Gesellschaft Rückstellungen für Umweltkosten in Höhe von 112 Mio. US-\$ bzw. 107 Mio. US-\$ im Zusammenhang mit Sanierungsmaßnahmen in den USA und Kanada gebildet. Außerdem waren zum 31. Dezember 2023 bzw. 2022 unter Konzernkosten und Sonstiges 55 Mio. US-\$ bzw. 59 Mio. US-\$ an Umweltkosten für Standorte zurückgestellt, die nicht mehr in Betrieb sind. Darüber hinaus waren zum 31. Dezember 2023 und 2022 Rückstellungen in Höhe von 17 Mio. US-\$ bzw. 16 Mio. US-\$ für Fälle gebildet worden, in denen das Unternehmen als potenziell verantwortliche Partei gemäß dem Federal Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act oder ähnlichen bundesstaatlichen Gesetzen benannt wurde. Es wird erwartet, dass die aufgelaufenen Umweltverbindlichkeiten über einen Zeitraum von bis zu 30 Jahren bezahlt werden.

Die erwarteten Ausgaben für Umweltverpflichtungen, die im Rahmen verschiedener Unternehmenszusammenschlüsse erworben wurden, werden mit einem gewichteten durchschnittlichen Abzinsungsfaktor von 5 Prozent abgezinst, so dass sich zum 31. Dezember 2023 eine Rückstellung für erworbene Umweltverpflichtungen in Höhe von 116 Millionen US-Dollar ergibt. Die gesamten erwarteten zukünftigen, nicht abgezinnten Zahlungen im Zusammenhang mit dem abgezinnten Teil der zurückgestellten Umweltkosten belaufen sich auf 151 Mio. US-\$.

Anmerkung 9-Schulden

Die langfristigen Schulden betrugen zum 31. Dezember:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
7,65% Schuldverschreibungen fällig 2023	-	78
2,125% Anleihen fällig 2024	461	900
3,35% Anleihen fällig 2024	265	426
2,4% Anleihen fällig 2025	366	900
8,2% Anleihen fällig 2025	134	134
3,35% Schuldverschreibungen fällig 2025	199	199
6,875% Schuldverschreibungen fällig 2026	67	67
7,8% Schuldverschreibungen fällig 2027	203	203
3,75% Anleihen fällig 2027	196	196
4,3% Anleihen fällig 2028	223	223
7,375% Schuldverschreibungen fällig 2029	92	92
7,0% Schuldverschreibungen fällig 2029	112	112
6,95% Anleihen fällig 2029	1,195	1,195
8,125% Anleihen fällig 2030	390	390
2,4% Anleihen fällig 2031	227	227
7,2% Anleihen fällig 2031	447	447
7,25% Anleihen fällig 2031	400	400
7,4% Anleihen fällig 2031	382	382
5,9% Anleihen fällig 2032	505	505
5,05% Anleihen fällig 2033	1,000	-
4,15% Anleihen fällig 2034	246	246
5,95% Anleihen fällig 2036	326	326
5,951% Anleihen, seriell fällig 2022 bis 2037	603	631
5,9% Anleihen fällig 2038	350	350
6,5% Anleihen fällig 2039	1,588	1,588
3,758% Anleihen fällig 2042	785	785
4,3% Anleihen fällig 2044	750	750
5,95% Anleihen fällig 2046	329	329
7,9% Schuldverschreibungen fällig 2047	60	60
4,875% Anleihen fällig 2047	319	319
4,85% Anleihen fällig 2048	219	219
3,8% Anleihen fällig 2052	1,100	1,100
5,3% Anleihen fällig 2053	1,100	-
5,55% Anleihen fällig 2054	1,000	-
4,025% Anleihen fällig 2062	1,770	1,770
5,70% Anleihen fällig 2063	700	-
Marine Terminal Revenue Refunding Bonds fällig 2031 zu 1,65% - 4,70% während 2023 und 0,07% - 4,10% im Jahr 2022	265	265
Industrieentwicklungsanleihen fällig 2035 zu 1,85% - 4,70% während 2023 und 0,07% - 4,10% im Laufe des Jahres 2022	18	18
Andere	21	23
Verschuldung zum Nennwert	18,413	15,855
Finanzierungsleasing	1,129	1,320
Nicht abgeschriebene Agios, Disagios und Emissionskosten von Schuldtiteln (netto)	(605)	(532)
Schulden insgesamt	18,937	16,643
Kurzfristige Schulden	(1,074)	(417)
Langfristige Schulden	\$ 17,863	16,226

Die Hauptbeträge der langfristigen Schulden, ohne Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing, die in den Jahren 2024 bis 2028 fällig werden, betragen: 759 Millionen US-Dollar, 735 Millionen US-Dollar, 104 Millionen US-Dollar, 438 Millionen US-Dollar bzw. 265 Millionen US-Dollar.

2023

Im Dezember 2023 tilgte das Unternehmen 78 Mio. \$ des Nennwerts unserer 7,65-prozentigen Anleihen bei Fälligkeit. Im dritten Quartal 2023 emittierte das Unternehmen neue Schuldverschreibungen in Höhe von 2,7 Mrd. \$ über die Universal Shelf Registration Statement und den Prospektnachtrag. Der Nettoerlös wurde zur Finanzierung des Erwerbs des verbleibenden 50-prozentigen Arbeitsanteils an Surmont verwendet, der im Oktober 2023 abgeschlossen wurde. *Siehe Anmerkung 3.* Die folgenden Anleihen wurden ausgegeben:

- 5,05%ige Anleihen fällig 2033 mit einem Kapital von \$1,0 Milliarden
- 5,55%ige Anleihen, fällig 2054, mit einem Kapital von 1,0 Mrd. \$
- 5,70% Anleihen fällig 2063 mit einem Kapital von \$0,7 Milliarden

Im zweiten Quartal 2023 haben wir, wie weiter unten beschrieben, im Rahmen unserer Schuldenrefinanzierungsstrategie zwei gleichzeitige Transaktionen eingeleitet und abgeschlossen. Wir emittierten neue Schuldverschreibungen in Höhe von 1,1 Mrd. US-Dollar über unser Universal Shelf Registration Statement und den Prospektnachtrag und nutzten den Erlös für den Rückkauf bestehender Schulden in Höhe von 1,1 Mrd. US-Dollar.

Ausgabe von Schuldtiteln

Am 23. Mai 2023 emittierte die Gesellschaft eine 5,3%-Anleihe mit Fälligkeit 2053 und einem Nennwert von 1,1 Mrd. \$.

Ausschreibungsangebote

Am 25. Mai 2023 kaufte die Gesellschaft die unten aufgeführten Schuldtitel in Höhe von insgesamt 1.133 Millionen US-Dollar zurück. Wir zahlten

Wir haben 33 Mio. US-Dollar unter dem Nennwert für den Rückkauf dieser Schuldtitel ausgegeben und einen Gewinn aus der Schuldentilgung in Höhe von 27 Mio. US-Dollar verbucht, der in der Position "Sonstige Aufwendungen" in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten ist.

- 2,125%-Schuldverschreibungen, fällig 2024, mit einem Nennwert von 900 Mio. \$ (teilweiser Rückkauf von 439 Mio. \$)
- 3,350%-Schuldverschreibungen, fällig 2024, mit einem Nennwert von \$426 Millionen (teilweiser Rückkauf von \$160 Millionen)
- 2,400%ige Anleihen, fällig 2025, mit einem Nennwert von 900 Mio. \$ (teilweiser Rückkauf von 534 Mio. \$)

2022

Im Dezember 2022 zahlte das Unternehmen 329 Mio. \$ des Nennwerts unserer 2,40-prozentigen Anleihen bei Fälligkeit zurück. Im Mai 2022 tilgte das Unternehmen 1.250 Mio. \$ des Nennwerts der 4,95-prozentigen Anleihe mit Fälligkeit 2026. Für die Rückzahlung der Anleihe zahlten wir Prämien über dem Nennwert in Höhe von 79 Mio. US-Dollar und verbuchten einen Verlust aus der Schuldentilgung in Höhe von 83 Mio. US-Dollar, der in der Zeile "Sonstige Aufwendungen" in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten ist. Außerdem zahlte die Gesellschaft 500 Mio. US-Dollar, um den ausstehenden Kapitalbetrag der 2022 fälligen variabel verzinslichen Anleihen bei Fälligkeit zurückzuzahlen.

Im ersten Quartal 2022 schlossen wir eine Schuldenrefinanzierung ab, die aus drei gleichzeitigen Transaktionen bestand: einem Tenderangebot zum Rückkauf bestehender Schulden gegen Barmittel, Tauschangeboten zur Tilgung bestimmter Schulden im Austausch gegen neue Schulden und Barmittel sowie einer Neuemission von Schulden zur teilweisen Finanzierung der im Rahmen der Tender- und Tauschangebote gezahlten Barmittel.

Ausschreibungsangebot

Im März 2022 kaufte die Gesellschaft die unten aufgeführten Schuldtitel im Gesamtnennbetrag von 2.716 Millionen US-Dollar zurück. Für den Rückkauf dieser Schuldtitel zahlten wir Prämien über dem Nennwert in Höhe von 333 Mio. USD und verbuchten einen Gewinn aus der Schuldentilgung in Höhe von 155 Mio. USD, der in der Zeile "Sonstige Aufwendungen" in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten ist.

- 3,75%-Anleihen, fällig 2027, mit einem Nennwert von \$1.000 Millionen (teilweiser Rückkauf von \$804 Millionen)
- 4,3%-Schuldverschreibungen, fällig 2028, mit einem Nennwert von \$1.000 Millionen (teilweiser Rückkauf von \$777 Millionen)
- 2,4%-Anleihen, fällig 2031, mit einem Nennwert von 500 Mio. \$ (teilweiser Rückkauf von 273 Mio. \$)
- 4,875%-Schuldverschreibungen, fällig 2047, mit einem Nennwert von 800 Mio. \$ (teilweiser Rückkauf von 481 Mio. \$)
- 4,85%-Schuldverschreibungen, fällig 2048, mit einem Nennwert von 600 Mio. \$ (teilweiser Rückkauf von 381 Mio. \$)

Angebote austauschen

Ebenfalls im März 2022 haben wir zwei gleichzeitige Umtauschangebote durchgeführt, bei denen bestehende Schuldverschreibungen in Höhe von insgesamt 2.544 Mio. USD im Tausch gegen eine Kombination aus neuen Schuldverschreibungen und Barmitteln angeboten und angenommen wurden. Die Umtauschangebote wurden für buchhalterische Zwecke als Umschuldung behandelt, was dazu führte, dass ein Teil des nicht abgeschriebenen Disagios, der Prämien und der Emissionskosten der bestehenden Anleihen den

[Anhang zur konsolidierten Jahresrechnung](#)

neuen Anleihen an den Abrechnungsterminen der Umtauschangebote zugewiesen wurde. Wir haben Prämien über dem Nennwert in Höhe von 883 Mio. US-Dollar gezahlt, die sich aus 872 Mio. US-Dollar in bar sowie aus neuen Anleihen zusammensetzten und als zusätzliches Disagio aktiviert wurden. Durch den Umtausch entstanden uns Aufwendungen in Höhe von 28 Mio. US\$, die in der Zeile "Sonstige Aufwendungen" unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten sind.

Im Rahmen der Umtauschangebote wurden folgende Anleihen angedient und angenommen:

- 7,0%-Schuldverschreibungen, fällig 2029, mit einem Nennwert von 200 Mio. \$ (Teilumtausch von 88 Mio. \$)
- 6,95%-Schuldverschreibungen, fällig 2029, mit einem Nennwert von 1.549 Mio. \$ (Teilumtausch von 354 Mio. \$)
- 7,4%-Schuldverschreibungen, fällig 2031, mit einem Nennwert von 500 Mio. \$ (teilweiser Umtausch von 118 Mio. \$)
- 7,25%-Schuldverschreibungen, fällig 2031, mit einem Nennwert von 500 Mio. \$ (teilweiser Umtausch von 100 Mio. \$)
- 7,2%-Schuldverschreibungen, fällig 2031, mit einem Nennwert von 575 Mio. \$ (teilweiser Umtausch von 128 Mio. \$)
- 5,95%-Schuldverschreibungen, fällig 2036, mit einem Nennwert von 500 Mio. \$ (Teilumtausch von 174 Mio. \$)
- 5,9%-Schuldverschreibungen, fällig 2038, mit einem Nennwert von 600 Mio. \$ (Teilumtausch von 250 Mio. \$)
- 6,5%-Schuldverschreibungen, fällig 2039, mit einem Nennwert von 2.750 Mio. \$ (Teilumtausch von 1.162 Mio. \$)
- 5,95%-Schuldverschreibungen, fällig 2046, mit einem Nennwert von 500 Mio. \$ (Teilumtausch von 171 Mio. \$)

Die angedienten und angenommenen Schuldverschreibungen wurden gegen die folgenden Schuldverschreibungen ausgetauscht:

- 3,758%-Schuldverschreibungen, fällig 2042, mit einem Nennwert von 785 Mio. \$
- 4,025%-Schuldverschreibungen, fällig 2062, mit einem Nennwert von 1,770 Mrd. \$

Ausgabe von Schuldtiteln

Im März 2022 haben wir die folgenden Anleihen ausgegeben:

- 2,125%-Schuldverschreibungen, fällig 2024, mit einem Kapital von 900 Mio. \$
- 2,4% Anleihen fällig 2025 mit einem Kapital von 900 Mio. \$
- 3,8%-Anleihen mit Fälligkeit 2052 und einem Kapital von 1.100 Mio. \$

Revolvierende Kreditfazilität und Informationen zum Kreditrating

Im Jahr 2022 refinanzierte die Gesellschaft ihre revolvierende Kreditfazilität von einer Gesamtkreditkapazität von 6,0 Mrd. USD auf 5,5 Mrd. USD mit einem Ablaufdatum im Februar 2027. Unsere revolvierende Kreditfazilität kann für direkte Bankkredite, die Ausgabe von Akkreditiven in Höhe von bis zu 500 Mio. US-Dollar oder als Unterstützung für unser Commercial-Paper-Programm genutzt werden. Die revolvierende Kreditfazilität wird auf breiter Basis von Finanzinstituten syndiziert und enthält keine Bestimmungen über wesentliche nachteilige Veränderungen oder Verpflichtungen, die die Einhaltung bestimmter Finanzkennzahlen oder Kreditratings erfordern. Die Vereinbarung über die Fazilität enthält eine gegenseitige Ausfallklausel für den Fall, dass ConocoPhillips oder eine ihrer konsolidierten Tochtergesellschaften Kapital oder Zinsen auf andere Schuldverpflichtungen in Höhe von 200 Mio. \$ oder mehr nicht zahlt. Die Höhe der Fazilität kann vor ihrem Ablaufdatum nicht neu festgelegt werden.

Die Kredite der Kreditfazilität können mit einer Marge über der Secured Overnight Financing Rate (SOFR) verzinst werden. Die Kreditvereinbarung sieht eine Bereitstellungsgebühr für verfügbare, aber nicht genutzte Beträge vor. Die Kreditvereinbarung enthält außerdem ein vorzeitiges Kündigungsrecht für den Fall, dass unsere derzeitigen Direktoren oder ihre genehmigten Nachfolger nicht mehr die Mehrheit im Board of Directors stellen.

Die revolvierende Kreditfazilität unterstützt unsere Fähigkeit, Commercial Paper in Höhe von bis zu 5,5 Mrd. USD auszugeben. Commercial Paper sind in der Regel auf eine Laufzeit von 90 Tagen beschränkt und werden in unserer Konzernbilanz als kurzfristige Verbindlichkeiten ausgewiesen. Da keine Commercial Paper im Umlauf sind und keine direkten Kredite oder Akkreditive aufgenommen wurden, hatte die Gesellschaft zum 31. Dezember 2023 und zum 31. Dezember 2022 Zugang zu einer verfügbaren Kreditkapazität von 5,5 Mrd. US-Dollar im Rahmen der revolvierenden Kreditfazilität.

Für Informationen über Finanzierungsleasing *siehe Anmerkung 15*.

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 unsere Unternehmensanleihen gibt es keine Rating-Trigger, die zu einem automatischen Ausfall führen und damit unseren Zugang zu Liquidität bei einer Herabstufung unserer Bonität beeinträchtigen würden. Eine Herabstufung unserer Bonitätseinstufung könnte die Kosten der uns zur Verfügung stehenden Unternehmensanleihen erhöhen und unseren Zugang zu den Märkten für Commercial Paper einschränken. Sollten sich unsere Kreditratings auf ein Niveau verschlechtern, das uns den Zugang zum Commercial-Paper-Markt verwehrt, könnten wir immer noch auf Mittel aus unserer revolvierenden Kreditfazilität zugreifen.

Sowohl zum 31. Dezember 2023 als auch zum 31. Dezember 2022 hatte die Gesellschaft 283 Mio. \$ an bestimmten variabel verzinslichen Sichteinlagen (Variable Rate Demand Bonds - VRDBs) mit Laufzeiten bis 2035 ausstehen. Die VRDBs sind nach Wahl der Anleihegläubiger an jedem Geschäftstag rückzahlbar. Sollten sie jemals zurückgezahlt werden, hat die Gesellschaft die Möglichkeit und die Absicht, sich langfristig zu refinanzieren, weshalb die VRDBs in der konsolidierten Bilanz unter "Langfristige Verbindlichkeiten" ausgewiesen sind.

Anmerkung 10-Garantien

Zum 31. Dezember 2023 hafteten wir für bestimmte Eventualverpflichtungen im Rahmen verschiedener vertraglicher Vereinbarungen, wie unten beschrieben. Bei neu ausgestellten oder geänderten Garantien weisen wir zu Beginn eine Verbindlichkeit in Höhe des beizulegenden Zeitwerts unserer Verpflichtung als Garantiegeberin aus. Sofern der Buchwert der Verbindlichkeit nicht unten angegeben ist, haben wir keine Verbindlichkeit ausgewiesen, da der beizulegende Zeitwert der Verpflichtung unwesentlich ist. Sofern nicht anders angegeben, erfüllen wir die Garantie derzeit nicht in nennenswertem Umfang und erwarten, dass die künftige Erfüllung entweder unwesentlich ist oder nur eine geringe Wahrscheinlichkeit des Eintretens aufweist.

APLNG-Garantien

Zum 31. Dezember 2023 hatten wir mehrere Garantien im Zusammenhang mit unserer 47,5-prozentigen Beteiligung an APLNG ausstehen. Es folgt eine Beschreibung der Garantien mit Werten, die unter Verwendung der Wechselkurse vom Dezember 2023 berechnet wurden:

- Im dritten Quartal 2016 haben wir eine Garantie abgegeben, um die Entnahme unseres anteiligen Betrags aus einem Projektfinanzierungs-Reservekonto zu erleichtern. Wir schätzen die Restlaufzeit dieser Garantie auf sieben Jahre. Unser maximales Risiko im Rahmen dieser Garantie beläuft sich auf etwa 210 Millionen US-Dollar und kann fällig werden, wenn die Kreditgeber der Projektfinanzierung eine Vollstreckungsklage gegen APLNG einleiten. Zum 31. Dezember 2023 belief sich der Buchwert dieser Garantie auf etwa 14 Mio. \$.
- In Verbindung mit unserem ursprünglichen Erwerb einer Beteiligung an APLNG von Origin Energy Limited im Oktober 2008 haben wir uns bereit erklärt, Origin Energy Limited unseren Anteil an der bestehenden Eventualverbindlichkeit zu erstatten, die sich aus Garantien für eine bestehende Verpflichtung von APLNG zur Lieferung von Erdgas im Rahmen mehrerer Verkaufsverträge ergibt. Die letzte Garantie läuft im vierten Quartal 2041 aus. Unsere potentielle Höchsthaftung für künftige Zahlungen oder Kosten für Liefermengen im Rahmen dieser Garantien wird auf 730 Mio. \$ (1,2 Mrd. \$ im Falle einer vorsätzlichen oder fahrlässigen Verletzung) geschätzt und würde fällig, wenn APLNG seinen Verpflichtungen aus diesen Verträgen nicht nachkommt und die Verpflichtungen nicht anderweitig gemindert werden können. Künftige Zahlungen werden als unwahrscheinlich angesehen, da die Zahlungen bzw. die Kosten für die Lieferung von Mengen nur dann ausgelöst würden, wenn APLNG nicht über genügend Erdgas verfügt, um diese Verkaufsverpflichtungen zu erfüllen, und wenn die Mitbeteiligten nicht die erforderlichen Kapitaleinlagen in APLNG leisten.
- Wir haben APLNG Garantien für die Erfüllung bestimmter anderer Verträge gegeben, die im Zusammenhang mit der weiteren Entwicklung des Projekts abgeschlossen wurden. Die Garantien haben eine Restlaufzeit von 13 bis 22 Jahren oder die Lebensdauer des Projekts. Unser maximaler potenzieller Betrag an zukünftigen Zahlungen im Zusammenhang mit diesen Garantien beträgt etwa 390 Mio. \$ und werden fällig, wenn APLNG seine Verpflichtungen nicht erfüllt. Zum 31. Dezember 2023 betrug der Buchwert dieser Garantien etwa 29 Mio. \$.

QatarEnergy LNG Limited Bürgschaft

Als Anteilseigner von NFE4 und NFS3 haben wir eine Garantie für unseren Anteil an bestimmten steuerlichen und anderen Verpflichtungen des Joint Ventures übernommen. Diese Garantie hat eine ungefähre Laufzeit von 30 Jahren ohne Obergrenze. Zum 31. Dezember 2023 belief sich der Buchwert dieser Garantie auf etwa 14 Mio. USD.

Andere Garantien

Die Gesellschaft hat weitere Garantien mit maximalen zukünftigen Zahlungsbeträgen in Höhe von insgesamt etwa 620 Mio. USD, die hauptsächlich aus Garantien für den Restwert gemieteter Bürogebäude und Garantien für den Restwert von Geschäftsflugzeugen bestehen. Diese Garantien haben eine Restlaufzeit von zwei bis fünf Jahren und würden fällig, wenn bestimmte Vermögenswerte am Ende der Miet- oder Vertragslaufzeit unter den garantierten Beträgen liegen, wenn sich die Geschäftsbedingungen der garantierten Unternehmen verschlechtern oder wenn die garantierten Parteien die Vertragsbedingungen nicht erfüllen. Zum 31. Dezember 2023 gab es keinen Buchwert in Verbindung mit diesen Garantien.

Entschädigungen

Im Laufe der Jahre haben wir Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen an bestimmten juristischen Personen, Joint Ventures und Vermögenswerten getroffen, die zu qualifizierten Entschädigungszahlungen führten. Diese Vereinbarungen beinhalten Entschädigungen für Steuern und Umweltverpflichtungen. Der Buchwert für diese Entschädigungen betrug zum 31. Dezember 2023 etwa 20 Millionen US-Dollar. Die Vereinbarungen im Zusammenhang mit Umweltfragen haben in der Regel eine unbestimmte 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 Entschädigungen nicht möglich, eine vernünftige Schätzung des potenziellen Höchstbetrags der künftigen Zahlungen vorzunehmen. *Siehe Anmerkung 11* für weitere Informationen über Umweltverbindlichkeiten.

Anmerkung 11 - Haftungsverhältnisse und Verpflichtungen

Gegen ConocoPhillips wurde eine Reihe von Klagen eingereicht, die eine Vielzahl von Ansprüchen aus dem normalen Geschäftsbetrieb betreffen. Wir können auch verpflichtet werden, die Auswirkungen der Ablagerung, Lagerung, Entsorgung oder Freisetzung bestimmter chemischer, mineralischer und erdöhlhaltiger Stoffe an verschiedenen aktiven und inaktiven Standorten auf die Umwelt zu beseitigen oder zu mindern. Wir prüfen regelmäßig, ob diese Eventualitäten buchhalterisch erfasst oder offengelegt werden müssen. Bei allen bekannten Eventualverbindlichkeiten (mit Ausnahme derjenigen, die sich auf Ertragssteuern beziehen) bilden wir eine Rückstellung, wenn der Verlust wahrscheinlich ist und der Betrag vernünftig geschätzt werden kann. Wenn eine Spanne von Beträgen vernünftig geschätzt werden kann und kein Betrag innerhalb der Spanne eine bessere Schätzung darstellt als ein anderer Betrag, dann wird das untere Ende der Spanne zurückgestellt. Wir reduzieren diese Verbindlichkeiten nicht für mögliche Rückforderungen von Versicherungen oder Dritten. Wir bilden gegebenenfalls Rückstellungen für Forderungen aus Versicherungsleistungen oder sonstigen Regressansprüchen Dritter. In Bezug auf ertragssteuerliche Risiken verwenden wir eine kumulative, wahrscheinlichkeitsgewichtete Verlustrückstellung in Fällen, in denen die Aufrechterhaltung einer Steuerposition weniger als sicher ist. Weitere Informationen über ertragssteuerliche Eventualverbindlichkeiten *finden Sie in Anmerkung 17*.

Auf der Grundlage der derzeit verfügbaren Informationen halten wir es für unwahrscheinlich, dass künftige Kosten im Zusammenhang mit bekannten Eventualverbindlichkeiten die gegenwärtigen Rückstellungen um einen Betrag übersteigen, der eine wesentliche negative Auswirkung auf unseren Konzernabschluss haben würde. Wenn wir neue Tatsachen in Bezug auf Eventualverbindlichkeiten erfahren, bewerten wir unsere Position sowohl in Bezug auf die Rückstellungen als auch auf andere potenzielle Risiken neu. Zu den Schätzungen, die besonders empfindlich auf künftige Änderungen reagieren, gehören Eventualverbindlichkeiten für Umweltsanierung, Steuern und Rechtsangelegenheiten. Die geschätzten zukünftigen Umweltsanierungskosten können sich aufgrund von Faktoren wie der ungewissen Höhe der Sanierungskosten, der unbekannten Dauer und des Umfangs der erforderlichen Sanierungsmaßnahmen sowie der Bestimmung unserer Haftung im Verhältnis zu der anderer verantwortlicher Parteien ändern. Die geschätzten künftigen Kosten im Zusammenhang mit Steuer- und Rechtsangelegenheiten können sich ändern, wenn sich die Ereignisse weiterentwickeln und zusätzliche Informationen während der Verwaltungs- und Gerichtsverfahren verfügbar werden.

Umwelt

Wir unterliegen internationalen, bundesstaatlichen und lokalen Umweltgesetzen und -vorschriften und bilden Rückstellungen für Umweltverpflichtungen auf der Grundlage der besten Schätzungen der Geschäftsleitung. Diese Schätzungen beruhen auf den derzeit verfügbaren Fakten, der vorhandenen Technologie und den derzeit geltenden Gesetzen und Vorschriften unter Berücksichtigung von Interessengruppen und geschäftlichen Erwägungen. Bei der Bewertung von Umweltverbindlichkeiten berücksichtigen wir auch unsere früheren Erfahrungen mit der Sanierung von kontaminierten Standorten, die Erfahrungen anderer Unternehmen mit der Sanierung von Altlasten und die von der US-EPA oder anderen Organisationen veröffentlichten Daten. Wir berücksichtigen nicht geltend gemachte Ansprüche bei der Ermittlung von Umweltverbindlichkeiten und bilden Rückstellungen in dem Zeitraum, in dem sie sowohl wahrscheinlich als auch vernünftig abschätzbar sind.

Obwohl die Haftung der potenziell Verantwortlichen für Umweltsanierungskosten bei Bundesstandorten in der Regel gesamtschuldnerisch ist und bei anderen Standorten häufig auch, 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 einem Standort verantwortlich sein, für den wir als potenziell verantwortliche Partei benannt wurden. Bislang ist es uns gelungen, die Sanierungskosten mit anderen finanzstarken Unternehmen zu teilen. Viele der Standorte, für die wir potenziell verantwortlich sind, werden noch von der EPA oder der betreffenden Behörde untersucht. Vor der eigentlichen Sanierung bewerten die potenziell Verantwortlichen normalerweise die Standortbedingungen, teilen die Verantwortung zu und bestimmen die geeigneten Sanierungsmaßnahmen. In einigen Fällen kann es sein, dass wir nicht haften oder eine Einigung über die Haftung erzielen. Wenn sich herausstellt, dass andere potenziell verantwortliche Parteien finanziell nicht in der Lage sind, ihren proportionalen Anteil zu tragen, berücksichtigen wir dies bei der Schätzung unserer potenziellen Haftung und passen unsere Rückstellungen entsprechend an. Als Ergebnis verschiedener Akquisitionen in der Vergangenheit haben wir bestimmte Umweltverpflichtungen übernommen. Einige dieser Umweltverpflichtungen werden durch Entschädigungen gemildert, die von anderen zu unseren Gunsten geleistet werden, und einige der Entschädigungen unterliegen Dollargrenzen und zeitlichen Beschränkungen.

Wir beteiligen uns derzeit an Umweltuntersuchungen und -sanierungen an zahlreichen Superfund-Standorten auf Bundesebene und vergleichbaren Standorten auf nationaler und internationaler Ebene. Nach einer Bewertung der Umweltexponierung für Sanierungs- und andere Kosten bilden wir Rückstellungen auf nicht diskontierter Basis (mit Ausnahme von Standorten, die wir im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses erworben haben und die wir auf diskontierter Basis verbuchen) für geplante Untersuchungs- und Sanierungsmaßnahmen für Standorte, bei denen es wahrscheinlich ist, dass zukünftige Kosten anfallen werden und diese Kosten vernünftig geschätzt werden können. Wir haben diese Rückstellungen nicht für mögliche Versicherungsleistungen gekürzt. In Zukunft könnten wir in weitere Umweltuntersuchungen, Sanierungsmaßnahmen und Verfahren involviert sein.

Siehe Erläuterung 8 für eine Zusammenfassung unserer aufgelaufenen Umweltverbindlichkeiten.

Rechtsstreitigkeiten und andere Unwägbarkeiten

Wir sind verschiedenen Rechtsstreitigkeiten und Ansprüchen ausgesetzt, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Angelegenheiten, die Öl- und Gaslizenzengebühren und Abfindungssteuerzahlungen, Gasmess- und Bewertungsmethoden, Vertragsstreitigkeiten, Umweltschäden, Klimawandel, Personen- und Sachschäden betreffen. Unsere Hauptrisiken in solchen Angelegenheiten beziehen sich auf angebliche Lizenz- und Steuerunterzahlungen für bestimmte Grundstücke in Bundes-, Landes- und Privatbesitz, Ansprüche wegen angeblicher Umweltverschmutzung und Schäden aus früheren Tätigkeiten sowie auf den Klimawandel. Wir werden uns in diesen Angelegenheiten weiterhin energisch verteidigen.

Unsere Rechtsabteilung wendet ihr Wissen, ihre Erfahrung und ihr professionelles Urteilsvermögen auf die spezifischen Merkmale unserer Fälle an und wendet ein Prozessmanagementverfahren an, um die gegen uns gerichteten Verfahren zu verwalten und zu überwachen. Unser Prozess erleichtert die frühzeitige Bewertung und Quantifizierung potenzieller Risiken in einzelnen Fällen. Dieser Prozess ermöglicht es uns auch, diejenigen Fälle zu verfolgen, die für ein Gerichtsverfahren und/oder eine Schlichtung vorgesehen sind. Auf der Grundlage von professionellem Urteilsvermögen und Erfahrung im Umgang mit diesen Instrumenten des Prozessmanagements sowie verfügbarer Informationen über die aktuellen Entwicklungen in allen unseren Fällen bewertet unsere Rechtsabteilung regelmäßig die Angemessenheit der bestehenden Rückstellungen und stellt fest, ob eine Anpassung der bestehenden 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 kann die Gesellschaft verpflichtet sein, einem solchen Unternehmen zusätzliche Mittel in Form von Vorschüssen und Vertragsstrafen für nicht genutzte Durchsatzkapazitäten zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2023 durch Akkreditive gesicherte Leistungsverpflichtungen in Höhe von 340 Mio. US\$ (ausgestellt als direkte Bankakkreditive) im Zusammenhang mit verschiedenen Kaufverpflichtungen für Materialien, Lieferungen, kommerzielle Aktivitäten und Dienstleistungen im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit.

Im Jahr 2007 war ConocoPhillips nicht in der Lage, eine Einigung über die vom Verstaatlichungsdekret der venezolanischen Regierung vorgeschriebene empresa mixta-Struktur zu erzielen. Infolgedessen wurde die nationale Ölgesellschaft Venezuelas, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) oder ihre verbundenen Unternehmen direkt die Kontrolle über die Beteiligungen von ConocoPhillips an den Schwerölprojekten Petrozuata und Hamaca sowie am Offshore-Erschließungsprojekt Corocoro übernommen. Als Reaktion auf diese Enteignung leitete ConocoPhillips am 2. November 2007 ein internationales Schiedsverfahren vor dem ICSID ein. Am 3. September 2013 entschied ein ICSID-Schiedsgericht, dass Venezuela die bedeutenden Ölinvestitionen von ConocoPhillips im Juni 2007 unrechtmäßig enteignet hat. Am 17. Januar 2017 bestätigte das Gericht erneut die Entscheidung, dass die Enteignung rechtswidrig war. Im März 2019 ordnete das Gericht einstimmig an, dass die venezolanische Regierung ConocoPhillips eine Entschädigung in Höhe von rund 8,7 Milliarden US-Dollar für die unrechtmäßige Enteignung der Investitionen des Unternehmens in Venezuela im Jahr 2007 zahlen muss. Am 29. August 2019 erließ das ICSID-Tribunal eine Entscheidung, mit der der Schiedsspruch berichtigt und um rund 227 Millionen US-Dollar reduziert wurde. Der Schiedsspruch beläuft sich nun auf 8,5 Mrd. USD zuzüglich Zinsen. Die venezolanische Regierung beantragte die Nichtigerklärung des Schiedsspruchs, wodurch die Vollstreckung des Schiedsspruchs automatisch ausgesetzt wurde. Am 29. September 2021 hob der ICSID-Nichtigkeitsausschuss die Aussetzung der Vollstreckung des Schiedsspruchs auf. Das Annullierungsverfahren ist noch nicht abgeschlossen.

2014 reichte ConocoPhillips ein separates und unabhängiges Schiedsverfahren nach den Regeln des Internationalen Strafgerichtshofs (ICC) gegen PDVSA im Rahmen der Verträge ein, mit denen die Projekte Petrozuata und Hamaca gegründet worden waren. Das ICC-Schiedsgericht erließ im April 2018 einen Schiedsspruch, in dem es feststellte, dass PDVSA ConocoPhillips im Rahmen der Verträge im Zusammenhang mit der Enteignung der Projekte und anderen fiskalischen Maßnahmen vor der Enteignung rund 2 Mrd. USD schuldete. Im August 2018 schloss ConocoPhillips einen Vergleich mit PDVSA, um den vollen Betrag dieses ICC-Urteils zuzüglich Zinsen für den gesamten Zahlungszeitraum zurückzuerhalten, einschließlich erster Zahlungen in Höhe von insgesamt rund 500 Millionen US-Dollar innerhalb von 90 Tagen nach Unterzeichnung der Vergleichsvereinbarung. Der Restbetrag soll über einen Zeitraum von viereinhalb Jahren vierteljährlich gezahlt werden. Im Rahmen des Vergleichs hat PDVSA den ICC-Spruch in verschiedenen Gerichtsbarkeiten als Urteil anerkannt, und ConocoPhillips hat zugestimmt, seine rechtlichen Durchsetzungsmaßnahmen auszusetzen. ConocoPhillips hat PDVSA am 14. Oktober und am 12. November 2019 Mahnungen zugestellt, und bis heute hat PDVSA seine Vertragsverletzung nicht behoben. Infolgedessen hat ConocoPhillips die rechtlichen Durchsetzungsmaßnahmen wieder aufgenommen. Bis heute hat ConocoPhillips im Zusammenhang mit dem ICC-Schiedsspruch rund 777 Millionen US-Dollar erhalten. ConocoPhillips hat sichergestellt, dass der Vergleich und alle zu seiner Durchsetzung ergriffenen Maßnahmen alle einschlägigen US-Vorschriften erfüllen, einschließlich derjenigen, die sich auf die von den USA gegen Venezuela verhängten Sanktionen beziehen.

Im Jahr 2016 reichte ConocoPhillips ein separates und unabhängiges Schiedsverfahren nach den Regeln der ICC gegen PDVSA im Rahmen der Verträge ein, die das Corocoro-Projekt begründet hatten. Am 2. August 2019 sprach das ICC-Tribunal ConocoPhillips im Rahmen der Corocoro-Verträge rund 33 Mio. USD zuzüglich Zinsen zu. ConocoPhillips strebt die Anerkennung und Durchsetzung des Schiedsspruchs in verschiedenen Gerichtsbarkeiten an. ConocoPhillips hat sichergestellt, dass alle Maßnahmen im Zusammenhang mit dem Schiedsspruch alle angemessenen Anforderungen der US-Regulierungsbehörden erfüllen, einschließlich derjenigen, die sich auf etwaige Sanktionen beziehen, die von der U.S. gegen Venezuela.

Seit 2017 haben staatliche und andere Stellen in mehreren US-Bundesstaaten/Territorien Klagen gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter auch ConocoPhillips, eingereicht, in denen sie Schadensersatz und gerechte Entschädigung für die angeblichen Auswirkungen des Klimawandels fordern. Es wird erwartet, dass weitere Klagen mit ähnlichen Vorwürfen eingereicht werden. Die von den Klägern geforderten Beträge sind unbestimmt und die rechtlichen und faktischen Fragen sind beispiellos, daher besteht eine erhebliche Ungewissheit über den Umfang der Forderungen und der angeblichen Schäden sowie über die möglichen Auswirkungen auf die finanzielle Lage des Unternehmens.

ConocoPhillips ist der Ansicht, dass diese Klagen sachlich und rechtlich unbegründet und ein ungeeignetes Mittel sind, um die mit dem Klimawandel verbundenen Herausforderungen anzugehen, und wird sich energisch gegen solche Klagen wehren.

Mehrere Gemeinden in Louisiana und der Bundesstaat Louisiana haben im Rahmen des State and Local Coastal Resources Management Act (SLCRMA) zahlreiche Klagen gegen Öl- und Gasunternehmen, darunter auch ConocoPhillips, eingereicht. Sie fordern Schadensersatz für die Verschmutzung und Erosion der Küste Louisianas, die angeblich durch historische Öl- und Gasaktivitäten verursacht wurde. Die Unternehmen von ConocoPhillips sind Beklagte in 22 dieser Klagen und werden sich energisch gegen diese verteidigen. Am 17. Oktober 2022 bestätigte der Fifth Circuit die Rückverweisung des Hauptverfahrens an ein staatliches Gericht, und der anschließende Antrag auf Wiederaufnahme des Verfahrens wurde abgelehnt. Dementsprechend haben die Bundesbezirksgerichte Rückverweisungen an die staatlichen Gerichte erlassen. Da die von den Klägern vorgebrachten SLCRMA-Theorien beispiellos sind, besteht Ungewissheit in Bezug auf diese Ansprüche (sowohl hinsichtlich des Umfangs als auch des Schadensersatzes), und wir bewerten weiterhin unser Risiko in diesen Prozessen.

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 gepachteten Anlagen, einschließlich zweier Offshore-Plattformen in der Nähe von Carpinteria, Kalifornien, stillzulegen. Diese Anordnung erging, nachdem der derzeitige Eigentümer der OCS-Pacht P-0166 die Pacht aufgegeben und die gepachteten Plattformen und Anlagen stillgelegt hatte. Die Anordnung des BSEE an ConocoPhillips beruht auf der Verbindung zur Phillips Petroleum Company, einem Vorgängerunternehmen von ConocoPhillips, das in der Vergangenheit einen Anteil von 25 Prozent an dieser Pacht hatte und diese Anlagen betrieb, diesen Anteil aber vor etwa 30 Jahren verkaufte. ConocoPhillips prüft weiterhin sein Engagement in dieser Angelegenheit.

Am 10. Mai 2021 reichte ConocoPhillips ein Schiedsverfahren nach den Regeln des Singapore International Arbitration Centre (SIAC) gegen Santos KOTN Pty Ltd. und Santos Limited ein, weil diese es versäumt hatten, den Bonus in Höhe von 200 Mio. USD, der bei der endgültigen Investitionsentscheidung für das Barossa-Erschließungsprojekt gemäß dem Kaufvertrag für den Verkauf unserer Anlagen und Betriebe in Australien-West fällig war, rechtzeitig zu zahlen. Die Angelegenheit wurde im April 2023 zu unserer Zufriedenheit geklärt.

Im Juli 2021 wurde beim United States District Court for the Southern District of Texas eine bundesweite Wertpapier-Sammelklage gegen Concho, bestimmte leitende Angestellte von Concho und ConocoPhillips als Conchos Nachfolger eingereicht. Am 21. Oktober 2021 erließ das Gericht eine Verfügung, mit der Utah Retirement Systems und der Construction Laborers Pension Trust for Southern California als Hauptkläger (Hauptkläger) bestimmt wurden. Am 7. Januar 2022 reichten die Hauptkläger ihre konsolidierte Klage ein, in der sie behaupteten, dass Concho unter Verstoß gegen die Bundeswertpapiergesetze in erheblichem Maße falsche und irreführende Angaben zu seinen Geschäften und Tätigkeiten gemacht habe, und in der sie einen nicht näher bezifferten Schadensersatz, Anwaltsgebühren, Kosten, billigkeitsrechtliche/unterlassende Maßnahmen und andere als angemessen erachtete Maßnahmen fordern. Die Beklagten stellten am 8. März 2022 einen Antrag auf Abweisung der konsolidierten Klage. Am 23. Juni 2023 wies das Gericht den Antrag der Beklagten in Bezug auf die meisten Beklagten einschließlich Concho/ConocoPhillips ab. Wir sind der Ansicht, dass die Vorwürfe in der Klage unbegründet sind und verteidigen uns energisch gegen diesen Rechtsstreit.

ConocoPhillips ist in anhängige Rechtsstreitigkeiten mit Geschäftspartnern verwickelt, bei denen es um die Angemessenheit ihrer Mitteilungen über höhere Gewalt nach dem Wintersturm Uri im Jahr 2021 geht. Wir sind der Ansicht, dass diese Ansprüche unbegründet sind und verteidigen sie energisch.

Langfristige unbedingte Abnahmeverpflichtungen und Zusagen, einschließlich Durchleitungs- und Take-or-Pay-Vereinbarungen Wir haben bestimmte Durchleitungs- und Take-or-Pay-Vereinbarungen zur Unterstützung von Finanzierungsvereinbarungen. Diese Vereinbarungen sehen in der Regel den Transport von Erdgas oder Rohöl sowie Abnahmeverpflichtungen für LNG vor. Der feste und bestimmbare Anteil der verbleibenden geschätzten Zahlungen im Rahmen dieser verschiedenen Vereinbarungen beträgt zum 31. Dezember 2023: 2024 - 7 Mio. \$; 2025 - 7 Mio. \$; 2026 - 7 Mio. \$; 2027 - 7 Mio. \$; 2028 - 283 Mio. \$; und 2029 und danach -11 Milliarden Dollar. Zu den variablen Bestandteilen dieser Verpflichtungen gehören in der Regel die Preise für Warentermingeschäfte und die Inflationsraten. Es wird erwartet, dass die Käufe von LNG im Rahmen dieser Verpflichtungen in denselben oder annähernd denselben Zeiträumen durch die Einnahmen aus den entsprechenden Verkaufstransaktionen ausgeglichen werden. Die Gesamtzahlungen im Rahmen dieser Vereinbarungen belaufen sich auf 26 Mio. USD im Jahr 2023, 26 Mio. USD im Jahr 2022 und 27 Mio. USD im Jahr 2021.

Anmerkung 12-Derivative und Finanzinstrumente

Wir setzen Futures, Termingeschäfte, Swaps und Optionen auf verschiedenen Märkten ein, um die Bedürfnisse unserer Kunden zu erfüllen, Marktchancen zu nutzen und das Wechselkursrisiko zu steuern.

Warenderivative Instrumente

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

Derivative Rohstoffinstrumente werden in unserer konsolidierten Bilanz zum Marktwert ausgewiesen. Wenn diese Salden das Recht zur Aufrechnung haben, werden sie auf Nettobasis ausgewiesen. Die damit verbundenen Cashflows werden in der konsolidierten Kapitalflussrechnung als betriebliche Aktivitäten ausgewiesen. In der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung werden Gewinne und Verluste entweder auf Bruttobasis ausgewiesen, wenn sie direkt mit dem physischen Geschäft zusammenhängen, oder auf Nettobasis, wenn sie zu Handelszwecken gehalten werden. Gewinne und Verluste im Zusammenhang mit Verträgen, die die NPNS-Ausnahme erfüllen und als solche ausgewiesen sind, werden bei der Abwicklung erfasst. Wir wenden diese Ausnahmeregelung im Allgemeinen auf Rohöl- und bestimmte Gaskontrakte an. Wir wenden kein Hedge Accounting für unsere Rohstoffderivate an.

Die folgende Tabelle zeigt die Brutto-Marktwerte unserer Rohstoffderivate ohne Sicherheiten in unserer konsolidierten Bilanz:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Vermögenswerte		
Rechnungsabgrenzungsposten und sonstiges Umlaufvermögen	\$ 611	1,795
Sonstige Aktiva	113	242
Verbindlichkeiten		
Sonstige Abgrenzungen	567	1,800
Sonstige Verbindlichkeiten und abgegrenzte Kredite	80	210

Die Gewinne (Verluste) aus Rohstoffderivaten, die in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten sind, werden in der folgenden Tabelle dargestellt:

	2023	Millionen von Dollars	
		2022	2021
Verkäufe und sonstige betriebliche Erträge	\$ 86	(88)	(228)
Sonstige Einnahmen	(6)	(5)	25
Gekaufte Waren	(90)	(91)	75

Am 15. Januar 2021 übernahmen wir im Zusammenhang mit der Übernahme von Concho derivative Finanzinstrumente, die aus Öl- und Erdgasswaps bestanden. Zum Zeitpunkt der Übernahme wurden diese erworbenen derivativen Finanzinstrumente zum beizulegenden Zeitwert als Nettoverbindlichkeit in Höhe von 456 Mio. \$ ausgewiesen, wobei die Verträge bis zum 31. Dezember 2022 abgerechnet werden.

Im Jahr 2021 verbuchte die Gesellschaft einen Verlust aus der Abwicklung dieser Derivatkontrakte in Höhe von 305 Millionen US-Dollar. Dieser Verlust wird in der Zeile "Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge" in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Im Zusammenhang mit der Abwicklung leistete die Gesellschaft im Jahr 2021 eine Barzahlung in Höhe von 761 Mio. USD, die in der Konzern-Kapitalflussrechnung unter "Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit" ausgewiesen wird.

Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über unsere Nettorisiken, die sich aus den ausstehenden Verträgen über Rohstoffderivate ergeben:

	Offene Position Lang/(Kurz)	
	2023	2022
Ware		
Erdgas und Strom (Mrd. Kubikfußäquivalent) Festpreis	(12)	(14)
Basis	(2)	(8)

Derivative Zinssatzinstrumente

Im Jahr 2023 schloss PALNG Zinsswaps ab, die zur Folge hatten, dass 60 Prozent der geplanten ausstehenden Darlehen zur Finanzierung der Entwicklungs- und Baukosten von Phase 1 von variablen in feste Zinssätze umgewandelt wurden. Diese Swaps wurden gemäß ASC Topic 815, "Derivatives and Hedging", als Cashflow-Hedge klassifiziert und qualifizieren sich für Hedge-Accounting, wobei Änderungen des beizulegenden Zeitwerts der designierten Hedging-Instrumente als Bestandteil des sonstigen Gesamtergebnisses ausgewiesen und in denselben Zeiträumen in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden, in denen sich die abgesicherten Transaktionen auf den Gewinn auswirken. Wir erfassen unseren Anteil an den Anpassungen des sonstigen Gesamtergebnisses von PALNG als Änderung unserer nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligung mit entsprechenden Anpassungen im Eigenkapital. Für das am 31. Dezember 2023 endende Geschäftsjahr verbuchten wir im Zusammenhang mit diesen Swaps einen nicht realisierten Gewinn in Höhe von 78 Millionen US-Dollar im sonstigen Gesamtergebnis.

Finanzinstrumente

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

- Festgelder: Verzinsliche Einlagen bei Finanzinstituten, die für einen bestimmten Zeitraum angelegt werden.
- Sichteinlagen: Verzinsliche Einlagen bei Finanzinstituten. Eingezahlte Gelder können ohne Vorankündigung abgehoben werden.
- Commercial Paper: Unbesicherte Schuldscheine, die von einem Unternehmen, einer Geschäftsbank oder einer staatlichen Behörde ausgegeben werden und mit einem Abschlag erworben werden, um zum Nennwert fällig zu werden.
- Obligationen der US-Regierung oder von Regierungsbehörden: Wertpapiere, die von der US-Regierung oder US-Regierungsbehörden ausgegeben werden.
- Ausländische Staatsanleihen: Von ausländischen Regierungen begebene Wertpapiere.
- Unternehmensanleihen: Unbesicherte Schuldverschreibungen, die von Unternehmen ausgegeben werden.
- Durch Vermögenswerte gesicherte Wertpapiere: Besicherte Schuldverschreibungen.

Die folgenden Kapitalanlagen werden in unserer konsolidierten Bilanz zu Anschaffungskosten zuzüglich aufgelaufener Zinsen ausgewiesen, und die Tabelle zeigt die Restlaufzeiten zum 31. Dezember 2023 und 2022:

	Millionen von Dollars			
	Buchwert			
	Liquide Mittel und Zahlungsmittel äquivalente		Kurzfristige Investitionen	
	2023	2022	2023	2022
Bargeld	\$ 474	593		
Sichteinlagen	1,424	1,638		
Termineinlagen				
1 bis 90 Tage	3,713	4,116	511	1,288
91 bis 180 Tage			22	883
Innerhalb eines Jahres			3	11
U.S. Staatsanleihen				
1 bis 90 Tage	24	14	-	-
	\$ 5,635	6,361	536	2,182

Die folgenden Investitionen in Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar eingestuft sind, werden in unserer konsolidierten Bilanz zum 31. Dezember 2023 und 2022 zum beizulegenden Zeitwert ausgewiesen:

	Millionen Dollars					
	Buchwert					
	Liquide Mittel und Zahlungsmitteläquivalente		Kurzfristige Investitionen		Investitionen und langfristige Forderungen	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Wichtigste Sicherheitsart						
Unternehmensanleihen	\$ -	-	201	323	606	309
Handelspapiere	-	97	131	156		
U.S. Staatsanleihen	-	-	89	115	189	63
U.S. Regierungsbehörde Obligationen			5	8	7	5
Ausländische Staatsanleihen			7	-	4	7
Asset-Backed Securities			2	1	183	138
	\$ -	97	435	603	989	522

Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie kurzfristige Anlagen haben eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr. Investitionen und langfristige Forderungen haben Restlaufzeiten von mehr als einem Jahr bis zu fünf Jahren.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die fortgeführten Anschaffungskosten und den beizulegenden Zeitwert von Anlagen in Schuldverschreibungen, die zum 31. Dezember als zur Veräußerung verfügbar eingestuft wurden:

Wichtigste Sicherheitsart	Millionen DollarFortgeführte			
	Anschaffungskosten		Beizulegen	
	der Zeitwert			
	2023	2022	2023	2022
Unternehmensanleihen	\$ 806	641	807	632
Handelspapiere	131	253	131	253
U.S. Staatsanleihen	278	181	278	178
Obligationen der U.S. Regierung	12	13	12	13
Ausländische Staatsanleihen	11	7	11	7
Asset-Backed Securities	184	139	185	139
	\$ 1,422	1,234	1,424	1,222

Zum 31. Dezember 2023 betrugen die gesamten nicht realisierten Gewinne für Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar klassifiziert sind, mit nicht realisierten Nettogewinnen 5 Millionen US-Dollar und zum 31. Dezember 2022 betrugen die gesamten nicht realisierten Verluste für Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar klassifiziert sind, mit nicht realisierten Nettoverlusten 12 Millionen US-Dollar. Für Investitionen in Schuldtitel, die sich in einer nicht realisierten Verlustposition befinden, wurde keine Wertberichtigung für Kreditverluste gebildet.

Für die am 31. Dezember 2023 und 2022 endenden Jahre beliefen sich die Erlöse aus Verkäufen und Rücknahmen von Investitionen in Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar klassifiziert wurden, auf 983 Mio. \$ bzw. 644 Mio. \$. Die in den Erträgen aus diesen Verkäufen und Rücknahmen enthaltenen realisierten Bruttogewinne und -verluste waren vernachlässigbar. Die Kosten der verkauften und getilgten Wertpapiere werden nach der spezifischen Identifikationsmethode ermittelt.

Kreditrisiko

Zu den Finanzinstrumenten, die potenziell einer Konzentration des Kreditrisikos ausgesetzt sind, gehören in erster Linie Barmitteläquivalente, kurzfristige Anlagen, langfristige Investitionen in Schuldtitel, OTC-Derivatkontrakte und Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Unsere Barmitteläquivalente und kurzfristigen Anlagen sind in hochwertigen Commercial Papers und staatlichen Geldmarktfonds angelegt, US-Staatsanleihen und Anleihen von Regierungsbehörden, Festgelder bei großen internationalen Banken und Finanzinstituten, hochwertige Unternehmensanleihen, ausländische Staatsanleihen und Asset-Backed Securities. Unsere langfristigen Anlagen in Schuldverschreibungen werden in hochwertigen Unternehmensanleihen, forderungsbesicherten Wertpapieren, US-Staatsanleihen und Anleihen von Regierungsbehörden, ausländischen Staatsanleihen und Festgeldern bei großen internationalen Banken und Finanzinstituten getätigt.

Das Kreditrisiko aus unseren OTC-Derivatkontrakten, wie Termingeschäften, Swaps und Optionen, ergibt sich aus der Gegenpartei der Transaktion. Das individuelle Risiko der Gegenpartei wird innerhalb vorher festgelegter Kreditlimits verwaltet und umfasst gegebenenfalls den Einsatz von Cash-Call-Margen, wodurch das Risiko einer erheblichen Nichterfüllung reduziert wird. Wir setzen auch Termingeschäfte, Swaps und Optionskontrakte ein, bei denen das Kreditrisiko vernachlässigbar ist, da diese Geschäfte in erster Linie über eine Clearingstelle abgewickelt werden und bis zu ihrer Abwicklung obligatorischen Einschussanforderungen unterliegen; wir sind jedoch dem Kreditrisiko dieser Börsenmakler in Bezug auf Forderungen aus täglichen Einschusszahlungen sowie in Bezug auf Barmittel ausgesetzt, die zur Erfüllung der Einschussanforderungen hinterlegt werden.

Unsere Forderungen aus Lieferungen und Leistungen resultieren in erster Linie aus unserem Erdölgeschäft und spiegeln einen breiten nationalen und internationalen Kundenstamm wider, was die Gefahr von Kreditrisikokonzentrationen begrenzt. Der Großteil dieser Forderungen hat ein Zahlungsziel von 30 Tagen oder weniger, und wir überwachen dieses Risiko und die Kreditwürdigkeit der Gegenparteien kontinuierlich. Wir können Sicherheiten verlangen, um das Verlustrisiko zu begrenzen, darunter Akkreditive, Vorauszahlungen und Bürgschaften sowie Master-Netting-Vereinbarungen zur Minderung des Kreditrisikos mit Vertragspartnern, die sowohl von uns kaufen als auch an uns verkaufen, da diese Vereinbarungen eine Verrechnung der von uns geschuldeten oder anderen geschuldeten Beträge mit den uns geschuldeten Beträgen ermöglichen.

Bestimmte unserer derivativen Instrumente enthalten Bestimmungen, die uns verpflichten, Sicherheiten zu stellen, wenn das Derivatrisiko einen Schwellenwert überschreitet. Wir haben Verträge mit festen Schwellenbeträgen und andere Verträge mit variablen Schwellenbeträgen, die von unserer Bonität abhängen. Die variablen Schwellenbeträge sinken in der Regel bei niedrigeren Bonitätseinstufungen, während sowohl die variablen als auch die festen Schwellenbeträge in der Regel auf Null zurückgehen, wenn wir unter Investment Grade fallen. Bei allen Verträgen ist Bargeld die Hauptsicherheit; bei vielen Verträgen können wir jedoch auch Akkreditive als Sicherheit hinterlegen, z. B. bei Transaktionen, die über die New York Mercantile Exchange abgewickelt werden.

Der gesamte beizulegende Zeitwert aller derivativen Instrumente mit solchen kreditrisikobedingten Eventualmerkmalen, die sich am 31. Dezember 2023 und 31. Dezember 2022 in einer Verbindlichkeitsposition befanden, belief sich auf 181 Mio. \$ bzw. 333 Mio. \$. Für diese Instrumente wurden zum 31. Dezember 2023 keine Sicherheiten und zum 31. Dezember 2022 Sicherheiten in Höhe von 42 Mio. \$ gestellt. Wäre unser Kreditrating am 31. Dezember 2023 unter Investment Grade herabgestuft worden, hätte die Gesellschaft zusätzliche Sicherheiten in Höhe von \$152 Millionen stellen müssen, entweder in Form von Barmitteln oder Akkreditiven.

Anmerkung 13 - Bewertung zum beizulegenden Zeitwert

Wir führen einen Teil unserer Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum beizulegenden Zeitwert, der zum Berichtszeitpunkt unter Verwendung eines Exit-Preises (d. h. des Preises, der für den Verkauf eines Vermögenswerts erhalten oder für die Übertragung einer Verbindlichkeit gezahlt würde) bewertet und entsprechend der Qualität der Bewertungsparameter in der Fair-Value-Hierarchie ausgewiesen wird.

Die Klassifizierung eines Vermögenswerts oder einer Verbindlichkeit basiert auf der niedrigsten Stufe der für den beizulegenden Zeitwert maßgeblichen Inputfaktoren. Diejenigen, die zunächst als Stufe 3 eingestuft wurden, werden später als Stufe 2 ausgewiesen, wenn der aus nicht beobachtbaren Inputfaktoren abgeleitete beizulegende Zeitwert für den gesamten beizulegenden Zeitwert unwesentlich ist oder wenn bestätigte Marktdaten verfügbar werden. Ursprünglich als Stufe 2 ausgewiesene Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden später als Stufe 3 ausgewiesen, wenn keine gesicherten Marktdaten mehr verfügbar sind. In den Jahren 2023 und 2022 gab es keine wesentlichen Übertragungen in oder aus der Stufe 3.

Wiederkehrende Bewertung zum beizulegenden Zeitwert

Zu den finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die auf wiederkehrender Basis zum beizulegenden Zeitwert ausgewiesen werden, gehören in erster Linie unsere Investitionen in Schuldverschreibungen, die als zur Veräußerung verfügbar eingestuft sind, Rohstoffderivate und unsere Vereinbarung über bedingte Gegenleistungen im Zusammenhang mit der Übernahme von Surmont. *Siehe Anmerkung 3.*

- Bei den derivativen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten der Stufe 1 handelt es sich in erster Linie um börsengehandelte Termingeschäfte und Optionen, die auf der Grundlage nicht angepasster Preise der zugrunde liegenden Börse bewertet werden. Finanzielle Vermögenswerte der Stufe 1 umfassen auch unsere Investitionen in US-Staatsanleihen, die als zur Veräußerung verfügbare Schuldverschreibungen klassifiziert sind und anhand von Börsenkursen bewertet werden.
- Bei den derivativen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten der Stufe 2 handelt es sich in erster Linie um OTC-Swaps, Optionen und Terminkauf- und -verkaufskontrakte, die anhand von angepassten Börsenkursen, von Maklern oder Preismittlungsdienstleistern zur Verfügung gestellten Preisen bewertet werden, die alle durch Marktdaten bestätigt werden. Zu den finanziellen Vermögenswerten der Stufe 2 gehören auch unsere Investitionen in Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar eingestuft sind, einschließlich Investitionen in Unternehmensanleihen, Commercial Paper und Asset-Backed Securities, US-Staatsanleihen und ausländische Staatsanleihen, die anhand von Preisen bewertet werden, die von Brokern oder Preisanbietern bereitgestellt und durch Marktdaten bestätigt werden.
- Derivative Vermögenswerte und Verbindlichkeiten der Stufe 3 bestehen aus OTC-Swaps, Optionen und Terminkauf- und -verkaufskontrakten, bei denen ein erheblicher Teil des beizulegenden Zeitwerts aus zugrunde liegenden Marktdaten berechnet wird, die nicht ohne weiteres verfügbar sind. Der abgeleitete Wert verwendet branchenübliche Methoden, die die historischen Beziehungen zwischen verschiedenen Rohstoffen, modellierte Marktpreise, Zeitwert, Volatilitätsfaktoren und andere relevante wirtschaftliche Größen berücksichtigen können. Die Verwendung dieser Inputs führt zu einer bestmöglichen Schätzung des beizulegenden Zeitwerts durch das Management. Die Aktivitäten im Zusammenhang mit Rohstoffderivaten der Stufe 3 waren in allen dargestellten Zeiträumen nicht wesentlich.
- Die Verbindlichkeiten der Stufe 3 beinhalten den beizulegenden Zeitwert der zukünftigen vierteljährlichen bedingten Zahlungen an Total Energies EP Canada Ltd. im Zusammenhang mit dem Erwerb der verbleibenden 50 Prozent der Betriebsbeteiligung an Surmont. Die bedingte Gegenleistung besteht aus Zahlungen von bis zu ca. 0,4 Mrd. CAD über einen Zeitraum von fünf Jahren, der im vierten Quartal 2028 endet. Die bedingten Zahlungen belaufen sich auf 2,0 Mio. \$ für jeden Dollar, den der monatliche WCS-Durchschnittspreis über 52 \$ pro Barrel liegt. Die Bedingungen beinhalten Anpassungen im Zusammenhang mit dem Nichterreichen bestimmter Produktionsziele. Der beizulegende Zeitwert der bedingten Gegenleistung zum 31. Dezember 2023 wird anhand des Einkommensansatzes berechnet und basiert größtenteils auf der geschätzten Rohstoffpreisprognose unter Verwendung einer Kombination aus den Preisprognosen externer Preisdienstleister und unserer internen Preisprognose (nicht beobachtbarer Input) und einem Abzinsungssatz, der mit den von den wichtigsten Marktteilnehmern verwendeten Sätzen übereinstimmt (beobachtbarer Input). Die Auswirkungen anderer nicht beobachtbarer Inputs auf den beizulegenden Zeitwert zum 31. Dezember 2023 waren nicht signifikant.

Die folgende Tabelle fasst die Fair-Value-Hierarchie für Brutto-Finanzanlagen und -verbindlichkeiten zusammen (d.h. unbereinigt, wenn das Recht auf Aufrechnung für Warenderivate besteht, die auf wiederkehrender Basis zum Fair Value bilanziert werden):

	Millionen von Dollars							
	31. Dezember 2023				31. Dezember 2022			
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Insgesamt	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Insgesamt
Vermögenswerte								
Investitionen in Schuldverschreibungen	\$ 278	1,146	-	1,424	178	1,044	-	1,222
Warenderivate	308	301	115	724	958	951	128	2,037
Gesamtvermögen	\$ 586	1,447	115	2,148	1,136	1,995	128	3,259

Verbindlichkeiten

Warenderivate	\$	350	283	14	647	906	843	261	2,010
Bedingte Gegenleistung		-	-	312	312	-	-	-	-
Verbindlichkeiten insgesamt	\$	350	283	326	959	906	843	261	2,010

Die Bandbreite und der arithmetische Durchschnitt der wesentlichen nicht beobachtbaren Inputfaktoren, die bei der Bewertung des beizulegenden Zeitwerts auf Stufe 3 verwendet wurden, waren wie folgt:

	Beizulegen der Zeitwert (in Millionen Dollars)	Bewertung Technik Input	Unbeobachtbarer	h (arithmetisches Mittel)	Bereic
31. Dezember 2023					
Bedingte Gegenleistung - Surmont	\$ 312	Diskontierte r Cashflow	Rohstoffpreisausblick* (\$/BOE)	\$45.48 - \$63.04	(\$57.45)

*Die Rohstoffpreisprognose basiert auf einer Kombination aus den Prognosen externer Preisdienstleister und unserer internen Prognose.

Die folgende Tabelle fasst die in unserer Konzernbilanz ausgewiesenen Salden der Rohstoffderivate zusammen, die dem Recht auf Verrechnung unterliegen. Wir haben uns dafür entschieden, die ausgewiesenen Zeitwertbeträge für mehrere derivative Instrumente, die mit demselben Kontrahenten abgeschlossen wurden, in unseren Abschlüssen zu verrechnen, wenn ein gesetzliches Recht auf Verrechnung besteht.

Millionen von Dollars							
	Brutto Erfasste Beträge	Brutto ht unt Recht auf Aufrec hnung	Beträge, die dem Recht auf Aufrechnung unterliegen				
			Brutto beträge	Brutto Beträge Versetzt	Net Ausgewie sene Beträge	Barsi cherheiten	Net tobeträge
31. Dezember 2023							
Vermögenswerte	\$ 724	39	685	375	310	4	306
Verbindlichkeiten	647	34	613	375	238	47	191
31. Dezember 2022 Aktiva	\$ 2,037	39	1,998	1,176	822	37	785
Verbindlichkeiten	2,010	20	1,990	1,176	814	52	762

Zum 31. Dezember 2023 und zum 31. Dezember 2022 wiesen wir in unserer konsolidierten Bilanz keine Bruttobeträge aus, bei denen wir das Recht auf Verrechnung hatten.

Nicht wiederkehrende Bewertung des beizulegenden Zeitwerts

Die folgende Tabelle fasst die Fair-Value-Hierarchie nach Hauptkategorien und Datum der Neubewertung für Vermögenswerte zusammen, die auf nicht wiederkehrender Basis zum Fair Value bilanziert werden:

	Millionen von Dollars				
	Bewertungen des beizulegenden Zeitwerts unter Verwendung				
	Beizulegender Zeitwert	Stufe 1 Eingaben	Stufe 2 Eingaben	Stufe 3 Eingaben	Vor Steuern Verlust
Geschäftsjahr zum 31. Dezember 2021 Netto-P&E (zur Nutzung gehalten) 31. Dezember 2021	\$ 472	-	-	472	80
Beteiligungen nach der Equity-Methode 31. Dezember 2021	5,574	-	5,574	-	688

Netto-PV&E (zur Nutzung gehalten)

Im Laufe des Jahres 2021 sank der geschätzte beizulegende Zeitwert bestimmter nicht zum Kerngeschäft gehörender Vermögenswerte in unserem Segment Lower 48 auf Beträge, die unter den Buchwerten lagen. Die Buchwerte wurden auf den beizulegenden Zeitwert abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert wurde auf der Grundlage interner Discounted-Cashflow-Modelle unter Verwendung der folgenden geschätzten Annahmen geschätzt: geschätzte künftige Produktion, ein Ausblick auf künftige Preise aus einer Kombination von Börsen (kurzfristig) in Verbindung mit Preisserviceunternehmen und unserem internen Ausblick (langfristig), künftige Betriebskosten und Investitionsausgaben sowie ein Abzinsungssatz, von dem angenommen wird, dass er mit den von den wichtigsten Marktteilnehmern verwendeten Sätzen übereinstimmt. Die Bandbreite und der arithmetische Durchschnitt der wesentlichen nicht beobachtbaren Inputfaktoren, die bei der Bewertung des beizulegenden Zeitwerts der Stufe 3 für wesentliche Vermögenswerte verwendet wurden, waren wie folgt:

31. Dezember 2021	Beizulegen der Zeitwert (in Millionen Dollars)	Bewertung Technik Inputs	Nicht beobachtbare	Bereich (arithmetisches Mittel)
Lower 48 Golfküste und Rocky Mountains Nicht-Kernbereich	\$ 472	Diskontierte r Cashflow	Produktion von Rohstoffen (MBOED) Rohstoffpreisausblick* (\$/BOE) Abzinsungssatz**	0.2 - 17 (5.4) \$41.45 - \$93.68 (\$64.39) 7.3% - 9.7% (8.7%)

*Die Rohstoffpreisprognose basiert auf einer Kombination aus den Prognosen externer Preisdienstleister und unseren internen Prognosen für die Jahre 2024-2050; die zukünftigen Preise werden nach dem Jahr 2050 mit 2,0 Prozent pro Jahr eskaliert.

**Bestimmt als gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz einer Gruppe von Vergleichsunternehmen, gegebenenfalls risikobereinigt.

Beteiligungen nach der Equity-Methode

Im Laufe des Jahres 2021 stimmte Origin Energy Limited dem Verkauf von 10 Prozent ihrer Beteiligung an APLNG für 1,645 Milliarden Dollar zu, vor den üblichen Anpassungen. ConocoPhillips gab im Dezember 2021 bekannt, dass wir unser Vorkaufsrecht gemäß der APLNG-Aktionärsvereinbarung ausüben, um eine zusätzliche 10-prozentige Beteiligung an APLNG zu erwerben, vorbehaltlich der behördlichen Genehmigungen. Der mit diesem Vorkaufsrecht verbundene Verkaufspreis wurde so festgelegt, dass er die Einschätzung eines relevanten, beobachtbaren Marktteilnehmers über den beizulegenden Zeitwert von APLNG widerspiegelt, der unter dem Buchwert unserer bestehenden Beteiligung an APLNG lag. Daher wurde unsere Beteiligung an APLNG auf ihren beizulegenden Zeitwert von 5.574 Mio. USD abgeschrieben, was zu einem Aufwand vor Steuern von 688 Mio. USD führte. *Siehe Anmerkung 4 und Anmerkung 7.*

Ausgewiesene Marktwerte von Finanzinstrumenten

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

- Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie kurzfristige Anlagen: Der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert entspricht annähernd dem beizulegenden Zeitwert. Für die als zur Veräußerung verfügbare Schuldverschreibungen eingestuft Anlagen entspricht der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert dem beizulegenden Zeitwert.
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und Wechsel (einschließlich langfristiger und verbundener Parteien): Der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert entspricht in etwa dem beizulegenden Zeitwert.
- Investitionen in Schuldtitel, die als zur Veräußerung verfügbar eingestuft sind: Der beizulegende Zeitwert von Anlagen in Schuldtiteln, die in der Zeitwerthierarchie als Stufe 1 eingestuft sind, wird anhand von Börsenkursen ermittelt. Der beizulegende Zeitwert von Anlagen in Schuldtiteln, die in der Hierarchie des beizulegenden Zeitwerts als Stufe 2 eingestuft sind, wird anhand von Preisen bewertet, die von Brokern oder Preisserviceunternehmen bereitgestellt und durch Marktdaten bestätigt werden. *Siehe Anmerkung 12.*
- Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (einschließlich verbundener Parteien) und variabel verzinsliche Schulden: Der in der Bilanz ausgewiesene Buchwert der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und der variabel verzinslichen Schulden entspricht in etwa dem beizulegenden Zeitwert.
- Festverzinsliche Schulden: Der geschätzte beizulegende Zeitwert von festverzinslichen Schuldtiteln wird anhand von Preisen bewertet, die von einem Preisfindungsdienst zur Verfügung gestellt werden, der durch Marktdaten bestätigt wird; daher werden diese Verbindlichkeiten in der Hierarchie des beizulegenden Zeitwerts als Stufe 2 kategorisiert.
- Commercial Paper: Der Buchwert unserer Commercial-Paper-Instrumente entspricht in etwa dem Marktwert und wird in der Bilanz als kurzfristiges Fremdkapital ausgewiesen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Nettozeitwert von Finanzinstrumenten (d.h. bereinigt, wenn das Recht auf Aufrechnung für Warenderivate besteht):

	Millionen von Dollars			
			BuchwertFair Value	
	2023	2022	2023	2022
Finanzielle Vermögenswerte				
Warenderivate	345	824	345	824
Investitionen in Schuldverschreibungen	1,424	1,222	1,424	1,222
Finanzielle Verbindlichkeiten				
Gesamtverschuldung, ohne Finanzierungsleasing	17,808	15,323	18,621	15,545
Warenderivate	225	782	225	782

Anmerkung 14-Eigenkapital

Stammaktien

Die Veränderungen bei den Stammaktien, die im Eigenkapitalteil der Bilanz ausgewiesen sind, waren wie folgt:

	Aktien		
	2023	2022	2021
Ausgestellt			
Anfang des Jahres	2,100,885,134	2,091,562,747	1,798,844,267
Erwerb von Concho	-	-	285,928,872
Ausschüttung aus Leistungsplänen	2,887,382	9,322,387	6,789,608
Ende des Jahres	2,103,772,516	2,100,885,134	2,091,562,747
Im Schatzamt gehalten			
Anfang des Jahres	877,029,062	789,319,875	730,802,089
Rückkauf von Stammaktien	48,641,899	87,709,187	58,517,786
Ende des Jahres	925,670,961	877,029,062	789,319,875

Vorzugsaktien

Wir haben 500 Millionen Vorzugsaktien mit einem Nennwert von 0,01 US-Dollar pro Aktie genehmigt, von denen zum 31. Dezember 2023 und 2022 keine ausgegeben oder im Umlauf waren.

Rückkauf von Stammaktien

Ende 2016 haben wir unser aktuelles Aktienrückkaufprogramm gestartet. Im Oktober 2022 genehmigte unser Vorstand eine Erhöhung der Genehmigung von 25 Mrd. US-Dollar auf 45 Mrd. US-Dollar für unsere Stammaktien, um unseren Plan für zukünftige Aktienrückkäufe zu unterstützen. Seit Beginn unseres aktuellen Programms wurden bis Ende Dezember 2023 insgesamt 383 Millionen Aktien zu einem Preis von 29 Milliarden US-Dollar zurückgekauft.

Im Mai 2021 begannen wir mit einer schrittweisen Monetarisierung unserer CVE-Stammaktien, deren Erlöse für Aktienrückkäufe verwendet wurden. Im ersten Quartal 2022 haben wir unsere verbleibenden 91 Millionen CVE-Stammaktien verkauft.

Anmerkung 15-Nichtmineralische Leasingverträge

Das Unternehmen mietet in erster Linie Bürogebäude und Bohrausrüstungen sowie Seetransportschiffe, Schlepper, Firmenflugzeuge und andere Einrichtungen und Ausrüstungen. Bestimmte Mietverträge enthalten Eskalationsklauseln zur Anpassung der Mietzahlungen an Veränderungen der Preisindizes, und andere Mietverträge enthalten Zahlungsbestimmungen, die je nach Art der Nutzung des geleasten Objekts variieren. Darüber hinaus hat das Unternehmen bestimmte Mietverträge abgeschlossen, die ihm die Option einräumen, die Laufzeit des Mietvertrags zu verlängern oder zu erneuern, den Mietvertrag vor dem Ende der Laufzeit zu kündigen oder den geleasten Gegenstand zum Ende der Laufzeit zu erwerben. In anderen Fällen hat das Unternehmen Mietverträge abgeschlossen, die es verpflichten, den Restwert bestimmter gemieteter Bürogebäude zu garantieren. Weitere Informationen zu Garantien finden sich in Anmerkung 10. Die Leasingverträge enthalten keine wesentlichen Beschränkungen in Bezug auf Dividenden, Veräußerungen von Vermögenswerten oder die Möglichkeit der Kreditaufnahme.

Wir bestimmen, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis ist oder enthält, wenn der Vertrag geschlossen wird. 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, und alle Nicht-Leasing-Komponenten unterliegen anderen anwendbaren Bilanzierungsrichtlinien; wir haben uns jedoch dafür entschieden, die optionale Ausnahmeregelung anzuwenden, wonach die Leasing-Komponenten für bestehende Anlageklassen (zum Zeitpunkt der Einführung von ASC 842) für Bilanzierungszwecke nicht von den Nicht-Leasing-Komponenten getrennt werden. Bei vertraglichen Vereinbarungen, die eine neue Klasse von Leasinggegenständen betreffen, wird bei Vertragsbeginn festgelegt, ob die optionale Ausnahmeregelung auf die neue Klasse von Leasinggegenständen angewendet wird.

Die Klassifizierung von Leasingverhältnissen als Operating- oder Finanzierungsleasing erfolgt zu Beginn des Leasingverhältnisses. Nutzungsrechte und entsprechende Verbindlichkeiten werden in der Konzernbilanz auf der Grundlage des Barwerts der künftigen Leasingzahlungen für die Nutzung des zugrunde liegenden Vermögenswerts während der Laufzeit des Leasingverhältnisses ausgewiesen. Zukünftige Leasingzahlungen beinhalten variable Leasingzahlungen, die von einem Index oder Zinssatz abhängig sind, wobei der Index oder Zinssatz zum Zeitpunkt des Beginns der Laufzeit des Leasingverhältnisses verwendet wird, sowie wahrscheinliche Beträge, die im Rahmen von Restwertgarantien geschuldet werden. Der Betrag der künftigen Leasingzahlungen kann erhöht werden, um zusätzliche Zahlungen im Zusammenhang mit Leasingverlängerungs-, Kündigungs- und/oder Kaufoptionen einzubeziehen, wenn das Unternehmen bei oder nach Beginn des Leasingverhältnisses festgestellt hat, dass es im Allgemeinen aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Vermögenswerten oder betrieblicher Verpflichtungen hinreichend sicher ist, solche Optionen auszuüben. Wir verwenden unseren Grenzfremdkapitalzinssatz als Abzinsungssatz bei der Ermittlung des Barwerts künftiger Leasingzahlungen, es sei denn, der in der Leasingvereinbarung enthaltene Zinssatz ist ohne weiteres bestimmbar. Leasingzahlungen, die nach dem Beginn der Laufzeit des Leasingverhältnisses in Abhängigkeit von der künftigen Nutzung, der Art der Aktivitäten des Leasinggegenstandes oder bestimmten anderen Unwägbarkeiten variieren, werden bei der Bewertung der Nutzungsrechte und der entsprechenden Verbindlichkeiten nicht berücksichtigt. Wir haben uns dafür entschieden, für Leasingvereinbarungen mit einer Laufzeit von 12 Monaten oder weniger keine Vermögenswerte und Verbindlichkeiten in unserer Konzernbilanz auszuweisen.

Wir schließen häufig Leasingvereinbarungen in der Eigenschaft als Betreiber für und/oder im Namen von bestimmten Öl- und Gas-Joint Ventures mit ungeteilten Anteilen ab. Wenn die Leasingvereinbarung rechtlich nur gegen uns als Betreiber durchgesetzt werden kann und keine separate Vereinbarung zur Untervermietung des zugrunde liegenden Leasinggegenstands an unsere Mitgesellschafter besteht, weisen wir zu Beginn des Leasingverhältnisses ein Nutzungsrecht und eine entsprechende Leasingverbindlichkeit in unserer Konzernbilanz auf Bruttobasis aus. Während wir die Leasingkosten in unserer Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung und in der Kapitalflussrechnung auf Bruttobasis ausweisen, werden diese Kosten durch die Erstattung der anteiligen Leasingkosten, die wir von unseren Mitgesellschaftern erhalten, ausgeglichen, wenn der zugrunde liegende Leasinggegenstand in den Aktivitäten des Joint Ventures genutzt wird. Infolgedessen werden die Leasingkosten in unserer konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung und Kapitalflussrechnung anteilig ausgewiesen. Wenn wir ein nicht-operatives Mitgesellschafterunternehmen sind, weisen wir ein Nutzungsrecht und eine entsprechende Leasingverbindlichkeit nur dann aus, wenn wir eine bestimmte Vertragspartei der Leasingvereinbarung sind und die Vereinbarung rechtlich gegen uns durchgesetzt werden kann. In diesem Fall würden wir sowohl das Nutzungsrecht als auch die entsprechende Leasingverbindlichkeit in unserer Konzernbilanz anteilig entsprechend unserer ungeteilten Beteiligung an dem betreffenden Joint Venture ausweisen.

Das Unternehmen hat in der Vergangenheit Vermögenswerte und Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing im Zusammenhang mit bestimmten Öl- und Gas-Joint-Ventures anteilig gemäß den vor der Einführung von ASC 842 geltenden Rechnungslegungsvorschriften verbucht. In Übereinstimmung mit den Übergangsbestimmungen von ASC Topic 842 und da wir uns entschieden haben, das Paket der optionalen praktischen Übergangsmaßnahmen zu übernehmen, wurde die historische Bilanzierung für diese Leasingverhältnisse fortgeführt und unterliegt einer erneuten Prüfung, wenn die Vereinbarungen vor Ablauf der Laufzeit des Leasingverhältnisses geändert oder auf andere Weise neu bewertet werden.

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

	Millionen von Dollars			
	2023		2022	
	Operative Leasingverträge	Finanzierungsleasing	Operative Leasingverträge	Finanzierungsleasing
Nutzungsrechte an Vermögenswerten				
Immobilien, Anlagen und Ausrüstung				
Brutto		2,010		2,043
Kumulierte DD&A		(1,185)		(1,022)
Netto-KP&E*		825		1,021
Sonstige Aktiva	691		536	
Leasingverbindlichkeiten				
Kurzfristige Schulden**		291		284
Sonstige Abgrenzungen	193		155	
Langfristige Verbindlichkeiten***		838		1,036
Sonstige Verbindlichkeiten und abgegrenzte Kredite	504		390	
Leasingverbindlichkeiten insgesamt	\$ 697	1,129	545	1,320

* Enthält quotakonsolidierte Finanzierungsleasing-Vermögenswerte in Höhe von 134 Mio. USD zum 31. Dezember 2023 und 171 Mio. USD zum 31. Dezember 2022.

** Beinhaltet quotakonsolidierte Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing in Höhe von 175 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2023 und 169 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2022.

*** Beinhaltet quotakonsolidierte Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing in Höhe von 326 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2023 und 399 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2022.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über unsere Leasingkosten:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Mietkosten*			
Kosten für Operating-Leasing	\$ 229	212	278
Kosten für Finanzierungsleasing			
Amortisation von Nutzungsrechten	180	189	148
Zinsen auf Leasingverbindlichkeiten	35	32	27
Kurzfristige Mietkosten**	40	94	21
Gesamtleasingkosten***	\$ 484	527	474

* Die in der obigen Tabelle aufgeführten Beträge wurden nicht berichtigt, um die von den Öl- und Gasgesellschaften zurückerhaltenen oder erstatteten Beträge zu berücksichtigen.

** Kurzfristige Leasingverträge werden nicht in unserer konsolidierten Bilanz ausgewiesen.

*** Die variablen Leasingkosten und die Erträge aus Untermietverhältnissen sind für die dargestellten Zeiträume unwesentlich und daher in der obigen Tabelle nicht enthalten.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Leasingbedingungen und Abzinsungssätze zum 31. Dezember:

	2023	2022
Leasingdauer und Abzinsungssatz		
Gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Jahre)		
Operative Leasingverträge	5.83	5.64
Finanzierungsleasing	5.73	6.60
Gewichteter durchschnittlicher Abzinsungssatz (Prozent)		
Operative Leasingverträge	4.13	2.99
Finanzierungsleasing	3.39	3.40

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über sonstige Leasinginformationen:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Sonstige Informationen*			
Auszahlungen für Beträge, die in der Bewertung von Leasingverbindlichkeiten enthalten sind			
Operativer Cashflow aus Operating-Leasingverhältnissen	\$ 173	148	204
Operativer Cashflow aus Finanzierungsleasing	33	30	6
Cashflows aus Finanzierungsleasingverträgen	169	166	73
Nutzungsrechte an Vermögenswerten, die im Austausch für Operating-Leasing-Verpflichtungen erworben wurden	\$ 355	114	174
Nutzungsrechte an Vermögenswerten, die im Austausch für Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing erworben wurden	9	256	447

*Die in der obigen Tabelle aufgeführten Beträge wurden nicht angepasst, um die von den Öl- und Gaslieferanten zurückerhaltenen oder erstatteten Beträge zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden Leasingzahlungen, die im Zusammenhang mit der Vorbereitung eines anderen Vermögenswerts für seine vorgesehene Nutzung geleistet werden, gemäß anderer anwendbarer Rechnungslegungsvorschriften in Abschnitt "Cashflow aus Investitionstätigkeit" unserer konsolidierten Kapitalflussrechnung ausgewiesen.

In der folgenden Tabelle sind die künftigen Leasingzahlungen für Operating- und Finanzierungsleasingverhältnisse zum 31. Dezember 2023 zusammengefasst:

	Millionen von Dollars	
	Betrieb Pachtverträge	Finanzie- rungsle- asing
Fälligkeit der Leasingverbindlichkeiten		
2024	\$ 217	358
2025	150	207
2026	113	204
2027	88	161
2028	67	178
Verbleibende Jahre	153	174
Gesamt*	788	1,282
Abzüglich: Anteil der kalkulatorischen Zinsen	(91)	(153)
Leasingverbindlichkeiten insgesamt	\$697	\$ 1,129

*Zukünftige Leasingzahlungen für Operating- und Finanzierungsleasingverhältnisse, die am oder nach dem 1. Januar 2019 beginnen, enthalten auch Zahlungen für Nicht-Leasingkomponenten, da wir uns für die Anwendung der optionalen praktischen Lösung entschieden haben, Leasingkomponenten für Bilanzierungszwecke nicht von Nicht-Leasingkomponenten zu trennen. Darüber hinaus wurden künftige Zahlungen im Zusammenhang mit Operating- und Finanzierungsleasingverträgen, die vom Unternehmen quotenkonsolidiert werden, in der Tabelle entsprechend unserer jeweiligen Beteiligung an dem zugrunde liegenden Beteiligungsunternehmen oder Öl- und Gasprojekt berücksichtigt.

Anmerkung 16-Personalvorsorgepläne

Pensions- und Ruhestandsregelungen

Es folgt eine Analyse der prognostizierten Leistungsverpflichtungen für unsere Pensionspläne und der kumulierten Leistungsverpflichtungen für unsere Kranken- und Lebensversicherungspläne nach der Pensionierung:

	Millionen von Dollars					
	Leistungen				Rentenleistungen	Sonstige
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Veränderung der Leistungsverpflichtung						
Leistungsverpflichtung am 1. Januar	\$ 1,478	2,776	1,924	4,124	102	137
Kosten der Dienstleistung	51	38	58	47	1	1
Zinskosten	77	113	62	77	5	4
Beiträge der Teilnehmer des Plans	-	-	-	-	14	16
Planänderungen	-	-	-	-	-	9
Versicherungsmathematischer (Gewinn) Verlust	40	11	(325)	(847)	22	(27)
Gezahlte Leistungen	(121)	(124)	(241)	(144)	(37)	(38)
Veräußerung	-	-	-	(56)	-	-
Änderung des Wechselkurses der Fremdwährung	-	52	-	(425)	-	-
Leistungsverpflichtung zum 31. Dezember*	\$ 1,525	2,866	1,478	2,776	107	102
<i>*Anteil der kumulierten Leistungsverpflichtungen zum 31. Dezember:</i>	\$ 1,414	2,642	1,384	2,542		
Veränderung des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens						
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens am 1. Januar	\$ 1,179	2,879	1,664	4,812	-	-
Tatsächlicher Ertrag des Planvermögens	129	199	(319)	(1,372)	-	-
Beiträge des Unternehmens	119	58	75	96	23	22
Beiträge der Teilnehmer des Plans	-	-	-	1	14	16
Gezahlte Leistungen	(121)	(124)	(241)	(144)	(37)	(38)
Veräußerung	-	-	-	(46)	-	-
Änderung des Wechselkurses der Fremdwährung	-	73	-	(468)	-	-
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens zum 31. Dezember	\$ 1,306	3,085	1,179	2,879	-	-
Geförderter Status	\$ (219)	219	(299)	103	(107)	(102)

Millionen von Dollars

	Leistungen				RentenleistungenSonstige	
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
In der konsolidierten Bilanz zum 31. Dezember ausgewiesene Beträge						
Langfristige Vermögenswerte	\$ -	491	-	373	-	-
Kurzfristige Verbindlichkeiten	(16)	(9)	(28)	(10)	(24)	(32)
Langfristige Verbindlichkeiten	(203)	(263)	(271)	(260)	(83)	(70)
Insgesamt anerkannt	\$ (219)	219	(299)	103	(107)	(102)

Gewichtete durchschnittliche Annahmen zur Ermittlung der Leistungsverpflichtungen zum 31. Dezember

Abzinsungssatz	5.35 %	4.10	5.65	4.20	5.30	5.65
Satz der Gehaltserhöhung	5.00	3.65	5.00	3.65		
Zinsgutschriftsatz für anwendbare Leistungen	4.20		3.55			

Gewichtete durchschnittliche Annahmen zur Ermittlung der Netto-Pensionsaufwendungen für die am 31. Dezember endenden Jahre

Abzinsungssatz	5.65 %	4.20	3.85	2.15	5.65	2.65
Erwartete Rendite des Planvermögens	5.30	5.20	3.90	2.85		
Satz der Gehaltserhöhung	5.00	3.65	4.00	3.40		
Zinsgutschriftsatz für anwendbare Leistungen	3.55		2.50			

Sowohl für die US-amerikanischen als auch für die internationalen Pensionspläne wird die erwartete langfristige Gesamtrendite aus der erwarteten künftigen Rendite der einzelnen Anlageklassen entwickelt, gewichtet mit der erwarteten Verteilung des Pensionsvermögens auf diese Anlageklasse. Wir stützen uns bei der Entwicklung der erwarteten Rendite für jede Vermögensklasse auf eine Vielzahl unabhängiger Marktprognosen.

Im Jahr 2023 waren die versicherungsmathematischen Verluste in Bezug auf die Leistungsverpflichtungen für die US-amerikanischen und internationalen Pläne hauptsächlich auf einen Rückgang der Abzinsungssätze zurückzuführen. In den Jahren 2022 und 2021 waren die versicherungsmathematischen Gewinne im Zusammenhang mit den Leistungsverpflichtungen für die US-amerikanischen und internationalen Pläne hauptsächlich auf eine Erhöhung der Abzinsungssätze zurückzuführen.

Die folgenden Tabellen fassen Informationen zu den Pensionsplänen des Unternehmens zusammen, bei denen die prognostizierten und kumulierten Leistungsverpflichtungen den Marktwert der Vermögenswerte der Pläne übersteigen:

Millionen von Dollar:

	Rentenleistungen			
	2023		2022	
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.
Pensionspläne mit einer prognostizierten Leistungsverpflichtung, die das Planvermögen übersteigt				
Voraussichtliche Leistungsverpflichtung	\$ 1,525	279	1,478	277
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	1,306	6	1,179	6
Pensionspläne mit kumulierten Leistungsverpflichtungen, die das Planvermögen übersteigen				
Kumulierte Leistungsverpflichtung	\$ 165	243	1,384	239
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	-	6	1,179	6

Im kumulierten sonstigen Gesamtergebnis (Verlust) waren zum 31. Dezember die folgenden Beträge vor Steuern enthalten, die nicht in den Netto-Pensionsaufwendungen erfasst wurden:

	Millionen von Dollars					
	Leistungen				Rentenleistungen	Sonstige
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Nicht erfasster versicherungsmathematischer Nettoverlust (-gewinn)	\$ 123	585	172	681	3	(28)
Nicht erfasster früherer Dienstzeitaufwand (-guthaben)	-	1	-	1	(60)	(98)

	Millionen von Dollars					
	Leistungen				Rentenleistungen	Sonstige
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		

Quellen der Veränderung des sonstigen Gesamtergebnisses (Verlust)

Während des Berichtszeitraums entstandener Nettogewinn (-verlust)	\$ 30	29	(44)	(606)	(22)	27
Amortisation von versicherungsmathematischen Verlusten, die im Ergebnis enthalten sind (Verlust)*	18	67	61	11	(3)	-
Nettoveränderung während des Zeitraums	\$ 48	96	17	(595)	(25)	27

Guthaben (Kosten) aus früheren Dienstjahren, die während des Zeitraum	\$ -	-	-	(1)	-	(9)
Amortisation früherer Leistungen (Guthaben) im Gewinn (Verlust) enthalten	-	-	-	(1)	(38)	(38)
Nettoveränderung während des Zeitraums	\$ -	-	-	(2)	(38)	(47)

*Einschließlich der in den Jahren 2023 und 2022 ausgewiesenen Abwicklungsgewinne/-verluste.

Die Komponenten der Netto-Personalvorsorgekosten für alle leistungsorientierten Pläne sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	Millionen von Dollars									
	Leistungen						RentenleistungenSonstige			
	2023		2022		2021		2023	2022	2021	
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.				
Komponenten der Netto-Periodenleistungskosten										
Kosten der Dienstleistung	\$	51	38	58	47	73	61	1	1	2
Zinskosten		77	113	62	77	53	79	5	4	4
Erwartete Rendite des Plans										
Vermögenswerte		(58)	(148)	(50)	(124)	(80)	(120)	-	-	-
Amortisation früherer Leistungen										
Kredit		-	-	-	(1)	-	(1)	(38)	(38)	(37)
Erfasster versicherungsmathematischer Nettoverlust (-gewinn)		12	67	24	11	43	33	(3)	-	-
Abwicklungsverlust (-gewinn)		6	-	37	-	102	-	-	-	-

Anhang zur konsolidierten Jahresrechnung

Verlust (Gewinn) aus	-	-	-	-	12	-	-	-	-
Plankürzungen									
Nettopensionsaufwendungen	\$	88	70	131	10	203	52	(35)	(33) (31)

Die Komponenten des Nettopensionsaufwands, mit Ausnahme der Dienstzeitkomponente, sind in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten "Sonstige Aufwendungen" enthalten.

Wir verbuchten Verluste aus Pensionsabfindungen in Höhe von 6 Mio. US-Dollar im Jahr 2023, 37 Mio. US-Dollar im Jahr 2022 und 102 Mio. US-Dollar im Jahr 2021, da die Einmalzahlungen aus bestimmten US-amerikanischen und internationalen Pensionsplänen die Summe der Dienstleistungs- und Zinskosten für diese Pläne überstiegen und zur Erfassung von Abfindungsverlusten führten.

Bei der Ermittlung der Nettopensions- und sonstigen Ruhestandsaufwendungen wird der nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand linear über die durchschnittliche Restdienstzeit der Mitarbeiter, die voraussichtlich Leistungen aus dem Plan erhalten werden, abgeschrieben. Bei den versicherungsmathematischen Nettogewinnen und -verlusten schreiben wir jedes Jahr 10 Prozent des nicht amortisierten Saldos ab.

Wir haben mehrere nicht pensionsbezogene Pläne für Kranken- und Lebensversicherungen. Die Krankenversicherungspläne sind beitragspflichtig und unterliegen verschiedenen Kostenbeteiligungen, wobei die Beiträge der Teilnehmer und des Unternehmens meist jährlich angepasst werden; die Lebensversicherungspläne sind beitragsfrei. Bei der Bewertung der US-Pensionsverpflichtungen für medizinische Leistungen vor 65 Jahren wird eine Trendrate der Gesundheitskosten von 7 % im Jahr 2024 angenommen, die bis 2031 auf 5 % sinkt. Bei der Bewertung der kumulierten Pensionsverpflichtungen für medizinische Leistungen für US-Pensionäre nach 65 Jahren wird eine Trendrate der Gesundheitskosten von 4,5 % im Jahr 2024 angenommen, die bis 2030 auf 5 % ansteigt.

Planvermögen

Wir verfolgen eine Politik der breiten Streuung des Pensionsplanvermögens über verschiedene Anlageklassen und Einzelbestände. Infolgedessen weist unser Planvermögen keine wesentlichen Konzentrationen von Kreditrisiken auf. Zu den Anlageklassen, die als geeignet angesehen werden, gehören US-Aktien, Nicht-US-Aktien, US-Anleihen, Nicht-US-Anleihen, Immobilien und Private-Equity-Anlagen. Die Treuhänder des Plans können von Zeit zu Zeit andere Anlageklassen in Betracht ziehen und dem Anlageprogramm hinzufügen. Die angestrebte Aufteilung des Planvermögens für US-amerikanische und internationale Pläne beträgt 24 Prozent Aktien, 72 Prozent Schuldverschreibungen und 4 Prozent Immobilien. Im Allgemeinen werden die Anlagen des Plans öffentlich gehandelt, wodurch das Liquiditätsrisiko im Portfolio minimiert wird.

Es folgt eine Beschreibung der Bewertungsmethoden für das Vermögen des Pensionsplans. Zum 31. Dezember 2023 und 2022 gab es keine Änderungen bei den verwendeten Methoden.

- Der beizulegende Zeitwert von Aktien und Staatsanleihen, die in Stufe 1 eingestuft sind, basiert in erster Linie auf notierten Marktpreisen auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten.
- Der beizulegende Zeitwert von Unternehmensschuldtiteln, Agency- und hypothekarisch gesicherten Wertpapieren und Staatsschuldtiteln, die in Stufe 2 eingestuft sind, wird anhand von kürzlich durchgeführten Transaktionen und notierten Marktpreisen für ähnliche Vermögenswerte und Verbindlichkeiten auf aktiven Märkten und für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten auf nicht aktiven Märkten geschätzt. Wenn für ein bestimmtes festverzinsliches Wertpapier keine Markttransaktionen stattgefunden haben, wird sein beizulegender Zeitwert anhand von Preismodellen berechnet, die das Wertpapier mit anderen Wertpapieren mit aktuellen Marktpreisen vergleichen. Wenn keine beobachtbaren notierten Marktpreise verfügbar sind, basiert der beizulegende Zeitwert auf Preismodellen, die etwas anderes als tatsächliche Marktpreise verwenden (z. B. beobachtbare Inputs wie Benchmark-Renditen, gemeldete Abschlüsse und Emittentenspannen für ähnliche Wertpapiere), und diese Wertpapiere werden in Stufe 3 der Zeitwerthierarchie eingestuft.
- Der beizulegende Zeitwert von Anlagen in Investmentfonds wird vom Emittenten des jeweiligen Fonds auf der Grundlage des beizulegenden Zeitwerts der zugrunde liegenden Vermögenswerte bestimmt.
- Der beizulegende Zeitwert von Investmentfonds basiert auf notierten Marktpreisen, die den Nettoinventarwert der gehaltenen Anteile darstellen.
- Termingelder werden zu Anschaffungskosten bewertet, die dem beizulegenden Zeitwert nahe kommen.
- Barmittel werden zu den Anschaffungskosten bewertet, was dem beizulegenden Zeitwert nahe kommt. Der beizulegende Zeitwert von internationalen Zahlungsmitteläquivalenten, die in Stufe 2 kategorisiert sind, wird anhand von beobachtbaren Renditekurven, Abzinsungen und Zinssätzen bewertet. US-Barguthaben, die in Form von kurzfristigen Fondsanteilen gehalten werden, die zum Bewertungszeitpunkt rückzahlbar sind, werden als Stufe 2 kategorisiert.
- Die beizulegenden Zeitwerte von börsengehandelten Derivaten, die in Stufe 1 eingestuft sind, basieren auf notierten Marktpreisen. Für andere Derivate, die in Stufe 2 eingestuft sind, werden die Werte im Allgemeinen anhand von Preisfindungsmodellen mit Marktinputparametern aus Drittquellen berechnet.
- Der beizulegende Zeitwert von Versicherungsverträgen wird mit dem Barwert der künftigen Leistungszahlungen bewertet, die die Versicherungsgesellschaft den Teilnehmern der Pläne schuldet.
- Der beizulegende Zeitwert von Immobilienanlagen wird anhand von Immobilienbewertungstechniken und anderen Methoden bewertet, die, sofern verfügbar, auf Quellen Dritter und vergleichbare Verkaufsdaten zurückgreifen.

- Ein Teil des Vermögens des US-Pensionsplans wird als Beteiligung an einem Versicherungsrentenvertrag gehalten, der als Marktwert der im Rahmen dieses Vertrags gehaltenen Anlagen abzüglich der durch den Vertrag abgedeckten kumulierten Leistungsverpflichtung berechnet wird. Die Beteiligung wird in der Hierarchie der beizulegenden Zeitwerte als Stufe 3 eingestuft, da der beizulegende Zeitwert durch eine Kombination aus notierten Marktpreisen, kürzlich durchgeführten Transaktionen und einer versicherungsmathematischen Barwertberechnung für die Vertragsverpflichtungen bestimmt wird. Zum 31. Dezember 2023 wurde die Beteiligung an dem Rentenvertrag mit 46 Mio. \$ bewertet und bestand aus Schuldverschreibungen in Höhe von 130 Mio. \$, abzüglich 84 Mio. \$ für die durch den Vertrag abgedeckte kumulierte Leistungsverpflichtung. Zum 31. Dezember 2022 wurde die Beteiligung an dem Rentenvertrag mit 55 Mio. \$ bewertet und bestand aus Schuldverschreibungen in Höhe von 144 Mio. \$, abzüglich 89 Mio. \$ für die kumulierten Leistungsverpflichtungen aus dem Vertrag. Die Beteiligung steht nicht für die kurzfristige Erfüllung der allgemeinen Pensionsverpflichtungen zur Verfügung. Es sind keine zukünftigen Beiträge des Unternehmens erforderlich und es werden keine neuen Leistungen aus diesem Versicherungsrentenvertrag zurückgestellt.

Die beizulegenden Zeitwerte der Vermögenswerte unseres Pensionsplans zum 31. Dezember stellen sich nach Anlageklassen wie folgt dar:

	Millionen von Dollars							
	U.S.				International			
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Insgesamt	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Insgesamt
2023								
Aktienwerte U.S.	\$ 6	-	-	6	-	-	-	-
International	35	-	-	35	-	-	-	-
Offene Investmentfonds	15	-	-	15	244	276	-	520
Schuldverschreibungen								
Unternehmen	-	1	-	1	-	-	-	-
Offene Investmentfonds	-	-	-	-	421	-	-	421
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-	-	-	-	25	-	-	25
Immobilien	-	-	-	-	-	-	126	126
Insgesamt in der Fair-Value-Hierarchie	\$ 56	1	-	57	690	276	126	1,092
Kapitalanlagen bewertet zum Nettoinventarwert*								
Aktienwerte								
Gemeinsame/kollektive Trusts				300				198
Schuldverschreibungen								
Gemeinsame/kollektive Trusts				868				1,791
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente				6				-
Immobilien				28				-
Gesamt**	\$ 56	1	-	1,259	690	276	126	3,081

*Gemäß FASB ASC Topic 715, "Compensation-Retirement Benefits", wurden bestimmte Kapitalanlagen, die zum beizulegenden Zeitwert unter Verwendung des Nettoinventarwerts je Aktie (oder eines entsprechenden Werts) zu bewerten sind, nicht in die Zeitwerthierarchie eingeordnet. Die in dieser Tabelle dargestellten Beträge zum beizulegenden Zeitwert sollen eine Überleitung der Zeitwerthierarchie zu den in der Veränderung des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens dargestellten Beträgen ermöglichen.

**Einschließlich der Beteiligung an dem Versicherungsrentenvertrag mit einem Nettovermögen von 46 Millionen US-Dollar und Nettoforderungen im Zusammenhang mit Wertpapiertransaktionen in Höhe von 5 Millionen US-Dollar.

Die beizulegenden Zeitwerte der Vermögenswerte unseres Pensionsplans zum 31. Dezember stellen sich nach Anlageklassen wie folgt dar:

	Millionen von Dollars							
	U.S.				International			
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Insgesamt	Stufe 1	Stufe 2	2Stufe 3	Insgesamt
2022								
Aktienwerte U.S.								
	\$ 4	-	-	4	-	-	-	-
International	36	-	-	36	-	-	-	-
Offene Investmentfonds	14	-	-	14	201	298	-	499
Schuldverschreibungen								
Unternehmen	-	1	-	1	-	-	-	-
Offene Investmentfonds	-	-	-	-	365	-	-	365
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-	-	-	-	36	-	-	36
Derivate								
Immobilien	-	-	-	-	-	-	146	146
Insgesamt in der Fair-Value-Hierarchie	\$ 54	1	-	55	602	298	146	1,046
Kapitalanlagen bewertet zum Nettoinventarwert*								
Aktienwerte								
Gemeinsame/kollektive Trusts				265				192
Schuldverschreibungen								
Gemeinsame/kollektive Trusts				759				1,637
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente				10				-
Immobilien				34				-
Gesamt**	\$ 54	1	-	1,123	602	298	146	2,875

*Gemäß FASB ASC Topic 715, "Compensation-Retirement Benefits", wurden bestimmte Kapitalanlagen, die zum beizulegenden Zeitwert unter Verwendung des Nettoinventarwerts je Aktie (oder eines entsprechenden Werts) zu bewerten sind, nicht in die Zeitwerthierarchie eingeordnet. Die in dieser Tabelle dargestellten Beträge zum beizulegenden Zeitwert sollen eine Überleitung der Zeitwerthierarchie zu den in der Veränderung des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens dargestellten Beträgen ermöglichen.

**Einschließlich der Beteiligung an dem Versicherungsrentenvertrag mit einem Nettovermögen von 55 Millionen US-Dollar und Nettoforderungen im Zusammenhang mit Wertpapiertransaktionen in Höhe von 5 Millionen US-Dollar.

Die Aktivitäten der Stufe 3 waren nicht für alle Zeiträume wesentlich.

Unsere Finanzierungspolitik für US-Pläne besteht darin, mindestens den Mindestbeitrag zu leisten, der gemäß dem Employee Retirement Income Security Act von 1974 und dem Internal Revenue Code von 1986 in der jeweils gültigen Fassung vorgeschrieben ist. Die Beiträge zu ausländischen Plänen hängen von den örtlichen Gesetzen und Steuervorschriften ab. Im Jahr 2024 erwarten wir Beiträge in Höhe von ca. \$125 Millionen zu unseren inländischen qualifizierten und nicht qualifizierten Pensions- und Ruhestandsplänen und \$75 Millionen zu unseren internationalen qualifizierten und nicht qualifizierten Pensions- und Ruhestandsplänen.

Es wird erwartet, dass die folgenden Leistungen gezahlt werden, wobei die Beträge, die aus dem Versicherungsvertrag zu zahlen sind, nicht berücksichtigt werden und die erwartete künftige Dienstzeit berücksichtigt wird:

	Mio. Dollar Pensionen			
	ges			Sonsti
	Vorteile		Vorteile	
	U.S.	Int'l.		
2024	\$ 205	128		16
2025	191	130		14
2026	175	133		14
2027	170	136		12
2028	162	141		11
2029-2033	664	778		45

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über unsere Abfindungsrückstellungen:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Stand am 1. Januar	\$ 31	78	24
Rechnungsabgrenzungsposten	1	1	170
Zahlungen von Sozialleistungen	(20)	(48)	(116)
Stand zum 31. Dezember	\$ 12	31	78

Die Rückstellungen beinhalten Abfindungskosten im Zusammenhang mit unserem unternehmensweiten Restrukturierungsprogramm. Von dem verbleibenden Saldo zum 31. Dezember 2023 sind 3 Mio. \$ als kurzfristig eingestuft.

Beitragsorientierte Pläne

Die meisten Mitarbeiter in den USA sind berechtigt, am ConocoPhillips Savings Plan (CPSP) teilzunehmen. Die Mitarbeiter können bis zu 75 Prozent ihres anrechenbaren Gehalts in den CPSP einzahlen, vorbehaltlich der gesetzlichen Grenzen, und haben die Wahl zwischen 17 Anlagemöglichkeiten. Mitarbeiter, die am CPSP teilnehmen und 1 Prozent ihres beitragsfähigen Gehalts einzahlen, erhalten einen 6-prozentigen Zuschuss des Unternehmens in bar, wobei das Unternehmen nach eigenem Ermessen einen Beitrag von bis zu 6 Prozent in bar leisten kann. Ab dem 1. Januar 2019 haben neue Mitarbeiter, Neueinstellungen und Mitarbeiter, die sich gegen Titel II des ConocoPhillips Retirement Plan entschieden haben, Anspruch auf einen Company Retirement Contribution (CRC) in Höhe von 6 Prozent des berechtigten Gehalts in ihren CPSP. Nach drei Jahren Betriebszugehörigkeit ist der Mitarbeiter zu 100 Prozent unverfallbar, wenn er einen CRC erhält. Die Beiträge des Unternehmens für den CPSP und die Vorgängerpläne belaufen sich auf \$151 Millionen im Jahr 2023, \$140 Millionen im Jahr 2022 und \$93 Millionen im Jahr 2021.

Wir haben mehrere beitragsorientierte Pläne für unsere internationalen Mitarbeiter, die je nach Standort unterschiedliche Bedingungen und Anspruchsberechtigungen haben. Der für diese internationalen Pläne erfasste Gesamtvergütungsaufwand betrug etwa

23 Millionen Dollar im Jahr 2023, 24 Millionen Dollar im Jahr 2022 und 26 Millionen Dollar im Jahr 2021.

Anteilsbasierte Vergütungspläne

Der Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2023 von ConocoPhillips (Omnibusplan) wurde von den Aktionären im Mai 2023 genehmigt, ersetzt ähnliche frühere Pläne und sieht vor, dass keine neuen Prämien im Rahmen der früheren Pläne gewährt werden. Während seiner zehnjährigen Laufzeit erlaubt der Omnibusplan die Ausgabe von bis zu 36 Millionen Stammaktien als Vergütung für unsere Mitarbeiter und Direktoren, aber die verfügbaren Aktien (i) reduzieren sich um Prämien, die im Rahmen des früheren Plans zwischen dem Datum der Verabschiedung durch den Vorstand (15. Februar 2023) und dem Datum der Genehmigung durch die Aktionäre (16. Mai 2023) gewährt wurden, und (ii) erhöhen sich um alle Stammaktien, die durch Prämien repräsentiert werden, die im Rahmen des Omnibusplans oder der früheren Pläne gewährt wurden und verfallen, Ausgenommen hiervon sind Aktien, die als Gegenleistung für die Ausübung einer Aktienoption oder eines Wertsteigerungsrechts abgegeben wurden, Aktien, die nicht in Verbindung mit der Abgeltung eines Wertsteigerungsrechts ausgegeben wurden, oder Aktien, die das Unternehmen mit dem Barerlös aus der Ausübung einer Aktienoption zurückerworben hat. Der Personal- und Vergütungsausschuss unseres Vorstands ist befugt, die Arten, Bedingungen und Beschränkungen der gewährten Prämien zu bestimmen. Prämien können unter anderem in Form von Aktienoptionen, Restricted Stock Units und Performance Share Units an Mitarbeiter und nicht angestellte Direktoren vergeben werden, die zum anhaltenden Erfolg und zur Rentabilität des Unternehmens beitragen.

Der Gesamtaufwand für aktienbasierte Vergütungen wird bei den als Eigenkapital eingestuften Vergütungen anhand des beizulegenden Zeitwerts am Tag der Gewährung und bei den als Verbindlichkeiten eingestuften Vergütungen anhand des beizulegenden Zeitwerts am Tag der Erfüllung ermittelt. Der Aufwand für aktienbasierte Vergütungen wird über den kürzeren der beiden folgenden Zeiträume verbucht: die Dienstzeit (d. h. der angegebene Zeitraum, der erforderlich ist, um die Prämie zu verdienen) oder, bei Prämien, die eine Unverfallbarkeit nach dem Eintritt in den Ruhestand vorsehen, der Zeitraum, der mit dem Beginn der Dienstzeit beginnt und mit dem Datum endet, an dem ein Mitarbeiter erstmals Anspruch auf den Ruhestand hat, oder mit dem Datum, das sechs Monate nach dem Tag der Gewährung liegt, je nachdem, welcher Zeitpunkt später eintritt (dies ist im Allgemeinen der Mindestzeitraum, der erforderlich ist, damit eine Prämie nicht verfallen kann). Mit Ausnahme bestimmter Retentionsprämien sehen unsere aktienbasierten Vergütungsprogramme in der Regel eine beschleunigte Unverfallbarkeit (d.h. einen Verzicht auf die verbleibende Dienstzeit, die zum Erwerb einer Prämie erforderlich ist) für Prämien vor, die Mitarbeiter zum Zeitpunkt ihrer Pensionierung besitzen.

Einige unserer aktienbasierten Prämien werden ratierlich unverfallbar (d.h. Teile der Prämie werden zu verschiedenen Zeitpunkten unverfallbar), während einige unserer Prämien unverfallbar werden (d.h. die gesamte Prämie wird zum selben Zeitpunkt unverfallbar). Wir verbuchen den Aufwand linear über den Dienstzeitraum für die gesamte Prämie, unabhängig davon, ob die Prämie mit ratierlicher oder mit fester Unverfallbarkeit gewährt wurde.

Vergütungsaufwand - Der im Jahresüberschuss (-fehlbetrag) ausgewiesene Gesamtaufwand für aktienbasierte Vergütungen und der damit verbundene Steuervorteil betragen:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Ausgleichskosten	\$ 334	377	304
Steuervorteil	84	95	76

Aktienoptionen - Aktienoptionen, die gemäß den Bestimmungen des Omnibusplans und früherer Pläne gewährt wurden, erlauben den Kauf unserer Stammaktien zu Ausübungspreisen, die dem durchschnittlichen Marktwert der ConocoPhillips-Stammaktien am Tag der Gewährung der Optionen entsprechen. Die Optionen haben eine Laufzeit von 10 Jahren und werden in der Regel ratierlich ausgeübt, wobei ein Drittel der gewährten Optionen an jedem Jahrestag nach dem Tag der Gewährung unverfallbar und ausübbar wird. Optionen, die bestimmten Mitarbeitern zugeteilt wurden, die bereits für den Ruhestand in Frage kommen, werden innerhalb von sechs Monaten nach dem Zuteilungsdatum unverfallbar, aber diese Optionen werden nicht vor dem Ende der normalen Sperrfrist ausübbar. Ab 2018 wurden die Zuteilungen von Aktienoptionen eingestellt und durch dreijährige, zeitlich begrenzte Aktieneinheiten (Restricted Stock Units) ersetzt, die für die Zuteilungen 2018 und 2019 in der Regel in bar abgewickelt wurden und ab 2020 in Aktien abgewickelt werden.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über unsere Aktienoptionsaktivitäten für das Jahr bis zum 31. Dezember 2023:

	Gewichteter Durchschnitt		Millionen von Dollars	
	Optionen	Ausübungspreis	Aggregat	Intrinsischer Wert
Ausstehend zum 31. Dezember 2022	4,303,575	\$ 55.28	\$	266
Ausgeübt	(1,038,900)	63.87		58
Abgelaufen oder annulliert	-	-		
Ausstehend am 31. Dezember 2023	3,264,675	\$ 52.55	\$	209
Unverfallbar am 31. Dezember 2023	3,264,675	\$ 52.55	\$	209
Ausübbar am 31. Dezember 2023	3,264,675	\$ 52.55	\$	209

Die gewichtete durchschnittliche vertragliche Restlaufzeit der ausstehenden Optionen, der unverfallbaren Optionen und der ausübenden Optionen zum 31. Dezember 2023 betrug 1,98 Jahre. Der gesamte innere Wert der ausgeübten Optionen betrug \$308 Millionen im Jahr 2022 und 68 Millionen Dollar im Jahr 2021.

Im Laufe des Jahres 2023 erhielt die Gesellschaft \$66 Millionen in bar und realisierte einen Steuervorteil von \$12 Millionen aus der Ausübung der Optionen. Am 31. Dezember 2023 waren alle ausstehenden Aktienoptionen vollständig ausübbar, und es waren keine weiteren Vergütungsaufwendungen zu verbuchen.

Stock Unit Programs-Restricted Stock Units (RSU), die jährlich im Rahmen des Omnibusplans und der allgemeinen und Executive RSU-Programme gewährt werden, werden in einer Rate am dritten Jahrestag der Gewährung unverfallbar. RSUs, die im Rahmen des Omnibusplans für ein variables langfristiges Anreiz-Retentionsprogramm gewährt werden, werden ratierlich in drei gleichen jährlichen Raten, beginnend am ersten Jahrestag des Zuteilungsdatums, unverfallbar. Restricted Stock Units werden auch ad hoc gewährt, um Mitarbeiter in Schlüsselpositionen anzuwerben oder zu halten, und die Bedingungen, unter denen diese Restricted Stock Units

unverfallbar werden, variieren je nach Zuteilung.

Aktien mit Ausgleichszahlung

Nach Ablauf der Sperrfrist werden diese Restricted Stock Units durch die Ausgabe einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Unit abgerechnet. Einheiten, die pensionsberechtigten Mitarbeitern im Rahmen der allgemeinen und leitenden RSU-Programme zugeteilt werden, werden sechs Monate nach dem Zuteilungsdatum unverfallbar; diese Einheiten werden jedoch erst nach dem Ausscheiden aus dem Unternehmen oder dem Ende der regulären Unverfallbarkeitsfrist durch die Ausgabe von Stammaktien beglichen, je nachdem, was früher eintritt. Bis zur Ausgabe von Aktien erhalten die meisten Empfänger der RSUs eine Barzahlung in Form eines Dividendenäquivalents oder eines aufgelaufenen, reinvestierten Dividendenäquivalents, das den Gewinnrücklagen belastet wird. Der Marktwert dieser RSUs am Tag der Gewährung entspricht dem durchschnittlichen Aktienkurs von ConocoPhillips am Tag der Gewährung. Der beizulegende Zeitwert der RSUs am Tag der Gewährung, die kein Dividendenäquivalent erhalten, solange sie noch nicht unverfallbar sind, entspricht dem durchschnittlichen ConocoPhillips-Aktienkurs am Tag der Gewährung, abzüglich des Nettozeitwerts der geschätzten Dividenden, die nicht erhalten werden.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die RSU-Aktivitäten für das am 31. Dezember 2023 endende Jahr, die in Aktien abgegolten werden:

	Aktieneinheiten	Gewichteter durchschnittlicher Marktwert am Zuteilungstag	Millionen Dollar Beizulegender Zeitwert insgesamt
Ausstehend zum 31. Dezember 2022	7,578,193	\$ 61.20	
Gewährt	2,178,117	110.91	
Verwirkt	(144,021)	88.54	
Ausgestellt	(2,518,599)	58.77 \$	284
Ausstehend am 31. Dezember 2023	7,093,690	\$ 76.78	
Nicht unverfallbar am 31. Dezember 2023	4,791,110	\$ 78.20	

Am 31. Dezember 2023 beliefen sich die verbleibenden nicht verbuchten Vergütungskosten für die RSUs mit Ausgleich durch Aktien auf 166 Mio. \$, die über einen gewichteten durchschnittlichen Zeitraum von 1,70 Jahren verbucht werden, wobei der längste Zeitraum 2,58 Jahre beträgt. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert der RSUs mit Ausgleich durch Aktien, die in den Jahren 2022 und 2021 gewährt wurden, betrug 90,57 \$ bzw. 46,56 \$. Der gesamte beizulegende Zeitwert der in den Jahren 2022 und 2021 ausgegebenen RSUs mit Aktienausgleich belief sich auf \$ 193 Millionen bzw. \$ 144 Millionen.

Barabgeltung

RSUs mit Barausgleich für Führungskräfte, die 2018 und 2019 gewährt wurden, ersetzen das Aktienoptionsprogramm. Diese RSUs, die aufgeschoben werden können, wurden in bar in Höhe des Marktwerts einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit am Abrechnungsdatum abgerechnet und sind in der Bilanz als Verbindlichkeiten ausgewiesen. Executive RSUs, die pensionsberechtigten Mitarbeitern zugeteilt wurden, werden sechs Monate nach dem Zuteilungsdatum unverfallbar; diese Einheiten wurden jedoch erst nach dem Ausscheiden aus dem Unternehmen oder dem Ende der regulären Sperrfrist abgerechnet, je nachdem, was früher eintritt. Der Vergütungsaufwand wurde zunächst anhand des durchschnittlichen Marktwerts der ConocoPhillips-Stammaktien ermittelt und anschließend auf der Grundlage von Änderungen des ConocoPhillips-Aktienkurses bis zum Ende jedes nachfolgenden Berichtszeitraums bis zum Abrechnungsdatum angepasst. Die Empfänger erhielten ein aufgelaufenes reinvestiertes Dividendenäquivalent, das als Vergütungsaufwand verbucht wurde. Die aufgelaufene reinvestierte Dividende wurde zum Zeitpunkt der Abrechnung ausgezahlt, vorbehaltlich der Bedingungen der Zuteilung. Ab den im Jahr 2020 gewährten RSUs für Führungskräfte werden die Zuteilungen in Aktien abgewickelt.

Für das am 31. Dezember 2023 endende Jahr gab es keine Aktivitäten im Zusammenhang mit Aktieneinheiten mit Barausgleich und keine verbleibenden nicht erfassten Vergütungsaufwendungen für die Einheiten mit Barausgleich, die noch nicht ausgeübt wurden. Der gesamte beizulegende Zeitwert der RSUs mit Barausgleich, die in den Jahren 2022 und 2021 ausgegeben wurden, betrug \$21 Millionen bzw. \$20 Millionen.

Performance-Share-Programm - Im Rahmen des Omnibusplans gewähren wir den Führungskräften auch jährlich eingeschränkte Performance Share Units (PSUs). Diese PSUs werden drei Jahre vor ihrem effektiven Zuteilungsdatum (dem Leistungszeitraum) genehmigt. Der Vergütungsaufwand wird zunächst auf der Grundlage des durchschnittlichen Marktwerts der ConocoPhillips-Stammaktien ermittelt und anschließend auf der Grundlage von Änderungen des ConocoPhillips-Aktienkurses bis zum Ende jedes nachfolgenden Berichtszeitraums angepasst, und zwar bis zum Zuteilungsdatum für aktienbasierte Vergütungen und bis zum Abrechnungsdatum für Vergütungen, die in bar ausgeglichen werden.

Aktien mit Ausgleichszahlung

PSUs mit Ausgleich durch Aktien werden durch die Ausgabe einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit beglichen. Für Leistungszeiträume, die vor 2009 beginnen, werden die PSUs erst dann unverfallbar, wenn der Mitarbeiter mit 55 Jahren und fünf Dienstjahren in den Ruhestand geht, und die Beschränkungen verfallen erst, wenn der Mitarbeiter aus dem Unternehmen ausscheidet. Bei Zuteilungen für Leistungszeiträume, die in den Jahren 2009 bis 2012 beginnen, werden PSUs erst dann unverfallbar, wenn der Mitarbeiter das 55. Lebensjahr mit fünf Dienstjahren erreicht oder fünf Jahre nach dem Zuteilungsdatum der Zuteilung in den Ruhestand geht, je nachdem, was früher eintritt, und Beschränkungen verfallen erst bei Ausscheiden des Mitarbeiters aus dem Unternehmen oder fünf Jahre nach dem Zuteilungsdatum, je nachdem, was früher eintritt (allerdings können die Empfänger den Verfall der Beschränkungen bis zum Ausscheiden aufschieben). Der Vergütungsaufwand für diese Zuteilungen beginnt am Tag der Zuteilung und endet an dem Tag, an dem die PSUs unverfallbar werden sollen. Da diese Zuteilungen drei Jahre vor dem effektiven Zuteilungsdatum genehmigt werden, werden für Mitarbeiter, die am oder kurz nach dem Zuteilungsdatum in den Ruhestand gehen können, die Vergütungsaufwendungen über den Zeitraum vom Datum der Genehmigung bis zum Datum der Zuteilung erfasst. Bis zur Ausgabe in Form von Aktien erhalten die Empfänger der vor 2013 ausgegebenen PSUs mit Ausgleich durch Aktien eine Barzahlung in Form eines Dividendenäquivalents, das den Gewinnrücklagen belastet wird. Ab 2013 werden PSUs mit Aktienausgleich, die für zukünftige Zuteilungen genehmigt wurden, nach Abschluss des dreijährigen Leistungszeitraums unverfallbar, sofern sich der Mitarbeiter nicht für einen Aufschub entscheidet. Wir verbuchen den Vergütungsaufwand über den Zeitraum, der mit dem Datum der Genehmigung beginnt und mit dem Ende des Leistungszeitraums endet. Bis zur Ausgabe von Aktien erhalten die Empfänger dieser PSUs ein aufgelaufenes, reinvestiertes Dividendenäquivalent, das dem Personalaufwand belastet wird.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Aktivitäten im Rahmen unseres Performance-Share-Programms mit Ausgleich durch Aktien für das Jahr bis zum 31. Dezember 2023:

	Aktieneinheiten	Gewichteter durchschnittlicher Marktwert am Zuteilungstag	Millionen Dollar Beizulegender Zeitwert insgesamt
Ausstehend am 31. Dezember 2022	1,231,615	\$ 50.68	
Gewährt	3,797	112.50	
Verwirkt	(72)	55.13	
Ausgestellt	(272,522)	51.15 \$	29
Ausstehend am 31. Dezember 2023	962,818	\$ 50.79	

Am 31. Dezember 2023 gab es keine verbleibenden nicht erfassten Vergütungskosten für die noch nicht erdienten Performance Shares mit Aktienausgleich. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert der im Jahr 2022 gewährten PSUs mit Ausgleich durch Aktien betrug

\$91,58; im Jahr 2021 wurden jedoch keine PSUs mit Aktienausgleich gewährt. Der gesamte beizulegende Zeitwert der aktienbasierten PSUs, die in den Jahren 2022 und 2021 ausgegeben wurden, betrug 21 Mio. \$ bzw. 18 Mio. \$.

Barabgeltung

Im Zusammenhang mit und unmittelbar nach der Abspaltung unserer Downstream-Geschäfte im Jahr 2012 wurden neue PSUs mit Barausgleich genehmigt, die einem verkürzten Leistungszeitraum unterliegen. Nach der Zuteilung werden diese PSUs, sofern sich der Mitarbeiter nicht für einen Aufschub entscheidet, fünf Jahre nach dem Zuteilungsdatum der Zuteilung oder an dem Tag, an dem der Mitarbeiter in den Ruhestand gehen kann, unverfallbar, je nachdem, was früher eintritt. Für Mitarbeiter, die am oder kurz nach dem Zuteilungsdatum in den Ruhestand gehen können, wird der Vergütungsaufwand über den Zeitraum zwischen dem Datum der Genehmigung und dem Datum der Zuteilung verbucht.

Andernfalls wird der Vergütungsaufwand ab dem Tag der Gewährung bis zu dem Tag, an dem die PSUs unverfallbar werden, verbucht. Diese PSUs werden in bar abgegolten, und zwar in Höhe des Marktwerts einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit am Abrechnungstag, und werden daher in der Bilanz als Verbindlichkeiten ausgewiesen. Bis zur Abrechnung erhalten die Empfänger der PSUs eine Barzahlung in Form eines Dividendenäquivalents, das dem Vergütungsaufwand belastet wird.

Ab 2013 werden PSUs mit Barausgleich, die für zukünftige Zuteilungen genehmigt wurden, nach Abschluss des dreijährigen Leistungszeitraums unverfallbar. Wir verbuchen den Vergütungsaufwand über den Zeitraum, der am Tag der Genehmigung beginnt und am Ende des Leistungszeitraums endet. Diese PSUs werden in bar abgegolten und entsprechen dem Marktwert einer ConocoPhillips-Stammaktie pro Einheit am Abrechnungsdatum und werden in der Bilanz als Verbindlichkeiten ausgewiesen. Für Leistungszeiträume, die vor 2018 beginnen, erhalten die Empfänger der PSUs während des Leistungszeitraums keine Barauszahlung eines Dividendenäquivalents, aber nach dem Ende des Leistungszeitraums erhalten die Empfänger der PSUs bis zur Abrechnung in bar eine Barauszahlung eines Dividendenäquivalents, das dem Vergütungsaufwand belastet wird. Für die Leistungszeiträume, die 2018 oder später beginnen, erhalten die Empfänger der PSUs ein aufgelaufenes, reinvestiertes Dividendenäquivalent, das dem Vergütungsaufwand belastet wird. Die aufgelaufene reinvestierte Dividende wird zum Zeitpunkt der Abrechnung gezahlt, vorbehaltlich der Bedingungen der Zuteilung.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Aktivitäten im Rahmen unseres Performance-Share-Programms mit Barausgleich für das Jahr bis zum 31. Dezember 2023:

	Aktieneinheiten	Gewichteter durchschnittlicher Marktwert am Zuteilungstag	Millionen Dollar Beizulegender Zeitwert insgesamt
Ausstehend zum 31. Dezember 2022	109,823	\$ 117.11	
Gewährt	1,044,251	112.50	
Abgewickelt	(1,053,204)	104.94 \$	111
Ausstehend am 31. Dezember 2023	100,870	\$ 116.68	

Am 31. Dezember 2023 waren alle ausstehenden, in bar abgegoltenen Leistungsprämien vollständig erdient, und es waren keine Vergütungskosten mehr zu verbuchen. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert der PSUs mit Barausgleich, die in den Jahren 2022 und 2021 gewährt wurden, betrug 91,58 \$ bzw. 46,65 \$. Der gesamte beizulegende Zeitwert der Performance-Share-Zuteilungen mit Barausgleich, die in den Jahren 2022 und 2021 abgewickelt wurden, betrug 88 Mio. \$ bzw. 52 Mio. \$.

Seit der Einführung des Performance-Share-Programms bis 2013 wurden die genehmigten PSU-Zuteilungen nach Abschluss der Leistungszeiträume gewährt. Seit Februar 2014 werden die ersten Ziel-PSU-Zuteilungen kurz vor Beginn neuer Leistungszeiträume ausgegeben. Diese anfänglichen Ziel-PSU-Zuteilungen verfallen am Ende der Leistungszeiträume und werden nach dem Ende der Leistungszeiträume abgerechnet. Auch im Jahr 2014 wurden erste Ziel-PSU-Zuteilungen für offene Leistungszeiträume ausgegeben, die in früheren Jahren begannen. Für den offenen Leistungszeitraum, der 2012 begann, endeten die ursprünglichen Ziel-PSU-Zuteilungen am Ende des dreijährigen Leistungszeitraums und wurden durch genehmigte PSU-Zuteilungen ersetzt. Für den offenen Leistungszeitraum, der 2013 begann, endeten die ursprünglichen Ziel-PSU-Zuteilungen am Ende des dreijährigen Leistungszeitraums und wurden nach dem Ende des Leistungszeitraums abgerechnet. Dies hat keine Auswirkungen auf die Erfassung des Vergütungsaufwands.

Andere - Zusätzlich zu den oben genannten aktiven Programmen haben wir Aktien mit Sperrfrist und Aktieneinheiten mit Sperrfrist im Umlauf, die entweder als Teil unseres Vergütungsprogramms für derzeitige und frühere Mitglieder des Vorstands des Unternehmens oder als Teil eines Vergütungsprogramms für Führungskräfte ausgegeben wurden, das eingestellt oder infolge einer Übernahme erworben wurde. Im Allgemeinen erhalten die Empfänger der gesperrten Aktien oder Einheiten eine Dividende oder ein Dividendenäquivalent.

Im Folgenden wird die Gesamtaktivität dieser Aktien und Einheiten mit Verfügungsbeschränkung für das Jahr bis zum 31. Dezember 2023 zusammengefasst:

	Aktieneinheiten	Gewichteter durchschnittlicher Marktwert am Zuteilungstag	Millionen Dollar Beizulegender Zeitwert insgesamt
Ausstehend zum 31. Dezember 2022	1,239,759	\$ 49.78	
Gewährt	54,141	115.88	
Abgesagt	(6,904)	45.90	
Ausgestellt	(392,728)	47.64 \$	46
Ausstehend am 31. Dezember 2023	894,268	\$ 54.76	
Nicht unverfallbar am 31. Dezember 2023	149,270	\$ 45.90	

Am 31. Dezember 2023 war der verbleibende Vergütungsaufwand für die noch nicht unverfallbaren Aktien vernachlässigbar, der über einen gewichteten durchschnittlichen Zeitraum von 0,01 Jahren verbucht wird. Der gewichtete durchschnittliche beizulegende Zeitwert der in den Jahren 2022 und 2021 gewährten Zuteilungen betrug 96,20 \$ bzw. 46,43 \$. Der gesamte beizulegende Zeitwert der in den Jahren 2022 und 2021 ausgegebenen Prämien belief sich auf 40 Mio. \$ bzw. 8 Mio. \$.

Anmerkung 17 - Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Ertragsteuerrückstellungen (-erträge) setzen sich wie folgt zusammen:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Einkommensteuer			
Federal			
Aktuell	\$ 1,054	1,263	32
Aufgeschoben	825	1,629	1,161
Ausländische			
Aktuell	2,931	5,813	3,128
Aufgeschoben	254	387	66
Staatlich und lokal			
Aktuell	202	386	127
Aufgeschoben	65	70	119
Gesamtsteuerrückstellung (-vorteil)	\$ 5,331	9,548	4,633

Die latenten Steuern spiegeln den Netto-Steuereffekt von temporären Differenzen zwischen den Buchwerten von Vermögenswerten und Verbindlichkeiten für die Finanzberichterstattung und den für Steuerzwecke verwendeten Beträgen wider. Die wichtigsten Bestandteile der latenten Steuerverbindlichkeiten und -forderungen zum 31. Dezember waren:

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Latente Steuerverbindlichkeiten		
PP&E und immaterielle Güter	\$ 11,992	11,100
Bestandsaufnahme	46	48
Andere	216	190
Latente Steuerverbindlichkeiten insgesamt	12,254	11,338
Latente Steueransprüche		
Rückstellungen für Leistungspläne	413	450
Verpflichtungen aus der Stilllegung von Vermögenswerten und aufgelaufene Umweltkosten	2,608	2,333
Investitionen in Joint Ventures	2,133	1,917
Sonstige finanzielle Rechnungsabgrenzungsposten	448	736
Verlust- und Kreditvorträge	5,629	6,354
Andere	121	112
Latente Steueransprüche insgesamt	11,352	11,902
Abzüglich: Wertberichtigung	(7,656)	(8,049)
Gesamte aktive latente Steuern nach Wertberichtigung	3,696	3,853
Latente Steuerverbindlichkeiten, netto	\$ 8,558	7,485

Zum 31. Dezember 2023 enthielten die langfristigen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten latente Steuern in Höhe von 255 Mio. \$ bzw. 8.813 Mio. \$. Zum 31. Dezember 2022 enthielten die langfristigen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten latente Steuern in Höhe von 241 Mio. \$ bzw. 7.726 Millionen Dollar.

Zum 31. Dezember 2023 betrafen die aktiven latenten Steuern auf Verlust- und Guthabenvorträge in erster Linie ausländische Steuergutschriften in Höhe von 4,7 Milliarden US-Dollar und Nettobetriebsverluste und -gutschriften in Höhe von 0,9 Milliarden US-Dollar aus verschiedenen Ländern. Wenn sie nicht genutzt werden, verfallen die ausländischen Steuergutschriften und Nettobetriebsverluste in den USA im Jahr 2024.

Die folgende Tabelle zeigt eine Überleitung der Wertberichtigung für latente Steueransprüche zu Beginn und am Ende der Jahre 2023, 2022 und 2021:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Stand am 1. Januar	\$ 8,049	8,342	9,965
Zu Lasten des Aufwands (Nutzen)	(2)	5	(45)
Sonstiges*	(391)	(298)	(1,578)
Stand zum 31. Dezember	\$ 7,656	8,049	8,342

*Enthält Änderungen aufgrund der Entstehung aktiver latenter Steuern, die sich nicht auf den effektiven Steuersatz auswirken, Akquisitionen/Veräußerungen/Revisionen und die Auswirkungen der Umrechnung ausländischer Abschlüsse.

Es wurden Wertberichtigungen vorgenommen, um die aktiven latenten Steuern auf einen Betrag zu reduzieren, der mit hoher Wahrscheinlichkeit realisiert werden kann. Zum 31. Dezember 2023 haben wir eine Wertberichtigung in Bezug auf im Wesentlichen alle ausländischen Steuergutschriften in den USA, Basisdifferenzen in unserer APLNG-Beteiligung und bestimmte Verlustvorträge in verschiedenen Rechtsordnungen beibehalten. Die Veränderung der Wertberichtigung zu Lasten des Gewinns im Jahr 2022 bezieht sich hauptsächlich auf die Auswirkungen der Änderungen des norwegischen Mineralölsteuersystems im Jahr 2022, die teilweise durch die steuerlichen Auswirkungen der Veräußerung unserer CVE-Stammaktien in den USA ausgeglichen werden. Andere Bewegungen beziehen sich hauptsächlich auf Wertberichtigungen auf auslaufende Steuerattribute. Auf der Grundlage unseres steuerpflichtigen Einkommens in der Vergangenheit, der Erwartungen für die Zukunft und der verfügbaren Steuerplanungsstrategien geht die Geschäftsführung davon aus, dass die aktiven latenten Steuern abzüglich der Wertberichtigungen in erster Linie als Ausgleich für die Umkehrung der passiven latenten Steuern realisiert werden.

Im zweiten Quartal 2022 wurden in Norwegen Änderungen am Mineralölsteuersystem eingeführt. Infolge des Inkrafttretens wurde im zweiten Quartal eine Wertberichtigung in Höhe von 58 Mio. USD verbucht, um Änderungen in Bezug auf die Realisierbarkeit bestimmter latenter Steueransprüche nach dem neuen Gesetz zu berücksichtigen.

Im Jahr 2021 bezieht sich die Bewegung der Wertberichtigung zu Lasten des Ergebnisses hauptsächlich auf die Bewertung des beizulegenden Zeitwerts unserer CVE-Stammaktien, deren Realisierung nicht erwartet wird, sowie auf die erwartete Realisierung bestimmter US-Steuerattribute im Zusammenhang mit der geplanten Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien. Dies wird teilweise durch australische Steuervorteile im Zusammenhang mit unserer Wertminderung von APLNG ausgeglichen, deren Realisierung wir nicht erwarten. Andere Bewegungen beziehen sich hauptsächlich auf Wertberichtigungen auf auslaufende Steuerattribute. Weitere Informationen zu unserer Veräußerung von Indonesien finden Sie in Anmerkung 3.

Zum 31. Dezember 2023 beliefen sich die nicht überwiesenen Erträge, die als dauerhaft reinvestiert gelten, in bestimmten ausländischen Tochtergesellschaften und ausländischen Joint Ventures auf insgesamt etwa 4.975 Millionen US-Dollar. Auf diesen Betrag wurden keine latenten Steuern gebildet, da die Gesellschaft nicht plant, Maßnahmen zu ergreifen, die die Zahlung von Steuern erfordern würden. Der geschätzte Betrag zusätzlicher Steuern, in erster Linie lokaler Quellensteuern, der im Falle einer Ausschüttung auf diese Erträge zu zahlen wäre, beläuft sich auf ca. \$249 Millionen.

Die folgende Tabelle zeigt eine Überleitung der zu Beginn und am Ende der Periode nicht ausgewiesenen Steuervorteile für die Jahre 2023, 2022 und 2021:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Stand am 1. Januar	\$ 710	1,345	1,206
Zugänge aufgrund von Steuerpositionen für das laufende Jahr	5	6	15
Zugänge für Steuerpositionen aus Vorjahren	1	6	177
Kürzungen für Steuerpositionen aus früheren Jahren	(9)	(62)	(5)
Abrechnungen	(96)	(510)	-
Verjährung	(224)	(75)	(48)
Stand zum 31. Dezember	\$ 387	710	1,345

Im Saldo der nicht ausgewiesenen Steuervorteile für die Jahre 2023, 2022 und 2021 sind 378 Mio. US\$, 701 Mio. US\$ bzw. 1.261 Mio. US\$ enthalten, die sich im Falle ihrer Anerkennung auf den effektiven Steuersatz auswirken würden.

Der Saldo der nicht ausgewiesenen Steuervorteile verringerte sich im Jahr 2023 aufgrund der Verjährung bestimmter ausländischer Tochtergesellschaften in Höhe von 224 Millionen US-Dollar sowie des Abschlusses unserer inländischen Betriebsprüfung in Kanada im Jahr 2018, die zu einer Verringerung von 92 Millionen US-Dollar führte.

Der Saldo der nicht erfassten Steuervorteile verringerte sich im Jahr 2022 aufgrund des Abschlusses der Prüfung unserer Bundessteuererklärung für 2017. Infolgedessen haben wir Steuererleichterungen auf Bundes- und Landesebene in Höhe von insgesamt 515 Mio. USD im Zusammenhang mit der Rückgewinnung der Steuerbemessungsgrundlage, die zuvor durch eine vollständige Rückstellung ausgeglichen wurde, verbucht. Der Saldo der nicht ausgewiesenen Steuervorteile erhöhte sich im Jahr 2021 hauptsächlich aufgrund von US-Steuerzugschriften, die durch unsere Concho-Akquisition erworben wurden. *Siehe Anmerkung 3 und Anmerkung 11.*

Zum 31. Dezember 2023, 2022 und 2021 beliefen sich die aufgelaufenen Verbindlichkeiten für Zinsen und Strafen auf 45 Mio. \$, 35 Mio. \$ und 47 Millionen US-Dollar, jeweils nach Abzug der aufgelaufenen Ertragssteuern. Zinsen und Strafen führten zu einer Verringerung des Gewinns in Höhe von 10 Millionen Dollar im Jahr 2023, eine Erhöhung um 12 Millionen Dollar im Jahr 2022 und eine Verringerung der Einnahmen um 1 Million Dollar im Jahr 2021.

Wir reichen Steuererklärungen in der US-Bundesgerichtsbarkeit und in vielen ausländischen und staatlichen Gerichtsbarkeiten ein. Die Prüfungen in den wichtigsten Gerichtsbarkeiten sind im Allgemeinen wie folgt abgeschlossen: Kanada (2016), Norwegen (2022) und die USA (2019). Streitfragen für geprüfte Jahre und Prüfungen für nachfolgende Jahre sind in den vielen Ländern, in denen wir weltweit tätig sind, im Gange und in verschiedenen Stadien des Abschlusses. Es ist daher zu erwarten, dass der Saldo der nicht ausgewiesenen Steuervorteile von Periode zu Periode schwankt. Innerhalb der nächsten zwölf Monate könnten Prüfungszeiträume abgeschlossen werden, die sich erheblich auf unsere gesamten nicht ausgewiesenen Steuervorteile auswirken könnten. Es ist durchaus möglich, dass solche Änderungen im Vergleich zu unseren gesamten nicht ausgewiesenen Steuervorteilen erheblich sind, aber der Betrag der Änderung ist nicht abschätzbar.

Die Beträge des Gewinns (Verlusts) vor Steuern in den USA und im Ausland, mit einer Überleitung der Steuern zum gesetzlichen Bundessteuersatz zur Rückstellung für Steuern vom Einkommen und vom Ertrag, waren:

		Millionen von Dollars Steuern			Prozentsatz des Gewinns (Verlusts) vor Steuern		
		2023	2022	2021	2023	2022	2021
Gewinn (Verlust) vor Ertragssteuern							
Vereinigte Staaten	\$	9,472	16,739	8,024	58.2 %	59.3	63.1
Ausländische		6,816	11,489	4,688	41.8	40.7	36.9
	\$	16,288	28,228	12,712	100.0 %	100.0	100.0
Bundesgesetzliche Einkommensteuer	\$	3,421	5,928	2,670	21.0 %	21.0	21.0
Effektive Nicht-US-Steuersätze		2,063	3,866	1,915	12.7	13.7	15.1
Einziehung der Fremdkapitalbasis		(4)	(30)	(55)	-	(0.1)	(0.4)
Berichtigung der Steuerrückstellungen		(317)	(551)	(11)	(1.9)	(2.0)	(0.1)
Berichtigung der Wertberichtigung		(2)	5	(45)	-	-	(0.4)
Staatliche Einkommensteuer		214	405	194	1.3	1.4	1.5
Kredit für verstärkte Ölrückgewinnung		-	(37)	(99)	-	(0.1)	(0.8)
Andere		(44)	(38)	64	(0.3)	(0.1)	0.5
Insgesamt	\$	5,331	9,548	4,633	32.7 %	33.8	36.4

Unser effektiver Steuersatz für das Jahr 2023 wurde durch die Steuersätze der jeweiligen Gerichtsbarkeiten für diesen Gewinnmix bestimmt, mit einem günstigen Einfluss von routinemäßigen Steuergutschriften. Die Anpassung der Steuerrückstellungen bezieht sich in erster Linie auf das Erlöschen der Verjährungsfristen bei einigen unserer ausländischen Tochtergesellschaften und den Abschluss der inländischen Betriebsprüfung in Kanada 2018.

Unser effektiver Steuersatz für das Jahr 2022 wurde durch unsere Steuersätze für diesen Gewinn-Mix mit positiven Nettoauswirkungen aus routinemäßigen Steuergutschriften und Wertberichtigungsanpassungen bestimmt. Die Anpassung der Steuerrückstellungen bezieht sich hauptsächlich auf den Abschluss der Prüfung unserer US-Bundessteuererklärung 2017 und die Anerkennung der oben beschriebenen Steuervorteile auf Bundes- und Landesebene.

Unser effektiver Steuersatz für das Jahr 2021 wurde durch die Steuersätze der jeweiligen Gerichtsbarkeiten für diesen Gewinnmix bestimmt, mit positiven Nettoauswirkungen durch routinemäßige Steuergutschriften und Wertberichtigungsanpassungen. Die

Wertberichtigungsanpassung steht in erster Linie im Zusammenhang mit der Bewertung des beizulegenden Zeitwerts und der Veräußerung unserer CVE-Stammaktien in Höhe von 218 Millionen US-Dollar und der Möglichkeit, die US-Steuerzugschrift und den Kapitalverlustvortrag aufgrund der erwarteten Veräußerung unserer indonesischen Unternehmen in Höhe von 29 Millionen US-Dollar zu nutzen. Dies wurde teilweise durch eine Erhöhung unserer Wertberichtigung im Zusammenhang mit der steuerlichen Auswirkung der Wertminderung unserer APLNG-Beteiligung in Höhe von 206 Millionen US-Dollar ausgeglichen, für die wir keinen Steuervorteil erwarten.

Am 16. August 2022 wurde in den USA der Inflation Reduction Act of 2022 verabschiedet, der unter anderem eine 15-prozentige Mindeststeuer auf das Bucheinkommen bestimmter Großunternehmen, eine 1-prozentige Verbrauchssteuer auf Netto-Aktienrückkäufe und mehrere steuerliche Anreize zur Förderung kohlenstoffarmer Energie einführt. Nach unserer derzeitigen Analyse werden diese Gesetzesänderungen voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf unseren Konzernabschluss haben.

Erläuterung 18 - Kumuliertes sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)

Das kumulierte sonstige Gesamtergebnis im Abschnitt Eigenkapital der Bilanz beinhaltet:

Millionen von Dollars					
	Unrealisiert, netto			Nicht realisierte	Kumulierte
		Holding Gewinn/	Ausländische Gewinn/(Verlust)		
	Definiert	(Verlust)	Währung	zur Absicherung	Umfassend
	Sozialleistungsp läne	zu Wertpapieren	Übersetzung	Aktivitäten	Gewinn/(Verlust)
31. Dezember 2020	\$ (425)	2	(4,795)	-	(5,218)
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	394	(2)	(124)	-	268
31. Dezember 2021	(31)	-	(4,919)	-	(4,950)
Sonstiges Gesamtergebnis (Verlust)	(417)	(11)	(622)	-	(1,050)
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)

Die folgende Tabelle fasst die Umgliederungen aus dem kumulierten sonstigen Gesamtergebnis (Verlust) in den Geschäftsjahren zum 31. Dezember zusammen:

Millionen von Dollars		
	2023	2022
Leistungsorientierte Pläne*	\$ 33	26
*Enthalten in der Berechnung des Nettopensionsaufwands und werden nach Abzug von Steueraufwendungen in Höhe von:	\$ 11	7

Siehe Anmerkung 16.

Anmerkung 19-Cashflow-Informationen

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Nicht zahlungswirksame Investitions- und Finanzierungstätigkeit			
Zunahme (Abnahme) von PP&E im Zusammenhang mit einer Zunahme (Abnahme) von Vermögenswerten	\$ 727	825	442
Beizulegender Zeitwert der bedingten Gegenleistung beim Erwerb	320		
Barzahlungen			
Zinsen	\$ 701	873	924
Einkommensteuer	5,406	7,368	856
Nettoverkäufe (Käufe) von Kapitalanlagen			
Gekaufte kurzfristige Anlagen	\$ (1,463)	(5,046)	(5,554)
Verkaufte kurzfristige Anlagen	3,574	3,102	8,810
Gekaufte Investitionen und langfristige Forderungen	(867)	(775)	(279)
Verkaufte Investitionen und langfristige Forderungen	129	90	114
	\$ 1,373	(2,629)	3,091

Die Einkommenssteuerzahlungen stiegen im Jahr 2022, da das Unternehmen in den USA wieder steuerpflichtig wurde, die Steuern in Norwegen stiegen und die Steuerzahlungen in Libyen zeitlich verschoben wurden.

Weitere Informationen zu den zahlungswirksamen und nicht zahlungswirksamen Veränderungen in unserer konsolidierten Bilanz finden Sie unter *Anmerkung 3 und Anmerkung 13* für die Übernahme von Surmont und unter *Anmerkung 3 und Anmerkung 12* für die Übernahme von Concho.

Anmerkung 20 - Sonstige Finanzinformationen

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Zins- und Fremdkapitalaufwand			
Anfallend			
e	\$ 824	791	887
Schulden			
Andere	109	72	59
	933	863	946
Aktiviert	(153)	(58)	(62)
Ausgegebene	\$ 780	805	884
Sonstige Einnahmen			
Zinserträge	\$ 412	195	33
Gewinn (Verlust) aus der Beteiligung an Cenovus Energy*	-	251	1,040
Sonstiges, netto	73	58	130
	\$ 485	504	1,203
*Siehe Anmerkung 5.			
Ausgaben für Forschung und Entwicklung - aufgewendet	\$ 81	71	62
Versand- und Bearbeitungskosten	\$ 1,695	1,595	1,047
Fremdwährungstransaktionen (Gewinne) Verluste - nach Steuern			
Alaska	\$ -	-	-
Untere 48	-	-	-
Kanada	11	(20)	(1)
Europa, Naher Osten und Nordafrika	(39)	(110)	(11)
Asien-Pazifik	12	30	2
Sonstiges Internationales	-	(1)	1
Unternehmen und Sonstiges	86	21	(7)
	\$ 70	(80)	(16)

	Millionen von Dollars	
	2023	2022
Immobilien, Anlagen und Ausrüstung		
Nachgewiesene Eigenschaften	\$ 134,394	119,609
Ungeprüfte Eigenschaften	5,206	7,325
Andere	4,805	4,562
Immobilien, Anlagen und Ausrüstung (brutto)	144,405	131,496
Abzüglich: Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungen	(74,361)	(66,630)
Netto-Immobilien, Anlagen und Ausrüstung	\$ 70,044	64,866

Anmerkung 21 - Transaktionen mit nahestehenden Personen

Zu unseren nahestehenden Unternehmen und Personen gehören in erster Linie nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen und bestimmte Treuhandgesellschaften zugunsten von Mitarbeitern. Angaben zu Treuhandgesellschaften zugunsten von Mitarbeitern finden Sie in Anmerkung 16.

Wesentliche Transaktionen mit unseren nach der Kapitalzurechnungsmethode bewerteten Unternehmen waren:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Betriebliche Erträge und sonstige Erträge	\$ 90	88	88
Käufe	-	1	5
Betriebliche Aufwendungen und Vertriebs- und Verwaltungskosten	282	189	196
Nettozins(ertrag)/-verlust*	-	(1)	(2)

*Wir zahlten Zinsen an verschiedene verbundene Unternehmen oder erhielten Zinsen von ihnen. Siehe Anmerkung 4 für weitere Informationen zu Darlehen an verbundene Unternehmen.

Anmerkung 22-Verkäufe und sonstige betriebliche Erträge**Erlöse aus Verträgen mit Kunden**

Die folgende Tabelle zeigt eine weitere Untergliederung unserer konsolidierten Umsatzerlöse und sonstigen betrieblichen Erträge:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Erlöse aus Verträgen mit Kunden	\$ 48,522	61,049	34,590
Umsatzerlöse aus Verträgen, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen	8,203	17,150	11,500
Physische Kontrakte, die der Definition eines Derivats entsprechen			
Verträge über Finanzderivate	(584)	295	(262)
Konsolidierte Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge	\$ 56,141	78,494	45,828

Umsätze aus Verträgen, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, beziehen sich hauptsächlich auf physische Gasverträge zu Marktpreisen, die als Derivate gemäß ASC Topic 815, "Derivatives and Hedging", bilanziert werden und für die wir uns nicht für NPNS entschieden haben. Es gibt keine wesentlichen Unterschiede in den Vertragsbedingungen oder der Verbuchung von Erträgen aus diesen Verträgen und denen, die in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen. Die folgende Aufgliederung der Umsatzerlöse wird in Verbindung mit Anmerkung 24 - Segmentberichterstattung und zugehörige Informationen - dargestellt:

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Umsatzerlöse aus Verträgen, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, nach Segmenten			
Untere 48	\$ 6,607	13,919	9,050
Kanada	1,248	2,717	1,457
Europa, Naher Osten und Nordafrika	348	514	993
Physische Kontrakte, die der Definition eines Derivats entsprechen	\$ 8,203	17,150	11,500

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Umsatzerlöse aus Verträgen, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, nach Produkten			
Rohöl	\$ 143	495	757
Erdgas	6,622	15,368	10,034
Andere	1,438	1,287	709
Physische Kontrakte, die der Definition eines Derivats entsprechen	\$ 8,203	17,150	11,500

Praktische Hilfsmittel

Unsere Rohstoffverkaufsverträge haben in der Regel eine Laufzeit von weniger als 12 Monaten; in bestimmten Fällen können sie jedoch auch länger laufen, d. h. bis zum Ende der Lebensdauer des Feldes. Im Rahmen dieser Verträge wird die marktbasierte variable Gegenleistung für jede Leistungsverpflichtung (d. h. die Lieferung von Rohstoffen) jeder einzelnen, noch nicht erfüllten Leistungsverpflichtung innerhalb des Vertrags zugeordnet. Dementsprechend haben wir die in ASC Topic 606 zugelassene Ausnahmeregelung angewandt und geben nicht den Gesamtbetrag des Transaktionspreises an, der den Leistungsverpflichtungen zugeordnet ist, oder wann wir erwarten, Umsätze zu erfassen, die zum Ende des Berichtszeitraums noch nicht (oder nur teilweise) erfüllt sind.

Forderungen und VertragsverbindlichkeitenForderungen aus Verträgen mit Kunden

Zum 31. Dezember 2023 enthielt die Zeile "Forderungen aus Lieferungen und Leistungen" in unserer Konzernbilanz Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 4.414 Mio. US\$ gegenüber 5.241 Mio. US\$ zum 31. Dezember 2022 und umfasste sowohl Verträge mit Kunden, die in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, als auch solche, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen. In der Regel erhalten wir die Zahlung innerhalb von 30 Tagen oder weniger (je nach den Bedingungen der Rechnung), sobald die Lieferung erfolgt ist. Umsätze, die nicht in den Anwendungsbereich von ASC Topic 606 fallen, beziehen sich in erster Linie auf physische Gasverkaufsverträge zu Marktpreisen, für die wir uns nicht für NPNS entscheiden und die daher gemäß ASC Topic 815 als Derivate bilanziert werden. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Zusammenhang mit Gasverkäufen im Rahmen von Verträgen, für die NPNS nicht gewählt wurde, unterscheiden sich kaum von den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, für die NPNS gewählt wurde.

Vertragsverbindlichkeiten aus Verträgen mit Kunden

Wir haben bestimmte Vereinbarungen getroffen, in deren Rahmen wir unsere firmeneigene Technologie, einschließlich der Optimized Cascade®-Prozesstechnologie, an Kunden lizenzieren, um die Effizienz von LNG-Anlagen zu maximieren. Diese Vereinbarungen sehen in der Regel Meilensteinzahlungen vor, die während und nach den Bauphasen der LNG-Anlagen zu leisten sind. Die Zahlungen stehen nicht in direktem Zusammenhang mit unseren Leistungsverpflichtungen im Rahmen des Vertrags und werden als abgegrenzter Umsatz verbucht, der verbucht wird, wenn der Kunde in der Lage ist, von seinem Recht zur Nutzung der entsprechenden lizenzierten Technologie zu profitieren. Die in dem am 31. Dezember 2023 zu Ende gegangenen Geschäftsjahr verbuchten Umsätze waren unwesentlich. Wir gehen davon aus, dass wir die ausstehenden Vertragsverbindlichkeiten in Höhe von 26 Millionen US-Dollar zum 31. Dezember 2023 in den Jahren 2026, 2028 und 2029 als Umsatzerlöse verbuchen werden.

Anmerkung 23-Gewinn je Aktie

Die folgende Tabelle zeigt die Berechnung des den Stammaktionären zur Verfügung stehenden Nettogewinns (-verlusts) sowie des unverwässerten und verwässerten Gewinns je Aktie für die Jahre zum 31. Dezember 2023, 2022 und 2021. Für jeden der Zeiträume, für die in der nachstehenden Tabelle ein Nettogewinn ausgewiesen wird, war das nach der Zwei-Klassen-Methode berechnete verwässerte Ergebnis je Aktie stärker verwässernd.

Zum 31. Dezember endende Jahre	Millionen Dollar (außer Beträge pro Aktie)		
	2023	2022	2021
Unverwässertes Ergebnis je Aktie			
Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,957	18,680	8,079
Abzüglich: Ausschüttungen und nicht ausgeschüttete Gewinne zugewiesen an beteiligte Wertpapiere	35	60	19
Den Stammaktionären zurechenbarer Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,922	18,620	8,060
Durchschnittlich im Umlauf befindliche Stammaktien (in Mio.)	1,203	1,274	1,324
Nettogewinn (-verlust) pro Stammaktie	\$ 9.08	14.62	6.09
Verwässertes Ergebnis je Aktie			
Den Stammaktionären zurechenbarer Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,922	18,620	8,060
Durchschnittlich im Umlauf befindliche Stammaktien (in Mio.)	1,203	1,274	1,324
Hinzufügen: Verwässerungseffekt von Optionen und unverfallbaren nicht teilnehmende RSU/PSUs	3	4	4
Durchschnittliche verwässerte Aktien im Umlauf (in Millionen)	1,206	1,278	1,328
Nettogewinn (-verlust) pro Stammaktie	\$ 9.06	14.57	6.07

Anmerkung 24 - Angaben zu den Segmenten und zugehörige Informationen

Wir suchen, fördern, transportieren und vermarkten weltweit Rohöl, Bitumen, Erdgas, LNG und NGLs. Wir führen unsere Geschäfte über sechs operative Segmente, die in erster Linie nach geografischen Regionen definiert sind: Alaska; Lower 48; Kanada; Europa, Naher Osten und Nordafrika; Asien-Pazifik; und Sonstiges Ausland.

Corporate und Sonstiges umfasst Erträge und Kosten, die nicht direkt mit einem operativen Segment in Verbindung stehen, wie z. B. die meisten Zinsaufwendungen, Prämien für die vorzeitige Tilgung von Verbindlichkeiten, Gemeinkosten und bestimmte Technologieaktivitäten, einschließlich Lizenzeinnahmen. Das Unternehmensvermögen umfasst alle liquiden Mittel und kurzfristigen Anlagen.

Wir bewerten die Leistung und teilen die Ressourcen auf der Grundlage des Nettogewinns (-verlusts) zu. Die Rechnungslegungsgrundsätze für die Segmente sind die gleichen wie in *Anmerkung 1*. Verkäufe zwischen den Segmenten werden zu Preisen getätigt, die annähernd dem Markt entsprechen.

Analyse der Ergebnisse nach Geschäftsbereichen

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Verkäufe und sonstige Betriebseinnahmen			
Alaska	7,098	7,905	5,480
Untere 48	38,244	52,921	29,306
Eliminierungen zwischen den Segmenten	(7)	(18)	(12)
Untere 48	38,237	52,903	29,294
Kanada	4,873	6,159	4,077
Eliminierungen zwischen den Segmenten	(1,867)	(2,445)	(1,583)
Kanada	3,006	3,714	2,494
Europa, Naher Osten und Nordafrika	5,854	11,271	5,902
Eliminierungen zwischen den Segmenten	-	(1)	-
Europa, Naher Osten und Nordafrika	5,854	11,270	5,902
Asien-Pazifik-Raum	1,913	2,606	2,579
Sonstiges Internationales	-	-	4
Unternehmen und Sonstiges	33	96	75
Konsolidierte Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge	\$ 56,141	78,494	45,828

Im Jahr 2023 machten die Verkäufe unseres Segments Lower 48 an ein bestimmtes Pipeline-Unternehmen etwa 5,8 Milliarden US-Dollar oder etwa 10 Prozent unserer gesamten konsolidierten Umsätze und sonstigen betrieblichen Erträge aus.

	Millionen von Dollars		
	2023	2022	2021
Abschreibungen, Wertminderungen, Amortisationen und Wertberichtigungen			
Alaska	\$ 1,061	941	1,002
Untere 48	5,729	4,854	4,067
Kanada	425	400	392
Europa, Naher Osten und Nordafrika	587	735	862
Asien-Pazifik	455	518	1,483
Sonstiges Internationales	-	-	-
Unternehmen und Sonstiges	27	44	76
Konsolidierte Abschreibungen, Wertminderungen und Amortisationen	\$ 8,284	7,492	7,882

Millionen von Dollars

	2023	2022	2021
Anteil am Ergebnis verbundener Unternehmen			
Alaska	\$ 1	4	5
Untere 48	(9)	(14)	(18)
Kanada	-	-	-
Europa, Naher Osten und Nordafrika	580	780	502
Asien-Pazifik-Raum	1,151	1,310	343
Sonstiges Internationales	-	1	-
Unternehmen und Sonstiges	(3)	-	-
Konsolidierter Anteil am Ergebnis von assoziierten Unternehmen	\$ 1,720	2,081	832

Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)

Alaska	\$ 642	885	402
Untere 48	1,763	3,088	1,390
Kanada	26	206	150
Europa, Naher Osten und Nordafrika	3,065	5,445	2,543
Asien-Pazifik-Raum	42	480	483
Sonstiges Internationales	-	53	(53)
Unternehmen und Sonstiges	(207)	(609)	(282)
Konsolidierte Ertragssteuerrückstellung (Ertrag)	\$ 5,331	9,548	4,633

Nettogewinn (-verlust)

Alaska	\$ 1,778	2,352	1,386
Untere 48	6,461	11,015	4,932
Kanada	402	714	458
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1,189	2,244	1,167
Asien-Pazifik	1,961	2,736	453
Sonstiges Internationales	(13)	(51)	(107)
Unternehmen und Sonstiges	(821)	(330)	(210)
Konsolidierter Nettogewinn (-verlust)	\$ 10,957	18,680	8,079

Investitionen in und Vorschüsse an verbundene Unternehmen

Alaska	\$ 32	55	58
Untere 48	118	235	242
Kanada	-	-	-
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1,191	1,049	797
Asien-Pazifik-Raum	5,419	6,154	5,603
Sonstiges Internationales	-	-	1
Unternehmen und Sonstiges	1,145	-	-
Konsolidierte Investitionen in und Vorschüsse an verbundene Unternehmen	\$ 7,905	7,493	6,701

Millionen von Dollars

	2023	2022	2021
Gesamtes Vermögen			
Alaska	\$ 16,174	15,126	14,812
Untere 48	42,415	42,950	41,699
Kanada	10,277	6,971	7,439
Europa, Naher Osten und Nordafrika	8,396	8,263	9,125
Asien-Pazifik	8,903	9,511	9,840
Sonstiges Internationales	-	-	1
Unternehmen und Sonstiges	9,759	11,008	7,745
Konsolidierte Bilanzsumme	\$ 95,924	93,829	90,661

Kapitalausgaben und Investitionen

Alaska	\$ 1,705	1,091	982
Untere 48	6,487	5,630	3,129
Kanada	456	530	203
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1,111	998	534
Asien-Pazifik	354	1,880	390
Sonstiges Internationales	-	-	33
Unternehmen und Sonstiges	1,135	30	53
Konsolidierte Kapitalausgaben und Investitionen	\$ 11,248	10,159	5,324

Zinserträge und -aufwendungen

Zinserträge			
Alaska	\$ -	-	-
Untere 48	-	-	-
Kanada	-	-	-
Europa, Naher Osten und Nordafrika	1	1	2
Asien-Pazifik-Raum	8	9	9
Sonstiges Internationales	-	-	-
Unternehmen und Sonstiges	403	185	22
Zins- und Schuldenaufwand			
Unternehmen und Sonstiges	\$ 780	805	884

Verkäufe und sonstige Betriebserträge nach Produkten

Rohöl	\$ 37,833	41,492	23,648
Erdgas	10,725	26,941	16,904
Flüssiges Erdgas	2,609	3,650	1,668
Sonstiges*	4,974	6,411	3,608
Konsolidierte Umsatzerlöse und sonstige betriebliche Erträge nach Produkten	\$ 56,141	78,494	45,828

*Einschließlich Bitumen und Strom.

**Geografische
Informationen**

	Millionen von Dollars					
	Verkäufe und sonstige betriebliche Erträge ⁽¹⁾ Vermögenswerte ⁽²⁾			Langlebige		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
U.S.	\$ 45,101	60,899	34,847	53,955	51,200	50,580
Australien	-	-	-	5,426	6,158	5,579
Kanada	3,006	3,714	2,494	9,666	6,269	6,608
China	952	1,135	724	1,635	1,538	1,476
Indonesien ⁽³⁾	-	159	879	-	-	28
Libyen	1,730	1,582	1,102	703	714	659
Malaysia	961	1,312	975	939	1,107	1,252
Norwegen	2,408	3,415	2,563	4,489	4,369	4,681
U.K.	1,978	6,273	2,236	2	1	1
Andere ausländische Länder	5	5	8	1,134	1,003	748
Weltweit konsolidiert	\$ 56,141	78,494	45,828	77,949	72,359	71,612

(1) Verkäufe und sonstige betriebliche Erträge werden den Ländern nach dem Standort der verkaufenden Einheit zugeordnet.

(2) Definiert als Netto-PV&E plus Kapitalbeteiligungen und Vorschüsse an verbundene Unternehmen.

(3) Im Jahr 2022 veräußerte Vermögenswerte. Siehe Anmerkung 3.

Anmerkung 25 - Neue Rechnungslegungsstandards

Im November 2023 veröffentlichte das FASB ASU Nr. 2023-07, "Improvements to Reportable Segment Disclosures" (Verbesserungen der Angaben zu den berichtspflichtigen Segmenten), das Verbesserungen der derzeitigen Anforderungen an die Segmentberichterstattung in Übereinstimmung mit Topic 280 "Segment Reporting" enthält. Die Änderungen ändern nicht, wie wir unsere operativen Segmente identifizieren. Die Verbesserungen bei der Offenlegung werden rückwirkend auf frühere Berichtszeiträume angewandt. Das ASU ist für Geschäftsjahre, die nach dem 15. Dezember 2023 beginnen, und für Zwischenzeiträume innerhalb von Geschäftsjahren, die nach dem 15. Dezember 2024 beginnen, anzuwenden, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Wir prüfen derzeit die Auswirkungen der Anwendung dieses ASU.

Im Dezember 2023 veröffentlichte das FASB ASU Nr. 2023-09, "Improvements to Income Tax Disclosures" (Verbesserungen der Angaben zu den Ertragsteuern), das die Offenlegungsanforderungen in Topic 740 "Income Taxes" (Ertragsteuern) erweitert. Die Verbesserungen wirken sich ausschließlich auf die Angaben in unseren Abschlüssen aus und sind prospektiv anzuwenden, wobei eine rückwirkende Anwendung zulässig ist. Das ASU gilt für Jahresabschlüsse, die nach dem 15. Dezember 2024 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Wir prüfen derzeit die Auswirkungen der Anwendung dieses ASU.

Öl- und Gasgeschäft (ungeprüft)

In Übereinstimmung mit FASB ASC Topic 932, "Extractive Activities-Oil and Gas", und den Vorschriften der SEC machen wir bestimmte ergänzende Angaben zu unseren Öl- und Gasexplorations- und -produktionsaktivitäten.

Diese Angaben enthalten Informationen über unsere konsolidierten Öl- und Gasaktivitäten und unseren Anteil an den Öl- und Gasaktivitäten unserer Beteiligungsgesellschaften in unseren Geschäftssegmenten. Daher können die Beträge, die unter Öl- und Gasaktivitäten als Beteiligungen ausgewiesen werden, von den Beträgen abweichen, die in den einzelnen Segmentangaben an anderer Stelle in diesem Bericht aufgeführt sind. Unsere Angaben nach geografischen Gebieten umfassen die USA, Kanada, Europa, Asien-Pazifik/Naher Osten (einschließlich der nach der Kapitalbeteiligungsmethode bewerteten Unternehmen) und Afrika.

Wie in den derzeit gültigen Richtlinien vorgeschrieben, basiert das geschätzte zukünftige Datum, an dem ein Vermögenswert aus wirtschaftlichen Gründen dauerhaft stillgelegt wird, auf den historischen 12-Monats-Durchschnittspreisen des ersten Monats und den aktuellen Kosten. Dieses geschätzte Datum, an dem die Produktion eingestellt wird, wirkt sich auf die Höhe der geschätzten Reserven aus. Wenn sich also die Preise und Kosten von Jahr zu Jahr ändern, ändert sich auch die Schätzung der nachgewiesenen Reserven. Im Allgemeinen sinken unsere nachgewiesenen Reserven, wenn die Preise sinken, und steigen, wenn die Preise steigen.

Unsere nachgewiesenen Reserven beinhalten geschätzte Mengen im Zusammenhang mit PSCs, die nach der "Economic Interest"-Methode ausgewiesen werden, sowie variable Lizenzgebühren und unterliegen Schwankungen bei den Rohstoffpreisen, erstattungsfähigen Betriebskosten und Kapitalkosten. Wenn die Kosten stabil bleiben, werden sich die der Kostendeckung zurechenbaren Reservemengen umgekehrt zu den Änderungen der Rohstoffpreise verändern. Wenn beispielsweise die Preise steigen, würden unsere anwendbaren Reservemengen sinken. Zum 31. Dezember 2023 unterlagen etwa 3 Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven in unserem geografischen Berichtsgebiet Asien-Pazifik/Naher Osten PSCs und 7 Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven in unserem geografischen Berichtsgebiet Kanada einem System mit variablen Lizenzgebühren.

Reserven Governance

Die Erfassung und Berichterstattung über nachgewiesene Reserven wird durch Kriterien geregelt, die in den Vorschriften der SEC und des FASB festgelegt sind. Nachgewiesene Reserven sind jene Öl- und Gasmengen, die aufgrund der Analyse geowissenschaftlicher und technischer Daten mit hinreichender Sicherheit als wirtschaftlich förderbar eingeschätzt werden können - ab einem bestimmten Zeitpunkt, aus bekannten Lagerstätten und unter den bestehenden wirtschaftlichen Bedingungen, Betriebsmethoden und behördlichen Vorschriften - , und zwar vor dem Zeitpunkt, zu dem die Verträge, die das Recht zur Nutzung vorsehen, auslaufen, es sei denn, es gibt Anhaltspunkte dafür, dass eine Erneuerung hinreichend sicher ist, unabhängig davon, ob deterministische oder probabilistische Methoden für die Schätzung verwendet werden. Das Projekt zur Gewinnung der Kohlenwasserstoffe muss begonnen haben oder der Betreiber muss hinreichend sicher sein, dass er das Projekt innerhalb eines angemessenen Zeitraums in Angriff nehmen wird.

Nachgewiesene Reserven werden weiter als erschlossen oder nicht erschlossen klassifiziert. Nachgewiesene erschlossene Reserven sind nachgewiesene Reserven, von denen erwartet werden kann, dass sie durch bestehende Bohrungen mit bestehender Ausrüstung und Betriebsmethoden gefördert werden, oder bei denen die Kosten für die erforderliche Ausrüstung im Vergleich zu den Kosten für eine neue Bohrung relativ gering sind, sowie durch installierte Förderausrüstung und Infrastruktur, die zum Zeitpunkt der Reservenschätzung in Betrieb sind, wenn die Förderung nicht durch eine Bohrung erfolgt. Nachgewiesene unerschlossene Reserven sind nachgewiesene Reserven, von denen erwartet wird, dass sie aus neuen Bohrlöchern auf nicht erschlossenem Gelände oder aus bestehenden Bohrlöchern, bei denen ein relativ großer Aufwand für die erneute Erschließung erforderlich ist, gewonnen werden. Reserven auf nicht erschlossenen Flächen beschränken sich auf die direkt gegenüberliegenden Erschließungsabstände, bei denen eine Förderung mit hinreichender Sicherheit möglich ist, es sei denn, es liegen zuverlässige technologische Nachweise vor, die eine wirtschaftliche Förderbarkeit in größerer Entfernung mit hinreichender Sicherheit belegen. Gemäß der Definition der SEC-Vorschriften können zuverlässige Technologien bei der Reservenschätzung verwendet werden, wenn sie im Feld nachgewiesen haben, dass sie hinreichend sichere Ergebnisse mit Konsistenz und Wiederholbarkeit in der bewerteten Formation oder in einer analogen Formation liefern. Zu den Technologien und Daten, die bei der Schätzung unserer nachgewiesenen Reserven verwendet werden, gehören unter anderem leistungsbasierte Methoden, volumetrisch basierte Methoden, geologische Karten, seismische Interpretationen, Bohrlochprotokolle, Bohrlochtestdaten, Kerndaten, Analogien und statistische Analysen.

Wir verfügen über eine unternehmensweite, umfassende, SEC-konforme interne Richtlinie, die die Bestimmung und Berichterstattung von nachgewiesenen Reserven regelt. Diese Richtlinie wird von den Geowissenschaftlern und Lagerstätteningenieuren in unseren Geschäftseinheiten auf der ganzen Welt angewendet. Als Teil unseres internen Kontrollprozesses werden die Reservenprozesse und -kontrollen jeder Geschäftseinheit jährlich von einem internen Team überprüft, das vom Manager of Reserves Compliance and Reporting des Unternehmens geleitet wird. Dieses Team, das sich aus internen Lagerstätteningenieuren, Geowissenschaftlern, Finanzmitarbeitern und einem leitenden Vertreter von DeGolyer and MacNaughton (D&M), einem externen Beratungsunternehmen für Erdöltechnik, zusammensetzt, überprüft die Reserven der Geschäftseinheit auf die Einhaltung der SEC-Richtlinien und der Unternehmensrichtlinien durch Besuche vor Ort, Telefonkonferenzen und die Überprüfung der Dokumentation. Zusätzlich zu den unabhängigen Prüfungen stellt dieses interne Team auch sicher, dass die Reserven nach einheitlichen und angemessenen Standards und Verfahren berechnet werden. Dieses Team ist unabhängig von der Geschäftsbereichsleitung und ist dafür verantwortlich, seine Ergebnisse an die Geschäftsleitung weiterzuleiten. Das Team ist für die Kommunikation unserer Reservenpolitik und -verfahren verantwortlich und steht das ganze Jahr über für interne Peer-Reviews und Beratungen zu größeren Projekten oder technischen Fragen zur Verfügung. Alle unsere nachgewiesenen Reserven, die sich im Besitz von konsolidierten Unternehmen befinden, sowie unser Anteil an Beteiligungsgesellschaften wurden von ConocoPhillips geschätzt.

Im Laufe des Jahres 2023 wurden unsere Prozesse und Kontrollen, die zur Bewertung von über 90 Prozent der nachgewiesenen Reserven zum 31. Dezember 2023 verwendet wurden, von D&M überprüft. Der Zweck dieser Überprüfung bestand darin, zu beurteilen, ob die Angemessenheit und Effektivität unserer internen Prozesse und Kontrollen, die zur Bestimmung der geschätzten nachgewiesenen Reserven verwendet werden, mit den SEC-Vorschriften übereinstimmen. Im Rahmen dieser Überprüfung präsentierten die technischen Mitarbeiter von ConocoPhillips D&M einen Überblick über die Reserwendaten sowie die Methoden und Annahmen, die bei der Schätzung der Reserven verwendet wurden. Zu den präsentierten Daten gehörten einschlägige seismische Informationen, geologische Karten, Bohrlochprotokolle, Produktionstests, Materialbilanzberechnungen, Reservoirsimulationsmodelle, Bohrlochleistungsdaten, Betriebsverfahren und relevante wirtschaftliche Kriterien. Mit der Beauftragung von D&M zur Überprüfung der Prozesse und Kontrollen verfolgte das Management die Absicht, objektiven Input von Dritten zu diesen Prozessen und Kontrollen zu erhalten. D&M kam zu dem Schluss, dass die allgemeinen Prozesse und Kontrollen, die ConocoPhillips bei der Schätzung seiner nachgewiesenen Reserven zum 31. Dezember 2023 für die überprüften Liegenschaften anwendet, mit den SEC-Reservendefinitionen übereinstimmen. Der Bericht von D&M ist als Anhang 99 in diesem Jahresbericht auf Formular 10-K enthalten.

Die technische Person, die in erster Linie für die Überwachung der Prozesse und internen Kontrollen bei der Erstellung der Reservenschätzungen des Unternehmens verantwortlich ist, ist der Manager of Reserves Compliance and Reporting. Diese Person verfügt über einen Master-Abschluss in Petroleum Engineering. Er ist Mitglied der Society of Petroleum Engineers und verfügt über mehr als 30 Jahre Erfahrung in der Öl- und Gasindustrie. Er hatte in den USA und an mehreren internationalen Standorten Positionen mit zunehmender Verantwortung in den Bereichen Reservoir Engineering, Subsurface und Asset Management inne.

Technische Schätzungen der Menge der nachgewiesenen Reserven sind von Natur aus ungenau. Siehe den Abschnitt "Kritische buchhalterische Schätzungen" im Bericht der Geschäftsleitung über die Finanz- und Ertragslage für eine zusätzliche Erörterung der Sensibilitäten im Zusammenhang mit diesen Schätzungen.

**Nachgewiesene
Reserven**Zum 31.
Dezember
endende Jahre

	Rohöl									
	Millionen von Fässern									
	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Erschlossen und nicht erschlossen										
Ende 2020	879	693	1,572	6	174	108	191	2,051	68	2,119
Überarbeitungen	209	(52)	157	2	14	37	6	216	-	216
Verbesserte Wiederherstellung	1	-	1	-	-	-	-	1	-	1
Käufe	-	691	691	-	-	-	-	691	-	691
Erweiterungen und Entdeckungen	10	289	299	5	2	1	-	307	-	307
Produktion	(64)	(160)	(224)	(3)	(29)	(24)	(13)	(293)	(5)	(298)
Vertrieb	-	(9)	(9)	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Ende 2021	1,035	1,452	2,487	10	161	122	184	2,964	63	3,027
Überarbeitungen	(31)	24	(7)	-	31	19	(3)	40	-	40
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	3	-	3	-	3
Käufe	-	6	6	-	-	-	42	48	-	48
Erweiterungen und Entdeckungen	15	250	265	-	8	-	-	273	35	308
Produktion	(64)	(193)	(257)	(2)	(25)	(22)	(13)	(319)	(5)	(324)
Vertrieb	-	(31)	(31)	-	-	(3)	-	(34)	-	(34)
Ende 2022	955	1,508	2,463	8	175	119	210	2,975	93	3,068
Überarbeitungen	(57)	126	69	1	(1)	8	10	87	1	88
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	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)
Vertrieb	-	(11)	(11)	-	-	-	-	(11)	-	(11)
Ende 2023	1,053	1,477	2,530	21	154	124	203	3,032	89	3,121

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

	Rohöl									
	Millionen von Fässern									
	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Entwickelt										
Ende 2020	765	263	1,028	6	129	77	175	1,415	68	1,483
Ende 2021	912	916	1,828	4	122	98	171	2,223	63	2,286
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
Unerschlossenes										
Ende 2020	114	430	544	-	45	31	16	636	-	636
Ende 2021	123	536	659	6	39	24	13	741	-	741
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

*Alle Reserven für Beteiligungsgesellschaften befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten.

Zu den bemerkenswerten Veränderungen bei den nachgewiesenen Rohölreserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2023 gehören:

- Revisionen: Im Jahr 2023 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf Erschließungsbohrungen in Höhe von 161 Mio. Barrel und technische Korrekturen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 31 Mio. Barrel zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen in Höhe von 52 Mio. Barrel aufgrund niedrigerer Preise und 14 Mio. Barrel aufgrund von Änderungen der Erschließungspläne ausgeglichen wurden. Eine Aufwärtskorrektur von 10 Millionen Barrel in Afrika betraf in erster Linie Entwicklungsbohrungen in Libyen. Die Aufwärtskorrekturen von 8 Mio. Barrel bei den konsolidierten Operationen im asiatisch-pazifischen Raum/Nahen Osten waren auf technische Korrekturen zurückzuführen. In Alaska, wo die künftige Produktion durch die Mindestfördermenge des Trans-Alaska-Pipelinesystems begrenzt wird, deutete die aktualisierte Planung der gesamten North-Slope-Förderung darauf hin, dass die Fördermenge früher als bisher angenommen erreicht wird, was zu Abwärtskorrekturen von 25 Mio. Barrel führte. Weitere Abwärtskorrekturen in Alaska umfassen Änderungen des Erschließungsplans in Höhe von 14 Mio. Barrel, Kosteneskalation in Höhe von 13 Mio. Barrel und 7 Mio. Barrel aufgrund niedrigerer Preise, die teilweise durch technische Korrekturen in Höhe von 2 Mio. Barrel ausgeglichen wurden.

Im Jahr 2022 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Fördergebieten in Höhe von 81 Mio. Barrel und höhere Preise in Höhe von 33 Mio. Barrel zurückzuführen, die teilweise durch steigende Betriebskosten in Höhe von 72 Mio. Barrel und technische Korrekturen in Höhe von 18 Mio. Barrel ausgeglichen wurden. Die Aufwärtskorrekturen in Europa waren in erster Linie auf technische Korrekturen von 23 Mio. Barrel und 8 Mio. Barrel aufgrund höherer Preise zurückzuführen. Die Aufwärtskorrekturen von 19 Millionen Barrel in unseren konsolidierten Betrieben in der Region Asien-Pazifik/Naher Osten waren in erster Linie auf technische Korrekturen zurückzuführen.

Im Jahr 2021 waren die Aufwärtskorrekturen in Alaska hauptsächlich auf höhere Preise zurückzuführen. Die Abwärtskorrekturen in den Lower 48 waren auf den Zeitplan für die Erschließung bestimmter Bohrlöcher in unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 203 Mio. Barrel und technische Korrekturen in Höhe von 35 Mio. Barrel zurückzuführen, die teilweise durch Aufwärtskorrekturen aufgrund höherer Preise in Höhe von 115 Mio. Barrel und zusätzlicher Infill-Bohrungen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 71 Mio. Barrel ausgeglichen wurden. Die Aufwärtskorrekturen in Europa waren hauptsächlich auf höhere Preise zurückzuführen. In der Region Asien-Pazifik/Naher Osten war der Anstieg auf höhere Preise von 21 Mio. Barrel und technische Korrekturen von 16 Mio. Barrel zurückzuführen.

- Käufe: Im Jahr 2022 wurden vor allem in Afrika Rohölreserven erworben, was auf den Erwerb zusätzlicher Anteile an der libyschen Waha-Konzession zurückzuführen ist.

Im Jahr 2021 waren die Käufe in den Lower 48 auf die Übernahmen von Concho und Shell Permian zurückzuführen.

- Erweiterungen und Entdeckungen: Im Jahr 2023 wurden Erweiterungen und Entdeckungen in Alaska hauptsächlich durch die Projekte Willow und Nuna vorangetrieben. Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 betrafen vor allem unkonventionelle Vorkommen im Permian Basin. Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada und im asiatisch-pazifischen Raum/Mittleren Osten wurden hauptsächlich durch Montney und Bohai Phase 4B in China vorangetrieben.

Im Jahr 2022 betrafen Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 hauptsächlich unkonventionelle Vorkommen im Permian Basin. Erweiterungen und Entdeckungen in unseren Beteiligungsgesellschaften fanden im Nahen Osten statt.

Im Jahr 2021 waren die Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 auf die geplante Erschließung spezifischer Bohrlöcher in den unkonventionellen Vorkommen zurückzuführen, wodurch die Rückgänge, die sich aus der zeitlichen Planung der Erschließungspläne in der Kategorie Revisionen ergaben, mehr als ausgeglichen wurden.

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

Flüssiges Erdgas

Millionen von Fässern

	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Entwickelt und unentwickelt									
Ende 2020	94	230	324	4	12	-	340	36	376
Überarbeitungen	(6)	213	207	-	1	-	208	-	208
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	72	72	-	-	-	72	-	72
Erweiterungen und Entdeckungen	-	82	82	2	-	-	84	-	84
Produktion	(6)	(50)	(56)	(1)	(2)	-	(59)	(3)	(62)
Vertrieb	-	(1)	(1)	-	-	-	(1)	-	(1)
Ende 2021	82	546	628	5	11	-	644	33	677
Überarbeitungen	1	208	209	1	3	-	213	-	213
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	3	3	-	-	-	3	-	3
Erweiterungen und Entdeckungen	-	80	80	-	1	-	81	20	101
Produktion	(5)	(81)	(86)	(1)	(2)	-	(89)	(3)	(92)
Vertrieb	-	(7)	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Ende 2022	78	749	827	5	13	-	845	50	895
Überarbeitungen	(1)	119	118	-	2	-	120	1	121
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	1	1	-	-	-	1	-	1
Erweiterungen und Entdeckungen	-	20	20	6	-	-	26	-	26
Produktion	(5)	(90)	(95)	(1)	(2)	-	(98)	(3)	(101)
Vertrieb	-	(2)	(2)	-	-	-	(2)	-	(2)
Ende 2023	72	797	869	10	13	-	892	48	940

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

Flüssiges Erdgas

Millionen von Fässern

	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Entwickelt									
Ende 2020	94	83	177	4	9	-	190	36	226
Ende 2021	82	334	416	3	9	-	428	33	461
Ende 2022	78	409	487	3	10	-	500	31	531
Ende 2023	72	426	498	4	9	-	511	28	539
Unerschlossenes									
Ende 2020	-	147	147	-	3	-	150	-	150
Ende 2021	-	212	212	2	2	-	216	-	216
Ende 2022	-	340	340	2	3	-	345	19	364
Ende 2023	-	371	371	6	4	-	381	20	401

*Alle Reserven für Beteiligungsgesellschaften befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten.

Zu den bemerkenswerten Veränderungen der nachgewiesenen NGL-Reserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2023 gehören:

- Revisionen: Im Jahr 2023 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Fördergebieten in Höhe von 86 Mio. Barrel und technische Korrekturen in Höhe von 71 Mio. Barrel zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch niedrigere Preise, die sich auf 34 Mio. Barrel auswirkten, und Änderungen des Erschließungsplans in Höhe von 4 Mio. Barrel ausgeglichen.

Im Jahr 2022 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 88 Mio. Barrel, technische Korrekturen in Höhe von 75 Mio. Barrel, die fortgesetzte Umwandlung der erworbenen Concho-Permian-Zwei-Strom-Verträge in eine Drei-Strom-Basis (Rohöl, Erdgas und NGLs) mit einem Zuwachs von 70 Mio. Barrel und höhere Preise in Höhe von 13 Mio. Barrel zurückzuführen. Dies wurde teilweise durch steigende Betriebskosten in Höhe von 38 Mio. Barrel ausgeglichen.

Im Jahr 2021 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf die Umwandlung der erworbenen Concho Permian Two-Stream-Verträge in Three-Stream-Verträge (Erdöl, Erdgas und NGLs) zurückzuführen, wodurch 182 Millionen Barrel hinzukamen, sowie auf zusätzliche Infill-Bohrungen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 44 Millionen Barrel, technische Korrekturen in Höhe von 21 Millionen Barrel und höhere Preise in Höhe von 28 Millionen Barrel, die teilweise durch Abwärtskorrekturen im Zusammenhang mit dem Zeitplan für die Erschließung bestimmter Bohrlöcher in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 62 Millionen Barrel ausgeglichen wurden.

- Einkäufe: Im Jahr 2021 waren die Käufe in den Lower 48 auf die Übernahme von Shell Permian zurückzuführen.
- Erweiterungen und Entdeckungen: Im Jahr 2023 betrafen Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 hauptsächlich unkonventionelle Vorkommen im Permian Basin. In Kanada wurden Erweiterungen und Entdeckungen in Montney vorgenommen.

Im Jahr 2022 betrafen Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 hauptsächlich unkonventionelle Vorkommen im Permian Basin. Erweiterungen und Entdeckungen in unseren Beteiligungsgesellschaften fanden im Nahen Osten statt.

Im Jahr 2021 waren die Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 auf die geplante Erschließung spezifischer Bohrlöcher in den unkonventionellen Fördergebieten zurückzuführen, wodurch die Rückgänge in der Kategorie Revisionen mehr als ausgeglichen wurden.

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

	Erdgas									
	Milliarden Kubikfuß									
	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Erschlossen und nicht erschlossen										
Ende 2020	1,996	2,100	4,096	74	825	851	224	6,070	3,724	9,794
Überarbeitungen	715	41	756	15	54	60	-	885	247	1,132
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	2,438	2,438	-	-	-	-	2,438	-	2,438
Erweiterungen und Entdeckungen	-	822	822	46	2	-	-	870	116	986
Produktion	(86)	(473)	(559)	(30)	(113)	(147)	(7)	(856)	(390)	(1,246)
Vertrieb	-	(270)	(270)	-	-	-	-	(270)	-	(270)
Ende 2021	2,625	4,658	7,283	105	768	764	217	9,137	3,697	12,834
Überarbeitungen	(35)	361	326	8	108	(2)	(14)	426	898	1,324
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	23	23	-	-	-	48	71	479	550
Erweiterungen und Entdeckungen	-	505	505	4	103	-	-	612	1,118	1,730
Produktion	(88)	(543)	(631)	(23)	(117)	(51)	(10)	(832)	(439)	(1,271)
Vertrieb	-	(262)	(262)	-	-	(385)	-	(647)	-	(647)
Ende 2022	2,502	4,742	7,244	94	862	326	241	8,767	5,753	14,520
Überarbeitungen	(243)	521	278	27	73	6	(57)	327	(90)	237
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	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)
Vertrieb	-	(97)	(97)	-	-	-	-	(97)	-	(97)
Ende 2023	2,175	4,721	6,896	240	823	312	172	8,443	5,275	13,718

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

	Erdgas									
	Milliarden Kubikfuß									
	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Entwickelt										
Ende 2020	1,961	1,051	3,012	74	598	806	224	4,714	3,293	8,007
Ende 2021	2,579	3,100	5,679	52	679	688	217	7,315	3,204	10,519
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
Unerschlossenes										
Ende 2020	35	1,049	1,084	-	227	45	-	1,356	431	1,787
Ende 2021	46	1,558	1,604	53	89	76	-	1,822	493	2,315
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

*Alle Reserven für Beteiligungsgesellschaften befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten.

Die Erdgasproduktion in der Reserventabelle kann sich von der Gasproduktion (zum Verkauf geliefert) in unserer Statistik unterscheiden, vor allem weil die oben genannten Mengen das in der Produktion verbrauchte Gas enthalten. Die in der Produktion verbrauchten Mengen sind in den dargestellten Zeiträumen nicht signifikant. Der Wert der im Betrieb verbrauchten Nettoproduktion spiegelt sich nicht in den Nettoeinnahmen und Produktionskosten wider, und die Mengen haben auch keinen Einfluss auf die entsprechenden Kennzahlen pro Einheit.

Die Reserven beinhalten Erdgas, das zum 31. Dezember 2023, 2022 und 2021 in Höhe von 2.263 BCF, 2.416 BCF bzw. 2.748 BCF verbraucht wird. Diese Mengen sind nicht in der Berechnung unseres Standardmaßes für diskontierte zukünftige Netto-Cashflows in Bezug auf die nachgewiesenen Öl- und Gasreserven enthalten.

Die Erdgasreserven werden bei 14,65 Pfund pro Quadratzoll absolut und 60 Grad Fahrenheit berechnet.

Zu den bemerkenswerten Veränderungen der nachgewiesenen Erdgasreserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2023 gehören:

- Revisionen: Im Jahr 2023 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Vorkommen in Höhe von 502 BCF und technische Korrekturen in Höhe von 268 BCF zurückzuführen, die teilweise durch niedrigere Preise in Höhe von 211 BCF und Abwärtskorrekturen des Erschließungsplans in Höhe von 38 BCF ausgeglichen wurden. In Europa trugen technische Überarbeitungen mit 64 BCF und Erschließungsbohrungen mit 14 BCF bei, was durch niedrigere Preise mit 5 BCF teilweise ausgeglichen wurde. In Kanada wurden die Aufwärtskorrekturen durch technische Überarbeitungen in Höhe von 37 BCF vorangetrieben, die teilweise durch niedrigere Preise in Höhe von 10 BCF ausgeglichen wurden. In Alaska, wo die künftige Produktion durch die Mindestfördermenge des Trans-Alaska-Pipelinesystems begrenzt wird, deutete die aktualisierte Planung der gesamten North-Slope-Erschließung darauf hin, dass die Fördermenge früher als bisher angenommen erreicht wird, was zu Abwärtskorrekturen von 121 BCF führte. Weitere Abwärtskorrekturen in Alaska betrafen 72 BCF aufgrund von Betriebseffizienzen, die zu einem geringeren Gasverbrauch im Betrieb führten, 22 BCF aufgrund niedrigerer Preise, 14 BCF aufgrund von Kosteneskalationen und 14 BCF aufgrund technischer Überarbeitungen. Abwärtskorrekturen in Afrika in Höhe von 57 BCF aufgrund von Infrastrukturbeschränkungen und Korrekturen der Verkaufsnachfrage. Bei unseren Equity-Beteiligungen waren die Abwärtskorrekturen auf niedrigere Preise in Höhe von 288 BCF zurückzuführen, die durch technische Aufwärtskorrekturen in Höhe von 198 BCF ausgeglichen wurden.

Im Jahr 2022 waren die Aufwärtskorrekturen in den Lower 48 auf zusätzliche Erschließungsbohrungen in den unkonventionellen Vorkommen (544 BCF), höhere Preise (109 BCF) und technische Korrekturen (41 BCF) zurückzuführen. Diese wurden teilweise durch Rückgänge von 233 BCF aufgrund steigender Betriebskosten und 100 BCF aufgrund der fortgesetzten Umstellung der von Concho Permian erworbenen Zwei-Strom-Verträge auf eine Drei-Strom-Basis (Rohöl, Erdgas und Erdgasflüssigkeiten) ausgeglichen. Die Aufwärtskorrekturen in Kanada waren auf höhere Preise in Höhe von 26 BCF zurückzuführen, die teilweise durch technische Korrekturen in Höhe von 18 BCF ausgeglichen wurden. In Europa trugen technische Korrekturen mit 96 BCF und höhere Preise mit 12 BCF zu den Aufwärtskorrekturen bei. Die Abwärtskorrekturen in Afrika waren hauptsächlich auf technische Korrekturen zurückzuführen. Bei unseren Beteiligungsgesellschaften im asiatisch-pazifischen Raum/Nahen Osten waren die Aufwärtskorrekturen auf höhere Preise von 423 BCF, eine veränderte Dynamik und verbesserte Preise auf dem regionalen LNG-Spotmarkt von 331 BCF und technische Korrekturen von 204 BCF zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen aufgrund steigender Betriebskosten von 60 BCF ausgeglichen wurden.

Im Jahr 2021 waren die Aufwärtskorrekturen in Alaska auf höhere Preise (587 BCF) und technische Korrekturen (128 BCF) zurückzuführen. In den Lower 48 waren die Aufwärtskorrekturen in Höhe von 614 BCF auf höhere Preise, zusätzliche Infill-Bohrungen in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 277 BCF und technische Korrekturen in Höhe von 60 BCF zurückzuführen. Diese wurden teilweise durch Abwärtskorrekturen aufgrund des Zeitplans für die Erschließung bestimmter Bohrlöcher in den unkonventionellen Lagerstätten in Höhe von 498 BCF und die Umwandlung von zuvor erworbenen Permian-Zwei-Strom-Verträgen in Drei-Strom-Verträge (Rohöl, Erdgas und Erdgasflüssigkeiten) in Höhe von 412 BCF ausgeglichen. Die Aufwärtskorrekturen in Kanada waren auf höhere Preise in Höhe von 29 BCF zurückzuführen, die teilweise durch Abwärtskorrekturen aufgrund von technischen Korrekturen in Höhe von 14 BCF ausgeglichen wurden. In Europa waren die Aufwärtskorrekturen in erster Linie auf höhere Preise zurückzuführen. Die Aufwärtskorrekturen in unserem konsolidierten Geschäft in Asien-Pazifik/Naher Osten waren auf technische Korrekturen von 76 BCF zurückzuführen, die teilweise durch Preiskorrekturen von 16 BCF ausgeglichen wurden. Bei unseren Beteiligungen in Asien-Pazifik/Naher Osten waren die Aufwärtskorrekturen auf höhere Preise von 124 BCF und technische und Kostenkorrekturen von 123 BCF zurückzuführen.

- Käufe: Im Jahr 2022 waren die Käufe in Afrika auf den Erwerb zusätzlicher Anteile an der Libyen-Waha-Konzession zurückzuführen. Bei unseren nach der Kapitalzurechnungsmethode bewerteten Beteiligungen waren die Käufe auf den Erwerb zusätzlicher Beteiligungen in der Region Asien-Pazifik zurückzuführen.

Im Jahr 2021 waren die Käufe in den Lower 48 auf die Übernahmen von Concho und Shell Permian zurückzuführen.

- Erweiterungen und Entdeckungen: Im Jahr 2023 betrafen Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 hauptsächlich unkonventionelle Vorkommen im Permian Basin. Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada erfolgten in Montney. Erweiterungen und Entdeckungen in unseren Equity-Beteiligungen erfolgten in Australien.

Im Jahr 2022 waren die Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 hauptsächlich auf unkonventionelle Vorkommen im Permian Basin zurückzuführen. In Europa waren die Erweiterungen und Entdeckungen auf zusätzliche geplante Erschließungen zurückzuführen. Erweiterungen und Entdeckungen in unseren Beteiligungsgesellschaften erfolgten hauptsächlich im Nahen Osten.

Im Jahr 2021 waren die Erweiterungen und Entdeckungen in den Lower 48 auf die geplante Erschließung spezifischer Bohrlöcher in den unkonventionellen Vorkommen zurückzuführen, wodurch die Rückgänge, die sich aus dem Timing der Erschließungspläne in der Kategorie Revisionen ergaben, mehr als ausgeglichen wurden. Die Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada waren in erster Linie auf die anhaltenden Bohrerfolge in Montney zurückzuführen.

- Verkäufe: Im Jahr 2023 stellen die Verkäufe der Lower 48 die Veräußerung von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten dar.

Im Jahr 2022 stellen die Verkäufe in den Lower 48 die Veräußerung von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten

Ergänzende Daten

dar. Die Verkäufe in unseren konsolidierten Geschäftsbereichen im asiatisch-pazifischen Raum/Nahen Osten stellen die Veräußerung unserer Vermögenswerte in Indonesien dar.

Im Jahr 2021 stellen die Verkäufe in der Region Lower 48 die Veräußerung von Vermögenswerten dar, die nicht zum Kerngeschäft gehören.

Abgeschlossene Jahre
31. Dezember

	Bitumen	
	Millionen von Fässern	
	Kanada	Gesamt*
Erschlossen und nicht erschlossen		
Ende 2020	332	332
Überarbeitungen	(50)	(50)
Verbesserte Wiederherstellung	-	-
Käufe	-	-
Erweiterungen und Entdeckungen	-	-
Produktion	(25)	(25)
Vertrieb	-	-
Ende 2021	257	257
Überarbeitungen	(17)	(17)
Verbesserte Wiederherstellung	-	-
Käufe	-	-
Erweiterungen und Entdeckungen	-	-
Produktion	(24)	(24)
Vertrieb	-	-
Ende 2022	216	216
Überarbeitungen	15	15
Verbesserte Wiederherstellung	-	-
Käufe	209	209
Erweiterungen und Entdeckungen	-	-
Produktion	(30)	(30)
Vertrieb	-	-
Ende 2023	410	410

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

	Bitumen	
	Millionen von Fässern	
	Kanada	Gesamt*
Entwickelt		
Ende 2020	117	117
Ende 2021	150	150
Ende 2022	127	127
Ende 2023	293	293
Unerschlossenes		
Ende 2020	215	215
Ende 2021	107	107
Ende 2022	89	89
Ende 2023	117	117

*Es gibt keine Bitumenreserven in Verbindung mit unseren Equity Affiliates.

Zu den bemerkenswerten Veränderungen der nachgewiesenen Bitumenreserven in den drei Jahren bis zum 31. Dezember 2023 gehören:

- **Revisionen:** Im Jahr 2023 ist die Aufwärtskorrektur von 15 Millionen Barrel in erster Linie auf die Auswirkungen des Preises auf die variablen Lizenzgebühren zurückzuführen.

Im Jahr 2022 führte die Auswirkung der variablen Lizenzgebühren auf den Preis zu Abwärtskorrekturen von 30 Millionen Barrel, die teilweise durch Aufwärtskorrekturen ausgeglichen wurden, die in erster Linie auf Änderungen des Zeitplans für die Erschließung bestimmter Lagerstätten aus dem Surmont-Erschließungsprogramm zurückzuführen sind.

Im Jahr 2021 waren die Abwärtskorrekturen in Höhe von 64 Mio. Barrel auf Änderungen bei den Kohlendioxidsteuer-Kosten und 39 Mio. Barrel auf Änderungen beim Zeitplan für die Erschließung bestimmter Lagerstätten aus dem Surmont-Erschließungsprogramm zurückzuführen, was teilweise durch Aufwärtskorrekturen beim Preis in Höhe von 53 Mio. Barrel ausgeglichen wurde.

- **Käufe:** Im Jahr 2023 waren die Käufe in Kanada eine Folge des Erwerbs der verbleibenden 50 %igen Arbeitsbeteiligung an Surmont.
- **Erweiterungen und Entdeckungen:** Im Jahr 2021 waren die Erweiterungen und Entdeckungen in Kanada in erster Linie auf die geplanten Erschließungen zurückzuführen, mit denen spezifische Pad-Standorte aus dem Surmont-Erschließungsprogramm hinzugefügt wurden, was den Rückgang in der Kategorie Revisionen mehr als ausglich.

Zum 31.
Dezember
endende Jahre

	Nachgewiesene Reserven insgesamt									
	Millionen Barrel Öläquivalent									
	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Erschlossen und nicht erschlossen										
Ende 2020	1,306	1,273	2,579	355	323	249	228	3,734	725	4,459
Überarbeitungen	322	168	490	(45)	23	47	6	521	42	563
Verbesserte Wiederherstellung	1	-	1	-	-	-	-	1	-	1
Käufe	-	1,169	1,169	-	-	-	-	1,169	-	1,169
Erweiterungen und Entdeckungen	10	508	518	15	3	1	-	537	19	556
Produktion	(84)	(289)	(373)	(35)	(50)	(48)	(14)	(520)	(73)	(593)
Vertrieb	-	(54)	(54)	-	-	-	-	(54)	-	(54)
Ende 2021	1,555	2,775	4,330	290	299	249	220	5,388	713	6,101
Überarbeitungen	(35)	292	257	(15)	52	19	(5)	308	149	457
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	3	-	3	-	3
Käufe	-	13	13	-	-	-	50	63	80	143
Erweiterungen und Entdeckungen	15	414	429	1	26	-	-	456	241	697
Produktion	(85)	(364)	(449)	(31)	(46)	(31)	(15)	(572)	(81)	(653)
Vertrieb	-	(82)	(82)	-	-	(67)	-	(149)	-	(149)
Ende 2022	1,450	3,048	4,498	245	331	173	250	5,497	1,102	6,599
Überarbeitungen	(98)	332	234	20	12	9	1	276	(14)	262
Verbesserte Wiederherstellung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Käufe	-	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)
Vertrieb	-	(29)	(29)	-	-	-	-	(29)	-	(29)
Ende 2023	1,488	3,062	4,550	481	303	176	232	5,742	1,016	6,758

	Nachgewiesene Reserven insgesamt									
	Millionen Barrel Öläquivalent									
	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	Equity Affiliates*	Insgesamt
Abgeschlossen										
31. Dezember										
Entwickelt										
Ende 2020	1,186	521	1,707	140	238	211	212	2,508	653	3,161
Ende 2021	1,424	1,767	3,191	166	244	212	207	4,020	631	4,651
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
Unerschlossenes										
Ende 2020	120	752	872	215	85	38	16	1,226	72	1,298
Ende 2021	131	1,008	1,139	124	55	37	13	1,368	82	1,450
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

*Alle Reserven für Beteiligungsgesellschaften befinden sich in unserer Region Asien-Pazifik/Nahe Osten.

Erdgasreserven werden in Barrel Öläquivalent (BOE) umgerechnet, wobei ein Verhältnis von 6:1 zugrunde gelegt wird: sechs MCF Erdgas entsprechen einem BOE.

Nachgewiesene unerschlossene Reserven

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der gesamten nachgewiesenen unerschlossenen Reserven für das Jahr 2023:

	Nachgewiesene unerschlossene Reserven
	Millionen Barrel Öläquivalent
Ende 2022	2,042
Überarbeitungen	354
Verbesserte Wiederherstellung	-
Einkäufe	60
Erweiterungen und Entdeckungen	335
Verkäufe	(10)
Übertragungen zu Proved Developed	(447)
Ende 2023	2,334

Die Überarbeitungen von 354 MMBOE wurden hauptsächlich durch den Fortschritt der Erschließungspläne in den unkonventionellen Vorkommen der Lower 48 verursacht, teilweise ausgeglichen durch 23 MMBOE aufgrund von Produktpreisänderungen im gesamten Portfolio.

Die Erweiterungen und Entdeckungen wurden größtenteils durch die Hinzufügung von 219 MMBOE in Alaska vorangetrieben, hauptsächlich aufgrund der Willow- und Nuna-Projekte, 44 MMBOE in den unkonventionellen Vorkommen der Lower 48 und 39 MMBOE in Kanada für die Montney-Erschließung. Die verbleibenden Erweiterungen und Entdeckungen wurden durch die geplante fortgesetzte Entwicklung in anderen geografischen Regionen vorangetrieben, einschließlich 10 MMBOE von Beteiligungsgesellschaften im asiatisch-pazifischen Raum/Nahen Osten.

Die Übertragungen zu den nachgewiesenen erschlossenen Reserven wurden durch die fortlaufende Erschließung unserer Anlagen verursacht. Ungefähr 75 Prozent der Übertragungen stammten aus der Erschließung unserer unkonventionellen Vorkommen in den Lower 48. Der Rest der Übertragungen stammte aus der Erschließung in den anderen geografischen Regionen.

Am 31. Dezember 2023 machten unsere PUDs 35 Prozent der gesamten nachgewiesenen Reserven aus, verglichen mit 31 Prozent am 31. Dezember 2022. Die Kosten für die Erschließung von PUDs beliefen sich in dem am 31. Dezember 2023 endenden Jahr auf 7,9 Mrd. \$. Ein Teil der jährlich anfallenden Kosten bezieht sich auf Erschließungsprojekte, bei denen die PUDs in den kommenden Jahren in nachgewiesene erschlossene Reserven umgewandelt werden sollen.

Ende 2023 befanden sich etwa 86 Prozent der gesamten PUDs in der Entwicklung oder sollten innerhalb von fünf Jahren nach der ersten Offenlegung entwickelt werden, einschließlich aller unserer PUDs in den Lower 48. Der Anstieg im Jahr 2023 bei den PUDs, deren Erschließung über fünf Jahre hinaus geplant ist, ist vor allem in Alaska zu verzeichnen, was auf die erstmalige Erfassung von PUDs im Zusammenhang mit dem Willow-Projekt zurückzuführen ist, einer Erschließung, die derzeit im Gange ist und deren Produktion aufgrund ihres großen Umfangs und ihrer abgelegenen Lage für 2029 erwartet wird. Die übrigen PUDs, die über fünf Jahre hinaus erschlossen werden sollen, befinden sich in wichtigen Erschließungsgebieten, die derzeit produzieren und in unseren geografischen Gebieten Kanada und Asien-Pazifik/Naher Osten liegen.

Ergebnisse der Geschäftstätigkeit

Die Betriebsergebnisse des Unternehmens aus dem Öl- und Gasgeschäft für die Jahre 2023, 2022 und 2021 sind in den folgenden Tabellen aufgeführt. Nicht-Öl- und Gasaktivitäten, wie z. B. Pipeline- und Schiffsbetrieb, LNG-Betrieb, Rohöl- und Gasvermarktungsaktivitäten und das Gewinnelement von Transportaktivitäten, an denen wir beteiligt sind, sind ausgeschlossen.

Zusätzliche Informationen zu ausgewählten Posten in den Tabellen der Ertragslage sind nachstehend aufgeführt:

- Die Verkäufe umfassen Verkäufe an nicht verbundene Unternehmen, die in erster Linie auf die Nettoarbeitsbeteiligungen und Lizenzgebühren des Unternehmens zurückzuführen sind. Die Verkäufe verstehen sich abzüglich der Gebühren für den Transport der von uns geförderten Kohlenwasserstoffe über die Produktion hinaus zu einem endgültigen Lieferort unter Verwendung von Transportunternehmen, die nicht konsolidiert werden.
- Die Transportkosten spiegeln die Gebühren für den Transport unserer geförderten Kohlenwasserstoffe über die Produktion hinaus zu einem endgültigen Lieferort wider, wobei die Transportvorgänge konsolidiert werden.
- Zu den sonstigen Erträgen gehören Gewinne und Verluste aus der Veräußerung von Vermögenswerten, bestimmte Beträge aus dem Kauf und Verkauf von Kohlenwasserstoffen und andere sonstige Erträge.
- Zu den Produktionskosten gehören die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung von Bohrlöchern und der dazugehörigen Ausrüstung und Anlagen, die bei der Förderung von Erdölflüssigkeiten und Erdgas eingesetzt werden.
- Zu den Steuern, die keine Einkommenssteuern sind, gehören Produktions-, Vermögens- und andere Steuern, die keine Einkommenssteuern sind.
- Die Abschreibung von Hilfsmitteln wird gegebenenfalls umklassifiziert.
- Zu den sonstigen damit zusammenhängenden Aufwendungen gehören Bestandsschwankungen, Gewinne und Verluste aus Fremdwährungstransaktionen und sonstige verschiedene Aufwendungen.

Ergebnisse der Geschäftstätigkeit

	Millionen von Dollars								
Jahr bis zum 31. Dezember 2023	Alaska	Unter 48	Gesa mt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Ander e Bereic he	Insgesamt
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Vertrieb	\$ 5 ,918	18,976	24,894	1,517	3,449	1,914	1,447	-	33,221
Überweisungen	5	-	5	-	-	-	-	-	5
Transportkosten	(611)	-	(611)	-	-	-	-	-	(611)
Sonstige Einnahmen	(4)	142	138	(1)	3	(1)	181	3	323
Gesamteinnahmen	5,308	19,118	24,426	1,516	3,452	1,913	1,628	3	32,938
Produktionskosten ohne Steuern	1,242	4,175	5,417	602	499	348	74	1	6,941
Andere Steuern als Einkommensteuern	442	1,347	1,789	26	35	115	3	-	1,968
Ausgaben für Exploration	72	153	225	49	73	44	4	3	398
Abschreibungen und Wertminderungen	938	5,702	6,640	374	532	454	50	-	8,050
Wertminderungen	-	7	7	6	-	-	-	-	13
Sonstige damit verbundene Kosten	71	42	113	60	(24)	17	3	12	181
Akkretion	94	65	159	12	61	27	-	-	259
	2,449	7,627	10,076	387	2,276	908	1,494	(13)	15,128
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	640	1,667	2,307	5	1,704	66	1,375	-	5,457
Ergebnisse der Geschäftstätigkeit	\$ 1 ,809	5,960	7,769	382	572	842	119	(13)	9,671
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Vertrieb	\$ -	-	-	-	-	822	-	-	822
Überweisungen	-	-	-	-	-	3,429	-	-	3,429
Transportkosten	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Einnahmen	-	-	-	-	-	14	-	-	14
Gesamteinnahmen	-	-	-	-	-	4,265	-	-	4,265
Produktionskosten ohne Steuern	-	-	-	-	-	493	-	-	493
Andere Steuern als Einkommensteuern	-	-	-	-	-	1,208	-	-	1,208
Ausgaben für Exploration	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abschreibungen und Wertminderungen	-	-	-	-	-	390	-	-	390
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige damit verbundene Kosten	-	-	-	-	-	(8)	-	-	(8)
Akkretion	-	-	-	-	-	30	-	-	30
	-	-	-	-	-	2,152	-	-	2,152
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	-	-	-	-	-	658	-	-	658
Ergebnisse der Geschäftstätigkeit	\$ -	-	-	-	-	1,494	-	-	1,494

Millionen von Dollars

Jahr bis zum 31.
Dezember 2022

	Alaska	Unter 48	Gesa mt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Ander e Bereic he	Insgesam t
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Vertrieb	\$ 7 ,210	24,309	31,519	1,622	6,594	2,602	1,339	-	43,676
Überweisungen	6	-	6	-	-	-	-	-	6
Transportkosten	(647)	-	(647)	-	-	-	-	-	(647)
Sonstige Einnahmen	(1)	115	114	338	1	536	184	10	1,183
Gesamteinnahmen	6,568	24,424	30,992	1,960	6,595	3,138	1,523	10	44,218
Produktionskosten ohne Steuern	1,160	3,600	4,760	581	511	342	55	-	6,249
Andere Steuern als Einkommensteuern	1,265	1,687	2,952	21	36	243	2	-	3,254
Ausgaben für Exploration	34	189	223	149	122	49	19	2	564
Abschreibungen und Wertminderungen	833	4,843	5,676	354	693	517	36	-	7,276
Wertminderungen	2	(11)	(9)	(2)	(1)	-	-	-	(12)
Sonstige damit verbundene Kosten	(19)	4	(15)	(41)	(178)	40	5	6	(183)
Akkretion	78	55	133	11	62	25	-	-	231
	3,215	14,057	17,272	887	5,350	1,922	1,406	2	26,839
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	866	3,113	3,979	198	4,057	512	1,301	53	10,100
Ergebnisse der Geschäftstätigkeit	\$ 2 ,349	10,944	13,293	689	1,293	1,410	105	(51)	16,739
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Vertrieb	\$ -	-	-	-	-	1,000	-	-	1,000
Überweisungen	-	-	-	-	-	4,272	-	-	4,272
Transportkosten	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Einnahmen	-	-	-	-	-	41	-	-	41
Gesamteinnahmen	-	-	-	-	-	5,313	-	-	5,313
Produktionskosten ohne Steuern	-	-	-	-	-	491	-	-	491
Andere Steuern als Einkommensteuern	-	-	-	-	-	1,536	-	-	1,536
Ausgaben für Exploration	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abschreibungen und Wertminderungen	-	-	-	-	-	530	-	-	530
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige damit verbundene Kosten	-	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Akkretion	-	-	-	-	-	27	-	-	27
	-	-	-	-	-	2,731	-	-	2,731
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	-	-	-	-	-	836	-	-	836
Ergebnisse der Geschäftstätigkeit	\$ -	-	-	-	-	1,895	-	-	1,895

Millionen von Dollars

Jahr bis zum 31.
Dezember 2021

	Alaska	Unter 48	Gesa mt U.S.	Kanada	Europa	Asien/Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Ander e Bereic he	Insgesam t
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Vertrieb	\$ 4,832	14,093	18,925	1,219	3,568	2,525	917	-	27,154
Überweisungen	4	-	4	-	-	-	-	-	4
Transportkosten	(626)	-	(626)	-	-	-	-	-	(626)
Sonstige Einnahmen	14	135	149	323	(5)	237	141	(161)	684
Gesamteinnahmen	4,224	14,228	18,452	1,542	3,563	2,762	1,058	(161)	27,216
Produktionskosten ohne Steuern	1,073	2,414	3,487	518	487	466	43	-	5,001
Andere Steuern als Einkommensteuern	442	937	1,379	23	36	91	1	1	1,531
Ausgaben für Exploration	80	98	178	39	21	51	2	15	306
Abschreibungen und Wertminderungen	864	4,053	4,917	383	844	787	35	-	6,966
Wertminderungen	5	(8)	(3)	6	(24)	7	-	-	(14)
Sonstige damit verbundene Kosten	(31)	12	(19)	(22)	(42)	4	4	12	(63)
Akkretion	71	47	118	10	70	26	-	-	224
	1,720	6,675	8,395	585	2,171	1,330	973	(189)	13,265
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	378	1,467	1,845	145	1,673	494	870	(53)	4,974
Ergebnisse der Geschäftstätigkeit	\$ 1,342	5,208	6,550	440	498	836	103	(136)	8,291
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Vertrieb	\$ -	-	-	-	-	745	-	-	745
Überweisungen	-	-	-	-	-	1,797	-	-	1,797
Transportkosten	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Einnahmen	-	-	-	-	-	5	-	-	5
Gesamteinnahmen	-	-	-	-	-	2,547	-	-	2,547
Produktionskosten ohne Steuern	-	-	-	-	-	329	-	-	329
Andere Steuern als Einkommensteuern	-	-	-	-	-	824	-	-	824
Ausgaben für Exploration	-	-	-	-	-	268	-	-	268
Abschreibungen und Wertminderungen	-	-	-	-	-	593	-	-	593
Wertminderungen	-	-	-	-	-	718	-	-	718
Sonstige damit verbundene Kosten	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Akkretion	-	-	-	-	-	17	-	-	17
	-	-	-	-	-	(205)	-	-	(205)
Rückstellung für Ertragsteuern (Vorteil)	-	-	-	-	-	(42)	-	-	(42)
Ergebnisse der Geschäftstätigkeit	\$ -	-	-	-	-	(163)	-	-	(163)

Statistik

Netto-Produktion	2023	2022	2021
	Tausende von Fässern täglich		
Rohöl			
<i>Konsolidierte Operationen</i>			
Alaska	173	177	178
Untere 48	569	534	447
Vereinigte Staaten	742	711	625
Kanada	9	6	8
Europa	64	71	81
Asien-Pazifik-Raum	60	61	65
Afrika	48	36	37
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	923	885	816
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	13	13	13
Unternehmen insgesamt	936	898	829
<i>Delaware-Beckengebiet (Lower 48)*</i>	274	258	162
<i>Großer Prudhoe-Bereich (Alaska)*</i>	66	67	67
Natural Gas Liquids			
<i>Konsolidierte Aktivitäten</i>			
Alaska	16	17	16
Untere 48	256	221	110
Vereinigte Staaten	272	238	126
Kanada	3	3	4
Europa	4	3	4
Asien-Pazifik	-	-	-
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	279	244	134
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	8	8	8
Unternehmen insgesamt	287	252	142
<i>Delaware-Beckengebiet (Lower 48)*</i>	135	114	27
<i>Großer Prudhoe-Bereich (Alaska)*</i>	16	17	16
Bitumen			
Konsolidierte Tätigkeiten-Kanada	81	66	69
Unternehmen insgesamt	81	66	69
Naturgas	Millionen Kubikfuß täglich		
<i>Konsolidierte Operationen</i>			
Alaska	38	34	16
Untere 48	1,457	1,402	1,340
Vereinigte Staaten	1,495	1,436	1,356
Kanada	65	61	80
Europa	279	306	298
Asien-Pazifik	48	114	360
Afrika	29	22	15
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	1,916	1,939	2,109
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	1,219	1,191	1,053
Unternehmen insgesamt	3,135	3,130	3,162
<i>Delaware-Beckengebiet (Lower 48)*</i>	768	752	584
<i>Großer Prudhoe-Bereich (Alaska)*</i>	35	32	12

*Zum Jahresende 2023, 2022 und 2021 enthielt das Delaware Basin Area in den Lower 48 mehr als 15 Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven. Zum Jahresende 2021 enthielt das Greater Prudhoe-Gebiet in Alaska mehr als 15 Prozent unserer gesamten nachgewiesenen Reserven.

Durchschnittliche Verkaufspreise	2023	2022	2021
Rohöl pro Barrel			
<i>Konsolidierte Aktivitäten</i>			
Alaska*	\$ 74.46	92.58	60.81
Untere 48	76.19	94.46	66.12
Vereinigte Staaten	75.75	93.96	64.53
Kanada	66.19	79.94	56.38
Europa	84.56	99.88	68.94
Asien-Pazifik	84.79	105.52	70.36
Afrika	83.07	97.85	69.06
Insgesamt international	83.33	100.75	68.85
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	77.19	95.27	65.53
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	78.45	97.31	69.45
Operationen insgesamt	77.21	95.30	65.59
Natural Gas Liquids Per Barrel			
<i>Konsolidierte Aktivitäten Lower</i>			
48	\$ 21.73	35.36	30.63
Vereinigte Staaten	21.73	35.36	30.63
Kanada	26.13	37.70	31.18
Europa	41.13	54.52	43.97
Insgesamt international	34.56	46.16	37.50
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	22.12	35.67	31.04
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	47.09	61.22	54.16
Operationen insgesamt	22.82	36.50	32.45
Bitumen pro Barrel			
Konsolidierte Tätigkeiten-Kanada	\$ 42.15	55.56	37.52
Erdgas pro Tausend Kubikfuß			
<i>Konsolidierte Operationen</i>			
Alaska	\$ 4.47	3.64	2.81
Untere 48	2.12	5.92	4.38
Vereinigte Staaten	2.13	5.92	4.38
Kanada**	1.80	3.62	2.54
Europa	13.33	35.33	13.75
Asien-Pazifik	3.95	5.84	6.56
Afrika	6.49	6.59	3.73
International insgesamt	10.01	23.54	8.91
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	3.89	10.56	6.00
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	8.46	9.39	5.31
Operationen insgesamt	5.69	10.60	5.77

*Die oben genannten durchschnittlichen Verkaufspreise für Alaska-Rohöl spiegeln einen Abzug für Transportkosten wider, an denen wir beteiligt sind und die nach dem Endpunkt der Produktionsfunktion anfallen. Dementsprechend unterscheiden sich die durchschnittlichen Verkaufspreise von denen, die in Punkt 7 des Lageberichts und der Analyse der Finanz- und Ertragslage erläutert werden.

**Durchschnittliche Verkaufspreise enthalten nicht genutzte Transportkosten.

	2023	2022	2021
Durchschnittliche Produktionskosten pro Barrel Öläquivalent*			
<i>Konsolidierte Operationen</i>			
Alaska	\$ 17.45	15.89	14.92
Untere 48	10.72	9.97	8.48
Vereinigte Staaten	11.76	10.97	9.78
Kanada	15.86	18.73	15.10
Europa	11.89	11.20	9.88
Asien-Pazifik	14.02	11.71	10.21
Afrika	3.83	3.77	2.95
Insgesamt international	12.28	12.36	10.53
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	11.87	11.27	9.99
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	6.03	6.14	4.60

Durchschnittliche Produktionskosten pro Barrel-Bitumen

Konsolidierte Tätigkeiten-Kanada	\$ 14.42	17.62	13.41

Andere Steuern als Einkommenssteuern pro Barrel Öläquivalent

<i>Konsolidierte Operationen</i>			
Alaska	\$ 6.21	17.33	6.15
Untere 48	3.46	4.67	3.29
Vereinigte Staaten	3.88	6.80	3.87
Kanada	0.68	0.68	0.67
Europa	0.83	0.79	0.73
Asien-Pazifik	4.63	8.32	1.99
Afrika	0.16	0.14	0.07
International insgesamt	1.44	2.51	1.06
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	3.37	5.87	3.06
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	14.77	19.22	11.52

Abschreibungen und Amortisationen pro Barrel Öläquivalent

<i>Konsolidierte Operationen</i>			
Alaska	\$ 13.18	11.41	12.02
Untere 48	14.64	13.42	14.24
Vereinigte Staaten	14.42	13.08	13.79
Kanada	9.85	11.41	11.16
Europa	12.67	15.19	17.13
Asien-Pazifik	18.29	17.71	17.25
Afrika	2.58	2.47	2.40
Insgesamt international	11.36	13.28	14.25
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	13.77	13.12	13.92
Beteiligungsgesellschaften-Asien-Pazifik/Naher Osten	4.77	6.63	8.29

*Einschließlich Bitumen.

Entwicklungs- und Explorationsaktivitäten

Die folgenden beiden Tabellen fassen unseren Nettoanteil an produktiven und trockenen Explorations- und Entwicklungsbohrungen in den Jahren zum 31. Dezember 2023, 2022 und 2021 zusammen. Eine "Erschließungsbohrung" ist eine Bohrung, die innerhalb des nachgewiesenen Gebiets einer Lagerstätte bis in die Tiefe eines als produktiv bekannten stratigraphischen Horizonts niedergebracht wird. Eine "Explorationsbohrung" ist eine Bohrung, die zur Auffindung und Förderung von Erdöl oder Erdgas in einem unbekannten Feld oder einer neuen Lagerstätte innerhalb eines nachgewiesenen Feldes niedergebracht wird. Zu den Erkundungsbohrungen gehören auch Bohrungen in Gebieten, die in der Nähe der aktuellen Förderung liegen oder in Gebieten, in denen die Dichte der Bohrungen oder die bisherige Förderung keine statistisch gesicherten Ergebnisse liefern. Ausgenommen von der Zählung der Explorationsbohrungen sind stratigrafische Explorationsbohrungen, die sich in erster Linie auf Ölsandabgrenzungsbohrungen in Kanada und CBM-Testbohrungen im asiatisch-pazifischen Raum/Nahen Osten beziehen.

Fertiggestellte Brunnen (netto)

	Produktiv			Trocken		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Sondierung						
<i>Konsolidierte Operationen</i>						
Alaska	-	-	-	2	-	1
Untere 48	38	118	87	2	-	-
Vereinigte Staaten	38	118	87	4	-	1
Kanada	6	6	12	-	-	-
Europa	-	-	-	*	2	-
Asien/Pazifik/Naher Osten	-	-	*	-	1	*
Afrika	-	-	-	-	3	-
Andere Bereiche	-	-	-	-	-	-
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	44	124	99	4	6	1
<i>Verbundene Unternehmen</i>						
Asien/Pazifik/Naher Osten	3	*	3	*	-	-
Total nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen	3	*	3	*	-	-

Entwicklung

<i>Konsolidierte Operationen</i>						
Alaska	11	11	1	-	-	-
Untere 48	494	388	339	-	-	-
Vereinigte Staaten	505	399	340	-	-	-
Kanada	21	11	2	-	-	-
Europa	4	3	7	-	-	-
Asien/Pazifik/Naher Osten	20	22	21	-	-	-
Afrika	4	2	1	-	-	-
Andere Bereiche	-	-	-	-	-	-
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	554	437	371	-	-	-
<i>Verbundene Unternehmen</i>						
Asien/Pazifik/Naher Osten	45	28	30	-	-	-
Total nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen	45	28	30	-	-	-

*Unsere Gesamtbeteiligung war kleiner als eins.

Die nachstehende Tabelle zeigt den Status unserer Bohrungen zum 31. Dezember 2023, einschließlich der Bohrungen, die gerade gebohrt werden oder sich in der Fertigstellung befinden. Sie zeigt auch die Brutto- und Nettoproduktionsbohrungen, einschließlich produzierender und produktionsfähiger Bohrungen zum 31. Dezember 2023.

Brunnen zum 31. Dezember 2023

	Produktiv					
	In Arbeit		Öl		Gas	
	Brutto	Netz	Brutto	Netz	Brutto	Netz
<i>Konsolidierte Operationen</i>						
Alaska	4	4	1,554	910	-	-
Untere 48	786	391	14,251	6,954	2,276	1,393
Vereinigte Staaten	790	395	15,805	7,864	2,276	1,393
Kanada	36	36	201	201	158	158
Europa	23	5	481	79	60	3
Asien/Pazifik/Naher Osten	4	2	447	211	6	2
Afrika	13	3	886	181	10	2
Andere Bereiche	-	-	-	-	-	-
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	866	441	17,820	8,536	2,510	1,558
<i>Verbundene Unternehmen</i>						
Asien/Pazifik/Naher Osten	331	54	-	-	5,139	1,563
Total nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen	331	54	-	-	5,139	1,563

Anbaufläche zum 31. Dezember 2023

	Tausende von Acres			
	Erschlossen		Unerschlossen	
	Brutto	Netz	Brutto	Netz
<i>Konsolidierte Operationen</i>				
Alaska	718	533	1,075	1,044
Untere 48	3,381	2,243	10,229	8,038
Vereinigte Staaten	4,099	2,776	11,304	9,082
Kanada	304	280	3,406	2,014
Europa	451	60	798	300
Asien/Pazifik/Naher Osten	422	152	11,088	7,439
Afrika	358	73	12,545	2,561
Andere Bereiche	-	-	156	125
Konsolidierte Tätigkeiten insgesamt	5,634	3,341	39,297	21,521
<i>Verbundene Unternehmen</i>				
Asien/Pazifik/Naher Osten	1,055	319	4,238	1,100
Total nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen	1,055	319	4,238	1,100

Entstandene KostenJahr zum 31.
Dezember

Millionen von Dollars

		Unter	Insges			Asien-Pazifik/		Andere	
	Alaska	48	amt U.S.	Kanada	Europa	Naher Osten	Afrika	Bereiche	Insgesamt
2023									
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Ungeprüfter Eigentumserwerb	\$ -	157	157	156	-	-	-	-	313
Erwiesener Erwerb von Grundstücken	-	106	106	2,973	-	-	-	-	3,079
	-	263	263	3,129	-	-	-	-	3,392
Erkundung	67	396	463	144	45	49	4	3	708
Entwicklung	1,884	6,266	8,150	367	843	383	38	-	9,781
	\$ 1,951	6,925	8,876	3,640	888	432	42	3	13,881
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Ungeprüfter Eigentumserwerb	\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-
Erwiesener Erwerb von Grundstücken	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erkundung	-	-	-	-	-	46	-	-	46
Entwicklung	-	-	-	-	-	416	-	-	416
	\$ -	-	-	-	-	462	-	-	462
2022									
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Ungeprüfter Eigentumserwerb	\$ -	255	255	-	-	-	-	-	255
Erwiesener Erwerb von Grundstücken	-	249	249	-	-	-	104	-	353
	-	504	504	-	-	-	104	-	608
Erkundung	61	1,278	1,339	99	121	59	3	2	1,623
Entwicklung	1,316	4,559	5,875	475	711	425	4	-	7,490
	\$ 1,377	6,341	7,718	574	832	484	111	2	9,721
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Ungeprüfter Eigentumserwerb	\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-
Erwiesener Erwerb von Grundstücken	-	-	-	-	-	881	-	-	881
	-	-	-	-	-	881	-	-	881
Erkundung	-	-	-	-	-	25	-	-	25
Entwicklung	-	-	-	-	-	244	-	-	244
	\$ -	-	-	-	-	1,150	-	-	1,150
2021									
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Ungeprüfter Eigentumserwerb	\$ 1	11,261	11,262	4	-	-	-	-	11,266
Erwiesener Erwerb von Grundstücken	-	16,101	16,101	1	-	-	-	-	16,102
	1	27,362	27,363	5	-	-	-	-	27,368
Erkundung	84	765	849	80	31	51	2	40	1,053
Entwicklung	949	2,461	3,410	175	398	433	24	-	4,440
	\$ 1,034	30,588	31,622	260	429	484	26	40	32,861
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Ungeprüfter Eigentumserwerb	\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-
Erwiesener Erwerb von Grundstücken	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erkundung	-	-	-	-	-	5	-	-	5
Entwicklung	-	-	-	-	-	21	-	-	21
	\$ -	-	-	-	-	26	-	-	26

Aktiverte Kosten

Zum 31.

DezemberMillionen von Dollars

	Alaska	Unter 48	Gesamt U.S.	Kanada	Europa	Asien Pazifik/ Mitte Ost	Afrika	Ander e Bereiche	Insgesamt
2023									
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Bewährtes Eigentum	\$ 26,358	70,621	96,979	11,255	14,124	10,923	1,113		134,394
Ungeprüftes Eigentum	108	3,393	3,501	1,443	65	90	98	9	5,206
	26,466	74,014	100,480	12,698	14,189	11,013	1,211	9	139,600
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungen	12,789	36,829	49,618	3,377	9,978	8,423	508	9	71,913
	\$ 13,677	37,185	50,862	9,321	4,211	2,590	703	-	67,687
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Bewährtes Eigentum	\$ -	-	-	-	-	11,159	-	-	11,159
Ungeprüftes Eigentum	-	-	-	-	-	2,263	-	-	2,263
	-	-	-	-	-	13,422	-	-	13,422
Kumulierte Abschreibungen, Abschreibungen und Wertminderungen						8,779			8,779
	\$ -	-	-	-	-	4,643	-	-	4,643
2022									
<i>Konsolidierte Operationen</i>									
Bewährtes Eigentum	\$ 24,041	62,756	86,797	7,487	13,716	10,534	1,075	-	119,609
Ungeprüftes Eigentum	589	5,145	5,734	1,291	100	93	98	9	7,325
	24,630	67,901	92,531	8,778	13,816	10,627	1,173	9	126,934
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungen	11,906	31,455	43,361	2,927	9,774	7,970	458	9	64,499
	\$ 12,724	36,446	49,170	5,851	4,042	2,657	715	-	62,435
<i>Verbundene Unternehmen</i>									
Bewährtes Eigentum	\$ -	-	-	-	-	10,823	-	-	10,823
Ungeprüftes Eigentum	-	-	-	-	-	2,162	-	-	2,162
	-	-	-	-	-	12,985	-	-	12,985
Kumulierte Abschreibungen, Abschreibungen und Wertminderungen	-	-	-	-	-	8,400	-	-	8,400
	\$ -	-	-	-	-	4,585	-	-	4,585

Standardisiertes Maß für abgezinste zukünftige Netto-Cashflows in Bezug auf nachgewiesene Öl- und Gasreservenmengen

In Übereinstimmung mit den Anforderungen der SEC und des FASB wurden die Beträge auf der Grundlage von Zwölfmonatsdurchschnittspreisen (die nur für bestehende Vertragsbedingungen angepasst wurden) und Jahresendkosten, angemessenen gesetzlichen Steuersätzen und einem vorgeschriebenen Abzinsungsfaktor von 10 Prozent berechnet. Zwölfmonatsdurchschnittspreise werden als ungewichtetes arithmetisches Mittel des Preises am ersten Tag des Monats für jeden Monat innerhalb des Zwölfmonatszeitraums vor dem Ende des Berichtszeitraums berechnet. Für alle Jahre wurde angenommen, dass die wirtschaftlichen Bedingungen vom Jahresende fortbestehen. Die Berechnungen beruhen auf Schätzungen der nachgewiesenen Reserven, die im Laufe der Zeit überarbeitet werden, wenn neue Daten verfügbar werden. Wahrscheinliche oder mögliche Reserven, die in der Zukunft zu nachgewiesenen Reserven werden könnten, wurden nicht berücksichtigt. Die Berechnungen erfordern auch Annahmen über den Zeitpunkt der künftigen Produktion der nachgewiesenen Reserven sowie über den Zeitpunkt und die Höhe der künftigen Erschließungskosten, einschließlich des Abbaus, und der künftigen Produktionskosten, einschließlich anderer Steuern als der Ertragssteuern.

Obwohl diese Daten mit der gebotenen Sorgfalt erstellt wurden, können wir nicht behaupten, dass sie den Marktwert unserer Öl- und Gasgrundstücke oder eine angemessene Schätzung des Barwerts der Cashflows aus ihrer Erschließung und Förderung darstellen.

Abgezinste künftige Nettozahlungsströme

	Millionen von							
	Alaska	Unter 48	Insgesamt	Dollars Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Insgesamt
2023								
<i>Konsolidierte Operationen</i>								
Künftige Mittelzuflüsse	\$ 83,793	140,961	224,754	19,937	23,569	11,322	21,562	301,144
Weniger:								
Künftige Produktionskosten	39,069	50,757	89,826	8,699	6,576	4,586	1,008	110,695
Künftige Entwicklungskosten	13,685	21,391	35,076	2,058	3,802	1,458	400	42,794
Künftige Ertragsteuerrückstellungen	7,386	13,163	20,549	880	10,140	1,316	18,687	51,572
Künftige Netto-Cashflows	23,653	55,650	79,303	8,300	3,051	3,962	1,467	96,083
10 Prozent Jahresrabatt	11,522	19,329	30,851	2,723	432	1,257	570	35,833
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ 12,131	36,321	48,452	5,577	2,619	2,705	897	60,250
<i>Verbundene Unternehmen</i>								
Künftige Mittelzuflüsse	\$ -	-	-	-	-	51,887	-	51,887
Weniger:								
Künftige Produktionskosten	-	-	-	-	-	28,579	-	28,579
Künftige Entwicklungskosten	-	-	-	-	-	2,299	-	2,299
Künftige Ertragsteuerrückstellungen	-	-	-	-	-	5,647	-	5,647
Künftige Netto-Cashflows	-	-	-	-	-	15,362	-	15,362
10 Prozent Jahresrabatt	-	-	-	-	-	5,543	-	5,543
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ -	-	-	-	-	9,819	-	9,819
<i>Unternehmen insgesamt</i>								
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ 12,131	36,321	48,452	5,577	2,619	12,524	897	70,069

	Millionen von							
	Alaska	Unter 48	Insge samt	Dollars Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	
2022								
<i>Konsolidierte Operationen</i>								
Künftige Mittelzuflüsse	\$ 94,332	195,605	289,937	13,768	44,942	13,458	27,067	389,172
Weniger:								
Künftige Produktionskosten	47,979	63,987	111,966	5,722	7,559	5,582	1,085	131,914
Künftige Entwicklungskosten	8,501	21,379	29,880	960	4,378	1,159	531	36,908
Künftige Ertragsteuerrückstellungen	8,882	23,136	32,018	863	25,416	1,780	23,615	83,692
Künftige Netto-Cashflows	28,970	87,103	116,073	6,223	7,589	4,937	1,836	136,658
10 Prozent Jahresrabatt	13,733	31,191	44,924	1,936	1,827	1,505	746	50,938
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ 15,237	55,912	71,149	4,287	5,762	3,432	1,090	85,720
<i>Verbundene Unternehmen</i>								
Künftige Mittelzuflüsse	\$ -	-	-	-	-	87,644	-	87,644
Weniger:								
Künftige Produktionskosten	-	-	-	-	-	51,912	-	51,912
Künftige Entwicklungskosten	-	-	-	-	-	2,685	-	2,685
Künftige Ertragsteuerrückstellungen	-	-	-	-	-	8,988	-	8,988
Künftige Netto-Cashflows	-	-	-	-	-	24,059	-	24,059
10 Prozent Jahresrabatt	-	-	-	-	-	10,787	-	10,787
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ -	-	-	-	-	13,272	-	13,272
<i>Unternehmen insgesamt</i>								
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ 15,237	55,912	71,149	4,287	5,762	16,704	1,090	98,992

	Millionen von							
	Alaska	Unter 48	Insge samt	Dollars Kanada	Europa	Asien-Pazifik/ Nahe Osten	Afrika	Insgesamt
2021								
<i>Konsolidierte Operationen</i>								
Künftige Mittelzuflüsse	\$ 65,910	125,197	191,107	10,847	21,670	11,583	15,778	250,985
Weniger:								
Künftige Produktionskosten	34,444	43,034	77,478	4,960	6,090	4,987	801	94,316
Künftige Entwicklungskosten	8,033	13,386	21,419	923	3,960	1,314	413	28,029
Künftige Ertragsteuerrückstellungen	5,310	13,167	18,477	117	8,345	1,542	13,506	41,987
Künftige Netto-Cashflows	18,123	55,610	73,733	4,847	3,275	3,740	1,058	86,653
10 Prozent Jahresrabatt	7,963	22,290	30,253	1,639	696	930	440	33,958
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ 10,160	33,320	43,480	3,208	2,579	2,810	618	52,695
<i>Verbundene Unternehmen</i>								
Künftige Mittelzuflüsse	\$ -	-	-	-	-	27,851	-	27,851
Weniger:								
Künftige Produktionskosten	-	-	-	-	-	15,491	-	15,491
Künftige Entwicklungskosten	-	-	-	-	-	1,649	-	1,649
Künftige Ertragsteuerrückstellungen	-	-	-	-	-	3,071	-	3,071
Künftige Netto-Cashflows	-	-	-	-	-	7,640	-	7,640
10 Prozent Jahresrabatt	-	-	-	-	-	2,640	-	2,640
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ -	-	-	-	-	5,000	-	5,000
<i>Unternehmen insgesamt</i>								
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows	\$ 10,160	\$ 33,320	\$ 43,480	\$ 3,208	\$ 2,579	\$ 7,810	\$ 618	\$ 57,695

Quellen der Veränderung der diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows

	Millionen von Dollars								
	Konsolidierte Aktivitäten UnternehmenGesamtes Unternehmen			Beteiligungen			Verbundene		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows zu Beginn des Jahres	\$ 85,720	\$ 52,695	4,674	\$ 13,272	5,000	2,862	\$ 98,992	57,695	7,536
Veränderungen im Laufe des Jahres									
Erlöse abzüglich Produktionskosten für das Jahr	(23,706)	(33,532)	(20,000)	(2,550)	(3,245)	(1,389)	(26,256)	(36,777)	(21,389)
Nettoveränderung der Preise, und Produktionskosten	(48,717)	61,902	50,956	(4,519)	8,184	3,822	(53,236)	70,086	54,778
Erweiterungen, Entdeckungen und verbesserte Verwertung, abzüglich der geschätzten zukünftigen Kosten	1,864	7,882	10,420	118	1,472	(44)	1,982	9,354	10,376
Entwicklungskosten für das Jahr	9,129	6,687	4,396	326	272	91	9,455	6,959	4,487
Änderungen der geschätzten zukünftigen Entwicklungskosten	(6,754)	(4,088)	(33)	(150)	189	(104)	(6,904)	(3,899)	(137)
Ankauf von Reserven vor Ort, abzüglich der geschätzten zukünftigen Kosten	3,029	3,353	17,833	-	1,282	-	3,029	4,635	17,833
Verkäufe von vorhandenen Reserven, abzüglich voraussichtliche künftige Kosten	(472)	(3,847)	(468)	-	-	-	(472)	(3,847)	(468)
Revisionen früherer Mengenschätzungen	9,503	13,080	2,985	492	2,193	178	9,995	15,273	3,163
Aufzinsung des Diskonts	12,414	7,021	964	1,635	616	344	14,049	7,637	1,308
Nettoveränderung der Ertragsteuern	18,240	(25,433)	(19,032)	1,195	(2,691)	(760)	19,435	(28,124)	(19,792)
Änderungen insgesamt	(25,470)	33,025	48,021	(3,453)	8,272	2,138	(28,923)	41,297	50,159
Abgezinste zukünftige Netto-Cashflows am Jahresende	\$ 60,250	\$ 85,720	52,695	\$ 9,819	13,272	5,000	\$ 70,069	98,992	57,695

- Die Nettoveränderung der Preise und Produktionskosten ist die Prognose der Reserven und der Produktion zu Beginn des Jahres, multipliziert mit der jährlichen Nettoveränderung des Verkaufspreises pro Einheit und der Produktionskosten, abgezinst mit 10 %.
- Käufe und Verkäufe von vorhandenen Reserven sowie von Erweiterungen, Entdeckungen und verbesserten Ausbeuten werden anhand von Produktionsprognosen für die entsprechenden Reservenmengen für das Jahr, multipliziert mit den durchschnittlichen Verkaufspreisen der letzten 12 Monate, abzüglich der geschätzten zukünftigen Kosten, abgezinst mit 10 %, berechnet.
- Revisionen früherer Mengenschätzungen werden anhand der Änderungen der Produktionsprognosen für das Jahr, einschließlich Änderungen des Produktionszeitpunkts, multipliziert mit den durchschnittlichen Verkaufspreisen der letzten 12 Monate, abzüglich der geschätzten künftigen Kosten, abgezinst mit 10 %, berechnet.
- Die Abzinsung beträgt 10 Prozent der abgezinsten künftigen Mittelzuflüsse des Vorjahres, abzüglich der künftigen Produktions- und Entwicklungskosten.
- Die Nettoveränderung der Ertragsteuern ist die jährliche Veränderung der abgezinsten zukünftigen Ertragsteuerrückstellungen.

Punkt 9. Änderungen und Meinungsverschiedenheiten mit Wirtschaftsprüfern in Bezug auf die Rechnungslegung und die Offenlegung von Finanzdaten

Keine.

Punkt 9A. Kontrollen und Verfahren

Wir verfügen über Offenlegungskontrollen und -verfahren, die sicherstellen sollen, dass die Informationen, die in den Berichten, die wir gemäß dem Securities Exchange Act von 1934 in seiner geänderten Fassung (das Gesetz) einreichen, offengelegt werden müssen, innerhalb der in den Vorschriften und Formularen der Securities and Exchange Commission festgelegten Fristen erfasst, verarbeitet, zusammengefasst und gemeldet werden, und dass diese Informationen gesammelt und an die Geschäftsleitung, einschließlich der wichtigsten Führungskräfte und der wichtigsten Finanzverantwortlichen, weitergeleitet werden, um rechtzeitige Entscheidungen hinsichtlich der erforderlichen Offenlegung zu ermöglichen. Zum 31. Dezember 2023 haben unser Vorstandsvorsitzender und Chief Executive Officer (Hauptgeschäftsführer) und unser Executive Vice President und Chief Financial Officer (Hauptfinanzvorstand) unter Mitwirkung unserer Geschäftsführung eine Bewertung der Offenlegungskontrollen und -verfahren von ConocoPhillips (wie in Rule 13a-15(e) des Gesetzes definiert) gemäß Rule 13a-15(b) des Gesetzes durchgeführt. Auf der Grundlage dieser Bewertung kamen unser Vorstandsvorsitzender und Chief Executive Officer und unser Executive Vice President und Chief Financial Officer zu dem Schluss, dass unsere Offenlegungskontrollen und -verfahren zum 31. Dezember 2023 effektiv funktionierten.

Im dritten Quartal 2023 begannen wir mit einer mehrjährigen Implementierung eines aktualisierten globalen Enterprise Resource Planning Systems (ERP). Infolgedessen haben wir entsprechende Änderungen an unseren Geschäftsprozessen und Informationssystemen vorgenommen und die anwendbaren internen Kontrollen für die Finanzberichterstattung, wo nötig, aktualisiert. Im Zuge der schrittweisen Einführung des ERP-Systems werden wir voraussichtlich weiterhin bestimmte Prozesse und Verfahren modifizieren oder ändern, was zu weiteren Änderungen unserer internen Kontrollen für die Finanzberichterstattung führen kann.

Im Berichtszeitraum gab es keine weiteren Veränderungen in unserem internen Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung, wie in Rule 13a-15(f) des Gesetzes definiert, die sich wesentlich auf unser internes Kontrollsystem für die Finanzberichterstattung ausgewirkt haben oder wahrscheinlich auswirken werden.

Jahresbericht der Geschäftsleitung über die internen Kontrollen für die Finanzberichterstattung

Dieser Bericht ist in Punkt 8 auf Seite 71 enthalten und wird hier durch Verweis einbezogen.

Bericht der unabhängigen registrierten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dieser Bericht ist in Punkt 8 auf Seite 72 enthalten und wird hier durch Verweis einbezogen.

Punkt 9B. Sonstige Informationen

Vereinbarungen über Insidergeschäfte

Während des Dreimonatszeitraums zum 31. Dezember 2023 hat kein leitender Angestellter oder Direktor des Unternehmens eine Handelsvereinbarung nach Rule 10b5-1 oder eine Handelsvereinbarung, die nicht auf Rule 10b5-1 beruht, abgeschlossen oder beendet.

Punkt 9C. Offenlegung in Bezug auf ausländische Gerichtsbarkeiten, die Inspektionen verhindern

Nicht anwendbar.

Teil III

Punkt 10. Direktoren, leitende Angestellte und Corporate Governance

Informationen zu unseren leitenden Angestellten finden Sie in Teil I dieses Berichts auf Seite 30.

Kodex der Geschäftsethik und des Verhaltens für Direktoren und Mitarbeiter

Wir haben einen Kodex der Geschäftsethik und des Verhaltens für Direktoren und Mitarbeiter (Ethikkodex), einschließlich unseres Hauptgeschäftsführers, Hauptfinanzdirektors, Hauptbuchhalters und Personen, die ähnliche Funktionen ausüben. Wir haben eine Kopie unseres Ethikkodexes im Abschnitt "Corporate Governance" auf unserer Internetseite www.conocophillips.com (im Abschnitt Investoren>Corporate Governance) veröffentlicht. Jeder Verzicht auf den Ethikkodex muss im Voraus von unserem gesamten Vorstand genehmigt werden. Jegliche Änderungen oder Ausnahmen vom Ethikkodex, die für unsere leitenden Angestellten und Direktoren gelten, werden im Abschnitt "Corporate Governance" auf unserer Internet-Website veröffentlicht.

Alle anderen in Teil III Punkt 10 geforderten Informationen werden in unserem Proxy Statement für die Jahreshauptversammlung 2024 enthalten sein, das gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2024 eingereicht werden soll und hier durch Verweis aufgenommen wird.*

Punkt 11. Vergütung von Führungskräften

Die in Teil III, Punkt 11 geforderten Informationen werden in unserem Proxy Statement für die Jahreshauptversammlung 2024 enthalten sein, das gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2024 eingereicht werden soll und hier durch Verweis aufgenommen wird.*

Punkt 12. Wertpapierbesitz bestimmter wirtschaftlicher Eigentümer und des Managements und damit verbundene Aktionärsangelegenheiten

Die in Teil III Punkt 12 geforderten Informationen werden in unserem Proxy Statement für die Jahreshauptversammlung 2024 enthalten sein, das gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2024 eingereicht werden soll und hier durch Verweis aufgenommen wird.

Punkt 13. Bestimmte Beziehungen und verbundene Transaktionen sowie die Unabhängigkeit der Direktoren

Die in Teil III, Punkt 13 geforderten Informationen werden in unserem Proxy Statement für die Jahreshauptversammlung 2024 enthalten sein, das gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2024 eingereicht werden soll und hier durch Verweis aufgenommen wird.*

Punkt 14. Wesentliche Honorare und Dienstleistungen des Rechnungswesens

Die in Teil III Punkt 14 geforderten Informationen werden in unserem Proxy Statement für die Jahreshauptversammlung 2024 enthalten sein, das gemäß Regulation 14A am oder vor dem 30. April 2024 eingereicht werden soll und hier durch Verweis aufgenommen wird.*

* Mit Ausnahme der Informationen oder Daten, die ausdrücklich durch Verweis unter den Punkten 10 bis 14 in diesen Bericht aufgenommen wurden, gelten andere Informationen und Daten, die in unserem 2024 Proxy Statement erscheinen, nicht als Teil dieses Jahresberichts auf Formblatt 10-K oder als bei der Kommission als Teil dieses Berichts eingereicht.

Teil IV

Punkt 15. Anlagen, Schemata für Finanzberichte

- (a) 1. Finanzberichte und ergänzende Daten
Die Jahresabschlüsse und ergänzenden Informationen, die im Verzeichnis der Jahresabschlüsse auf Seite 70 aufgeführt sind, werden als Teil dieses Jahresberichts eingereicht.
2. Zeitpläne für Finanzausweise
Alle Anhangsangaben wurden weggelassen, weil sie nicht erforderlich, nicht wesentlich oder nicht anwendbar sind oder weil die Informationen in einem anderen Anhang, im Jahresabschluss oder im Anhang zum konsolidierten Jahresabschluss enthalten sind.
3. Exponate
Die im Anlagenverzeichnis auf den Seiten 163 bis 166 aufgeführten Anlagen werden als Teil dieses Jahresberichts eingereicht.

Index für Exponate

Exponat Nein.	Beschreibung	Eingeschlossen durch Verweis		
		Beilage		FormDatei Nr.
2.1	Trennungs- und Vertriebsvereinbarung zwischen ConocoPhillips und Phillips 66, vom 26. April 2012.	2.1	8-K	001-32395
2.2T‡	Kauf- und Verkaufsvertrag vom 29. März 2017, zwischen ConocoPhillips Company, ConocoPhillips Canada Resources Corp, ConocoPhillips Canada Energy Partnership, ConocoPhillips Western Kanada Partnerschaft, ConocoPhillips Kanada (BRC) Partnerschaft, ConocoPhillips Canada E&P ULC, und Cenovus Energy Inc.	2.1	10-Q	001-32395
2.3T‡	Änderungsvertrag zum Kauf- und Verkaufsvertrag von Vermögenswerten, datiert am 16. Mai 2017, zwischen ConocoPhillips Company, ConocoPhillips Canada Resources Corp., ConocoPhillips Canada Energy Partnership, ConocoPhillips Western Canada Partnership, ConocoPhillips Canada (BRC) Partnership, ConocoPhillips Canada E&P ULC, und Cenovus Energy Inc.	2.2	8-K	001-32395
2.4	Vereinbarung und Plan zur Fusion, datiert vom 18. Oktober 2020, zwischen ConocoPhillips, Falcon Merger Sub Corp. und Concho Resources Inc.	2.1	8-K	001-32395
3.1	Geänderte und angepasste Gründungsurkunde.	3.1	10-Q	001-32395
3.2	Bescheinigung über die Bezeichnungen der nachrangigen, gewinnberechtigten Vorzugsaktien der Serie A von ConocoPhillips.	3.2	8-K	000-49987
3.3	Geänderte und neu gefasste Satzung von ConocoPhillips, in der geänderten und neu gefassten Fassung vom 9. Oktober 2015.	3.1	8-K	001-32395
3.4	Geänderte Gründungsurkunde der ConocoPhillips Company, datiert vom 6. Februar 2019.	3.4	10-K	001-32395
3.5	Zweite geänderte und neu gefasste Satzung, datiert vom 16. Mai 2023	3.1	10-Q	001-32395
4.1	ConocoPhillips und ihre Tochtergesellschaften sind Vertragsparteien mehrerer Schuldtitel, bei denen der Gesamtbetrag der genehmigten Wertpapiere 10 Prozent des Gesamtvermögens von ConocoPhillips und ihren Tochtergesellschaften auf konsolidierter Basis nicht übersteigt. Gemäß Absatz 4(iii)(A) von Punkt 601(b) der Verordnung S-K erklärt sich ConocoPhillips bereit, der SEC auf Anfrage eine Kopie dieser Instrumente zur Verfügung zu stellen.			
10.1	Beschreibung der Wertpapiere des Registranten.	4.1	10-K	001-32395
10.1	Entschädigungs- und Freistellungsvereinbarung zwischen ConocoPhillips und Phillips 66, vom 26. April 2012.	10.1	8-K	001-32395
10.2	Abtretungs- und Lizenzvereinbarung über geistiges Eigentum zwischen ConocoPhillips und Phillips 66, vom 26. April 2012.	10.2	8-K	001-32395
10.3	Steuerumlagevereinbarung zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 26. April 2012.	10.3	8-K	001-32395
10.4	Vereinbarung über Mitarbeiterangelegenheiten zwischen ConocoPhillips und Phillips 66 vom 12. April 2012.	10.4	8-K	001-32395
10.5.1	Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, vom 1. Juni, 1998.	10.17.3	10-K	001-32395
10.5.2	Erste Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, vom 3. Mai 1999.	10.17.4	10-K	001-32395
10.5.3	Zweite Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, vom 15. Januar 2002.	10.17.5	10-K	001-32395

10.5.4	Dritte Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des Phillips Petroleum Company Grantor Trust Agreement, vom 5. Oktober 2006.	10.17.6	10-K	001-32395
10.5.5	Vierte Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des ConocoPhillips Company Grantor Trust Agreement, datiert vom 1. Mai 2012.	10.17.7	10-K	001-32395
10.5.6	Fünfte Änderung des Treuhandvertrags im Rahmen des ConocoPhillips Company Grantor Trust Agreement, vom 20. Mai 2015.	10.17.8	10-K	001-32395
10.6.1	Nachfolgetreuhandvertrag des Deferred Compensation Trust Vereinbarung für nicht angestellte Direktoren von ConocoPhillips vom 31. Juli 2020.	10.1	10-Q	001-32395
10.6.2	Erste Änderung des Nachfolge-Treuhandvertrags des Deferred Compensation Trust Agreement for Non-Employee Directors of ConocoPhillips, vom 4. August 2020.	10.2	10-Q	001-32395
10.7	Omnibus-Wertpapierplan der Phillips Petroleum Company.	10.19	10-K	004-49987
10.8	2002 Omnibus-Wertpapierplan der Phillips Petroleum Company.	10.26	10-K	000-49987
10.9.1	Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2004 von ConocoPhillips.	Zeitplan 14A	Vollmacht	000-49987
10.9.2	Formular für die Vereinbarung über die Zuteilung von Performance Share Units im Rahmen des Performance Share Program des Omnibus Stock and Performance Incentive Plan 2004 von ConocoPhillips.	10.27	10-K	001-32395
10.10	Omnibus Amendments to certain ConocoPhillips employee benefit plans, verabschiedet am 7. Dezember 2007.	10.30	10-K	001-32395
10.11	Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan 2009 von ConocoPhillips.	Zeitplan 14A	Vollmacht	001-32395
10.12.1	2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips.	Zeitplan 14A	Vollmacht	001-32395
10.12.2	Formular für die Vereinbarung über Leistungsanteile im Rahmen des Restricted Stock Program 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	Formular für eine Vereinbarung über die Zuteilung von Aktienoptionen im Rahmen des Programms für Aktienoptionen und Wertsteigerungsrechte im Rahmen des 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips, datiert vom 5. Februar 2013.	10.26.9	10-K	001-32395
10.12.4	Formular für die Vereinbarung über die Zuteilung von Schlüsselmitarbeitern im Rahmen des ConocoPhillips-Aktienoptionsprogramms, das im Rahmen des 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips gewährt wird, vom 18. Februar 2014.	10.1	10-Q	001-32395
10.12.5	Formular für die Zuteilungsvereinbarung für den Leistungszeitraum IX als Teil des ConocoPhillips Performance Share Program, das im Rahmen des 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips gewährt wird, vom 18. Februar 2014.	10.3	10-Q	001-32395
10.12.6	Formular für die Zuteilungsvereinbarung für den Leistungszeitraum X als Teil des ConocoPhillips Performance Share Program, das im Rahmen des 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips gewährt wird, vom 18. Februar 2014.	10.5	10-Q	001-32395
10.13.1	2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips. Form	10.1	8-K	001-32395
10.13.2	of Key Employee Award Agreement, als Teil des ConocoPhillips Aktienoptionsprogramm, das im Rahmen des 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips gewährt wurde, vom 16. Februar 2016.	10.26.12	10-K	001-32395
10.13.3	Form of Performance Share Unit Award Terms and Conditions for Performance Period 18, als Teil des ConocoPhillips Performance Share Program, gewährt im Rahmen des 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips, vom 13. Februar 2018.	10.26.24	10-K	001-32395

10.13.4	Form of Key Employee Award Terms and Conditions, als Teil des ConocoPhillips Stock Option Program, das im Rahmen des 2014 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan von ConocoPhillips gewährt wird, vom 14. Februar 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	2023 Omnibus-Aktien- und Leistungsanreizplan von ConocoPhillips	10.1	8-K	001-32395
10.15	Geänderter und neu gefasster ConocoPhillips Key Employee Supplemental Retirement Plan, vom 1. Januar 2020.	10.10.1	10-K	001-32395
10.16.1	Geänderter und neu gefasster beitragsorientierter Make-Up-Plan von ConocoPhillips - Titel I, vom 1. Januar 2020.	10.11.1	10-K	001-32395
10.16.2*	Geänderter und neu gefasster beitragsorientierter Nachholplan von ConocoPhillips - Titel II, datiert vom 1. Januar 2024.			
10.17*	Geänderter und neu gefasster Plan zur Aufstockung der betrieblichen Altersversorgungsbeiträge von ConocoPhillips vom 1. Januar 2024.			
10.18.1	Geänderter und neu gefasster Plan für aufgeschobene Vergütungen für Mitarbeiter in Schlüsselpositionen von ConocoPhillips - Titel I, vom 1. Januar 2020.	10.19.1	10-K	001-32395
10.18.2*	Geänderter und neu gefasster Plan für aufgeschobene Vergütungen für Mitarbeiter in Schlüsselpositionen von ConocoPhillips - Titel II, vom 1. Januar 2024.			
10.19.1	Änderung und Neuformulierung des ConocoPhillips Key Employee Change in Control Severance Plan, wirksam ab 1. Januar 2014.	10.21	10-K	001-32395
10.19.2	Änderung und Neuformulierung des ConocoPhillips Key Employee Change in Control Severance Plan, gültig ab 2. Dezember 2021.	10.20.1	10-K	001-32395
10.20	Formular für "Non-Employee Director Restricted Stock Units" Bedingungen und Bedingungen, als Teil des Deferred Compensation Plan for Non-Employee Directors of ConocoPhillips, vom 15. Januar 2016.	10.3	10-Q	001-32395
10.21	Plan für aufgeschobene Vergütungen für nicht angestellte Direktoren von ConocoPhillips.	10.17	10-K	001-32395
10.22.1	ConocoPhillips Directors' Charitable Gift Program.	10.40	10-K	000-49987
10.22.2	Erste und zweite Änderung des ConocoPhillips Directors' Charitable Gift Program.	10	10-Q	001-32395
10.23	Geänderter und neu gefasster 409A-Anhang zu den nicht qualifizierten aufgeschobenen Vergütungsvereinbarungen von ConocoPhillips, datiert vom 1. Januar 2020.	10.27	10-K	001-32395
10.24	Änderung und Neuformulierung des ConocoPhillips Executive Severance Plan, datiert vom 2. Dezember 2021.	10.47	10-K	001-32395
10.25	Änderung und Neuformulierung des Burlington Resources Inc. Management Supplemental Benefits Plan, vom 19. April 2012.	10.9	10-Q	001-32395
10.26	Kauf- und Verkaufsvertrag, datiert vom 20. September 2021, zwischen Shell Enterprises LLC und ConocoPhillips.	10.1	10-Q	001-32395
10.27	Formular für eine Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Flugzeugen zwischen bestimmten Führungskräften und ConocoPhillips vom 21. Juni 2021.	10.2	10-Q	001-32395
10.28	Briefvertrag mit Timothy A. Leach, datiert vom 28. April 2022.	10.1	10-Q	001-32395
10.29*	Formular für eine Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Flugzeugen zwischen bestimmten Führungskräften und ConocoPhillips vom 14. November 2023.			

- 21* Liste der Tochtergesellschaften von ConocoPhillips.
- 22* Tochtergesellschaften, die für die garantierten Wertpapiere bürgen.
- 23.1 * Zustimmung von Ernst & Young LLP.
- 23.2 * Mit Zustimmung von DeGolyer und MacNaughton.
- 31.1* Zertifizierung des Chief Executive Officer gemäß Rule 13a-14(a) des Securities Exchange Act von 1934.
- 31.2* Zertifizierung des Chief Financial Officer gemäß Rule 13a-14(a) des Securities Exchange Act von 1934.
- 32** Bescheinigungen gemäß 18 U.S.C. Section 1350.
- 97.1 ConocoPhillips Clawback Policy vom 3. Oktober 2012.
- 97.2 * ConocoPhillips Clawback-Politik, die am 2. Oktober 2023 in Kraft tritt. 99* Bericht von DeGolyer und MacNaughton.

101.INS* Inline-XBRL-Instanzdokument. 101.SCH* Inline-XBRL-Schema-Dokument.

101.CAL* Inline XBRL Calculation Linkbase Document. 101.DEF* Inline XBRL Definition Linkbase-Dokument. 101.LAB* Inline XBRL Labels Linkbase-Dokument.

101.PRE* Inline XBRL Präsentation Linkbase Dokument.

104*Deckblatt Interaktive Datendatei (als Inline XBRL formatiert und in Anlage 101 enthalten).

** Wird hiermit eingereicht.*

***Dieser Text wird hiermit übermittelt.*

† Die Anhänge zu diesem Anhang wurden gemäß Artikel 601(b)(2) der Verordnung S-K weggelassen. ConocoPhillips erklärt sich bereit, eine Kopie jedes Anhangs vorzulegen auf Anfrage bei der SEC aus diesem Dokument entfernt werden.

ConocoPhillips wurde zuvor eine vertrauliche Behandlung für bestimmte Teile dieses Dokuments gemäß Rule 24b-2 des Securities Exchange Act von 1934 in der jeweils gültigen Fassung gewährt.

Unterschrift

Gemäß den Anforderungen von Abschnitt 13 oder 15(d) des Securities Exchange Act von 1934 hat der Registrant diesen Bericht ordnungsgemäß in seinem Namen durch den ordnungsgemäß bevollmächtigten Unterzeichner unterzeichnen lassen.

CONOCOPHILLIPS

15. Februar 2024

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance
Vorsitzender des Verwaltungsrats und
Chief Executive Officer

Gemäß den Anforderungen des Securities Exchange Act von 1934 wurde dieser Bericht am 15. Februar 2024 im Namen des Registranten von den folgenden leitenden Angestellten in der angegebenen Funktion und von der Mehrheit der Direktoren unterzeichnet.

Unterschrift

Titel

/s/ Ryan M.

VerwaltungsratsRyan M. Lance

LanceVorsitzender des
und Chief Executive Officer
(leitender Angestellter)

/s/ William L. Bullock, Jr.

William L. Bullock, Jr.

Executive Vice Presidentund
Chief Financial Officer
(Hauptverantwortlicher für Finanzen)

/s/ Christopher P. Delk

Christopher P. Delk

Vizepräsident, Controller
und General Tax Counsel
(Hauptbuchhalter)

<i>/s/ Dennis V. Arriola</i>	Direktor
Dennis V. Arriola	
<i>/s/ Gay Huey Evans</i>	Direktor
Schwuler Huey Evans	
<i>/s/ Jeffrey A. Joerres</i>	Direktor
Jeffrey A. Joerres	
<i>/s/ Timothy A. Leach</i>	Direktor
Timothy A. Leach	
<i>/s/ William H. McRaven</i>	Direktor
William H. McRaven	
<i>/s/ Sharmila Mulligan</i>	Direktorin
Sharmila Mulligan	
<i>/s/ Eric D. Mullins</i>	Direktor
Eric D. Mullins	
<i>/s/ Arjun N. Murti</i>	Direktor
Arjun N. Murti	
<i>/s/ Robert A. Niblock</i>	Direktor
Robert A. Niblock	
<i>/s/ David T. Seaton</i>	Direktor
David T. Seaton	
<i>/s/ R.A. Walker</i>	Direktor
R.A. Walker	

dŚİε WaŎĞ İŶġĞŶŹŶaũũLJ LĞŌ BũaŶŬ

dŚİε WaŎĞ İŶġĞŶŹŶaũũLJ LĞŌ BũaŶŬ

dŚİε WaŎĞ İŶġĞŶŹŶaũũLJ LĞŌ BũaŶŬ

Nicht-GAAP-Kennzahlen

Verwendung von Nicht-GAAP-Finanzinformationen

Dieser Jahresbericht enthält nicht GAAP-konforme Begriffe, um den Vergleich der operativen Leistung des Unternehmens über verschiedene Zeiträume hinweg und mit vergleichbaren Unternehmen zu erleichtern. Das Unternehmen ist der Ansicht, dass die enthaltenen Non-GAAP-Kennzahlen in Kombination mit den nach GAAP erstellten Ergebnissen des Unternehmens ein vollständigeres Verständnis der Faktoren und Trends vermitteln, die das Geschäft und die Leistung des Unternehmens beeinflussen. Der Vorstand und das Management verwenden diese Non-GAAP-Kennzahlen auch, um die operative Leistung über verschiedene Zeiträume hinweg zu analysieren, wenn sie die Geschäfte des Unternehmens überwachen und leiten. Überleitungen der im Jahresbericht dargestellten Non-GAAP-Kennzahlen zu den nächstgelegenen entsprechenden GAAP-Kennzahlen sind sowohl im Jahresbericht als auch auf unserer Website unter www.conocophillips.com/nongaap enthalten.

Mittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit (CFO)

Definiert als Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit ohne Berücksichtigung der Auswirkungen des operativen Betriebskapitals. Das Unternehmen ist der Ansicht, dass diese Kennzahl aussagekräftig ist, da sie einen Einblick in den Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit über verschiedene Zeiträume hinweg gibt, indem sie die zeitlichen Auswirkungen von Veränderungen des betrieblichen Umlaufvermögens ausschließt.

Freier Cashflow

Definiert als CFO abzüglich der Kapitalausgaben und Investitionen. Das Unternehmen ist der Ansicht, dass der freie Cashflow für Investoren nützlich ist, um zu verstehen, wie der vorhandene CFO als Quelle für die Aufrechterhaltung unseres aktuellen Kapitalplans und zukünftiges Entwicklungswachstum genutzt wird. Der freie Cashflow ist kein Maß für die für diskretionäre Ausgaben verfügbaren Barmittel, da das Unternehmen bestimmte nicht diskretionäre Verpflichtungen hat, wie z. B. Schuldendienst, die nicht von diesem Maß abgezogen werden.

Rendite des eingesetzten Kapitals (ROCE)

Berechnet als Verhältnis, dessen Zähler das Nettoergebnis und dessen Nenner das durchschnittliche Gesamteigenkapital plus die durchschnittliche Gesamtverschuldung ist. Der Reingewinn wird um den Zinsaufwand nach Steuern bereinigt, um die Effizienz des betrieblich genutzten Fremdkapitals zu messen; der Reingewinn wird auch um die Auswirkungen nicht operativer oder besonderer Posten bereinigt, um eine Vergleichbarkeit in der langfristigen Betrachtung über verschiedene Zeiträume hinweg zu ermöglichen. Die ROCE ist ein Maß für die Rentabilität des vom Unternehmen für seine Geschäftstätigkeit eingesetzten Kapitals im Vergleich zu dem seiner Mitbewerber. Das Unternehmen ist der Ansicht, dass die ROCE ein guter Indikator für die langfristige Unternehmens- und Managementleistung ist, da sie sich auf die Kapitaleffizienz bezieht, sowohl absolut als auch relativ zur primären Vergleichsgruppe des Unternehmens.

VERSÖHNUNG VON ROCE

Mio. €, außer wie angegeben

2023

Zähler	
Nettoeinkommen	10,957
Anpassung zum Ausschluss von Sonderposten	(342)
Zinsaufwand nach Steuern	616
ROCE-Ergebnis	11,231
Nenner	
Durchschnittliches Gesamteigenkapital ¹	47,925
Durchschnittliche Gesamtverschuldung ²	17,470
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	65,395
ROCE (Prozent)	17%

¹ Das durchschnittliche Gesamteigenkapital ist der Durchschnitt des Gesamteigenkapitals zu Beginn und am Ende des Quartals.

² Die durchschnittliche Gesamtverschuldung ist der Durchschnitt der langfristigen und kurzfristigen Schulden zu Beginn und der langfristigen und kurzfristigen Schulden zum Ende des Quartals.

GESAMTRESERVEERSATZQUOTE

MMBOE, außer wie angegeben

Ende 2022	6,599
Ende 2023	6,758
Veränderung der Rücklagen	159
Herstellung ¹	678
Veränderung der Reserven ohne Produktion¹	837
2023 Ersatzquote für die Gesamtreserve	123%

¹ Die Produktion umfasst Brenngas.

ÜBERLEITUNG DER DURCHSCHNITTlichen GESAMTAUSSCHÜTTUNGEN DER AKTIONÄRE IN PROZENT DES CFO

Mio. €, außer wie angegeben	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Zähler							
Ausgeschüttete Dividenden ¹	5,583	5,726	2,359	1,831	1,500	1,363	1,305
Rückkäufe von Unternehmen	5,400	9,270	3,623	892	3,500	2,999	3,000
Ausschüttungen der Aktionäre insgesamt	10,983	14,996	5,982	2,723	5,000	4,362	4,305
Nenner							
Betriebliche Aktivitäten							
Nettomittelzufluss durch	19,965	28,314	16,996	4,802	11,104	12,934	7,077
Anpassungen:							
Kapitalveränderungen							
Nettobetriebskosten	(1,382)	(234)	1,271	(372)	(579)	635	15
Mittelzufluss aus betrieblicher Tätigkeit (CFO)	21,347	28,548	15,725	5,174	11,683	12,299	7,062
Ausschüttungen der Aktionäre insgesamt	51%	53%	38%	53%	43%	35%	61%
7-Jahres-Durchschnitt	47%						

¹ Einschließlich ordentlicher Dividende und variabler Rückzahlung von Barmitteln (falls zutreffend).

Andere Begriffe

Rücklagenersatzquote

Das Unternehmen definiert Reservenersatz als ein Verhältnis, das die Veränderung der nachgewiesenen Reserven, abzüglich der Produktion, geteilt durch die Produktion des laufenden Jahres darstellt. Das Unternehmen ist der Ansicht, dass die Reservenersetzung für Investoren nützlich ist, um zu verstehen, wie Änderungen der nachgewiesenen Reserven, abzüglich der Produktion, mit der Produktion des Unternehmens im laufenden Jahr, einschließlich Akquisitionen und Veräußerungen, verglichen werden.

Ressourcen

Das Unternehmen schätzt seine Gesamtressourcen auf der Grundlage des Petroleum Resources Management System (PRMS), ein von der Industrie entwickeltes System, das förderbare Kohlenwasserstoffe in kommerziell und subkommerziell klassifiziert, um ihren Status zum Zeitpunkt der Berichterstattung wiederzugeben. Nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven werden als kommerziell eingestuft, während die verbleibenden Ressourcen als subkommerziell oder bedingt eingestuft werden. Die Ressourcenschätzung des Unternehmens umfasst sowohl die Mengen der kommerziellen als auch der bedingten Kategorien. Die SEC erlaubt es Öl- und Gasunternehmen, in ihren Berichten an die SEC nur nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven offenzulegen. US-Investoren werden dringend gebeten, die Öl- und Gasangaben in unserem Formular 10-K und anderen Berichten und Einreichungen bei der SEC genau zu prüfen.

Renditen des Kapitals

Die Summe der ordentlichen Dividende, der Aktienrückkäufe und der variablen Barausschüttungen. Wird auch als Ausschüttung oder Gesamtausschüttung an die Aktionäre bezeichnet.

Vorstand der Direktoren

Dennis V. Arriola

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender,
Avangrid, Inc.

Gay Huey Evans CBE

Ehemaliger Vorsitzender, London Metal
Exchange

Jeffrey A. Joerres

Ehemaliger geschäftsführender
Vorsitzender und
Vorstandsvorsitzender,
ManpowerGroup Inc.

Ryan M. Lance

Vorsitzender und
Vorstandsvorsitzender,
ConocoPhillips

Timothy A. Leach

Beraterin des Vorstandsvorsitzenden,
ConocoPhillips

William H. McRaven Vier-
Sterne-Admiral der U.S. Navy
im Ruhestand (SEAL)

Sharmila Mulligan

Ehemaliger Chief Strategy Officer,
Alteryx

Eric D. Mullins

Vorsitzender und Geschäftsführer
Geschäftsführer, Lime Rock Resources

Arjun N. Murti

Partner, Veriten LLC

Robert A. Niblock

Ehemaliger Vorsitzender,
Präsident und Chief Executive
Officer, Lowe's Companies, Inc.

David T. Seaton

Ehemaliger Vorsitzender und
Vorstandsvorsitzender, Fluor Corporation

R.A. Walker

Ehemaliger Vorsitzender und
Vorstandsvorsitzender,
Anadarko Petroleum
Corporation

Andrew D. Lundquist

Senior-Vizepräsident,
Regierungsangelegenheiten

Andrew M. O'Brien

Senior
Vice President, Strategie,
Handel,
Nachhaltigkeit und Technologie

Nicholas G. Olds

Geschäftsführender
Vizepräsident, Lower 48

Kelly B. Rose

Senior Vice President,
Rechtsabteilung, Chefsyndikus
und Unternehmenssekretär

Exekutives Führungsteam

Ryan M. Lance

Vorsitzender und Generaldirektor

William L. Bullock, Jr.

Geschäftsführender
Vizepräsident und
Finanzvorstand

Heather G. Hrap

Senior-Vizepräsident,
Personalwesen und Immobilien- und
Gebäudedienste

Kirk L. Johnson

Senior-
Vizepräsident, Globales
Geschäft

Timothy A. Leach

Berater des Geschäftsführenden Direktors

ConocoPhillips erforschen

Erklärung zur Stimmrechtsvertretung

Jährlich veröffentlicht und an die
Aktionäre verschickt, um sie
darüber zu informieren, wann und
wo unser jährliches
Versammlung der Aktionäre stattfindet
und welche Angelegenheiten auf der
Versammlung zur Abstimmung stehen.
conocophillips.com/proxy

Merkblätter

Jährlich veröffentlicht, um
detaillierte operative Updates für
jedes der sechs Segmente des
Unternehmens zu liefern.
conocophillips.com/factsheets

Nachhaltigkeitsbericht Jährlich
veröffentlicht, um Einzelheiten zu den
vorrangigen Themen der
Berichterstattung für das
Unternehmen zu liefern, ein
Schreiben von
unseren CEO und die wichtigsten
Umwelt-, Sozial- und Governance-
Kennzahlen. conocophillips.com/reports

Management klimabezogener Risiken Bericht

Jährlich veröffentlicht, um Details über
den Governance-Rahmen des
Unternehmens zu liefern,
Risikomanagementansatz, Strategie,
Schlüsselkennzahlen und Ziele für
klimabezogene Themen.
conocophillips.com/reports

Human Capital Management Report

Wird jährlich veröffentlicht,
um die Maßnahmen zu erläutern, die
das Unternehmen ergreift, um eine
überzeugende Unternehmenskultur zu
schaffen, hervorragende Mitarbeiter
zu gewinnen und zu halten und
unsere Verpflichtungen gegenüber
allen Interessengruppen zu erfüllen.
conocophillips.com/hcmreport

Kommende und vergangene Investorenpräsentationen

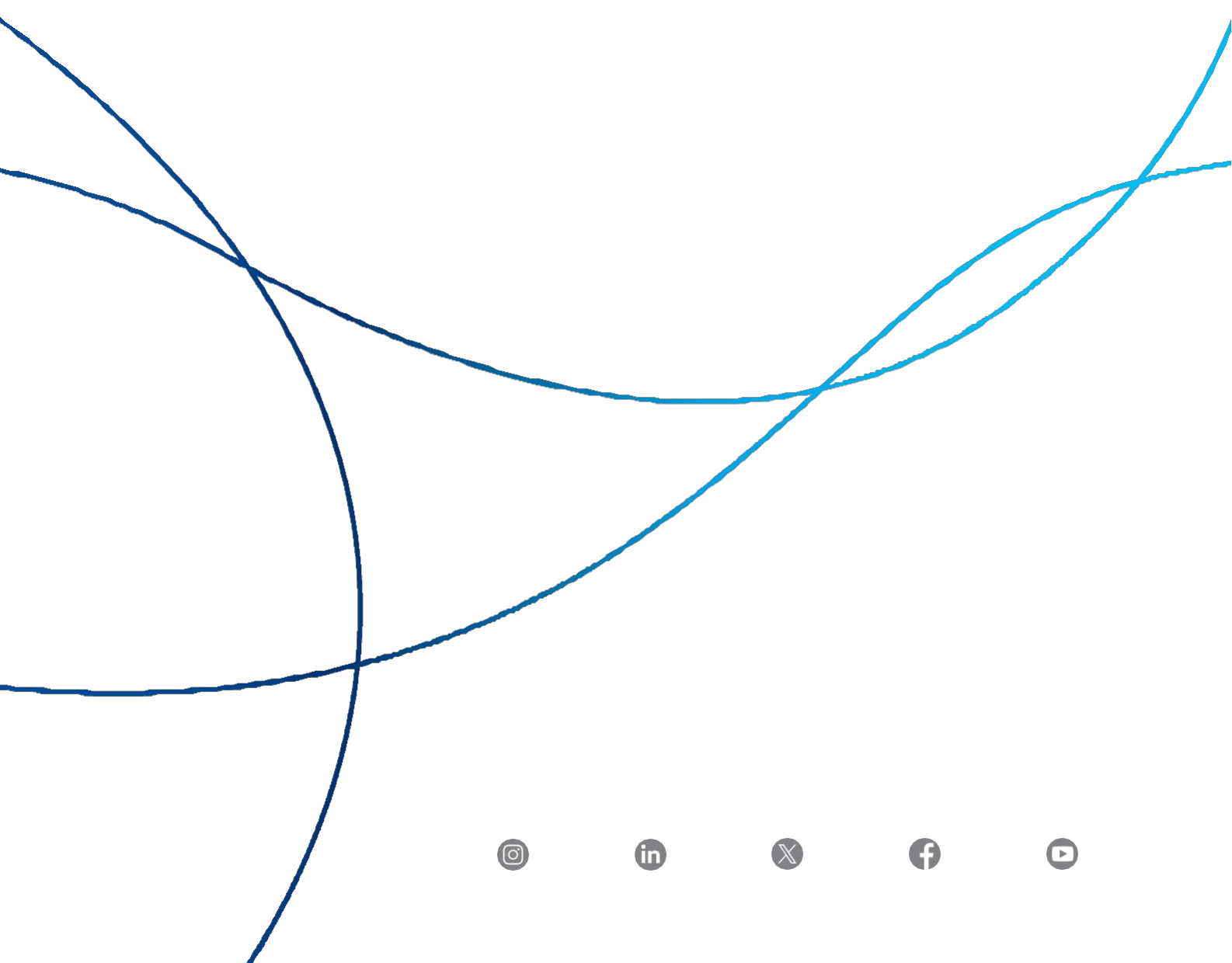
Hier
finden Sie Hinweise auf zukünftige und
archivierte Präsentationen aus
ein Jahr zurück, einschließlich Webcast-
Aufzeichnungen, Abschriften und Folien.
conocophillips.com/investors

Bestimmte Angaben in diesem Jahresbericht können als "zukunftsgerichtete" Aussagen betrachtet werden. Diese werden gemäß den "Safe Harbor"-Bestimmungen des Private Securities Litigation Reform Act von 1995. Die "Vorsichtsmaßnahme" in der Management's Discussion and Analysis im Formular 10-K von ConocoPhillips aus dem Jahr 2023 sollte in Verbindung mit diesen Aussagen gelesen werden.

"ConocoPhillips", "das Unternehmen", "wir", "uns" und "unser" werden in diesem Bericht austauschbar verwendet und beziehen sich auf die Geschäfte von ConocoPhillips und ihrer konsolidierten Tochtergesellschaften.

Vorsichtshinweis für US-Investoren - Die SEC erlaubt Öl- und Gasunternehmen, in ihren Berichten an die SEC nur nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven anzugeben. Wir verwenden in diesem Jahresbericht die Begriffe "Ressource" und "Ressourcen", die wir nach den Richtlinien der SEC nicht in unseren Berichten an die SEC verwenden dürfen. US-Investoren werden dringend gebeten, die Öl- und Gasangaben in unserem Formular 10-K und anderen Berichten und Einreichungen bei der SEC genau zu prüfen. Kopien sind bei der SEC und auf der Website von ConocoPhillips erhältlich.







2023 Annual Report

Letter to shareholders

Dear fellow shareholders,

ConocoPhillips delivered strong financial and operational results across our business in 2023, reflecting our deep, durable and diverse portfolio. We achieved record production across the entire company and within the Lower 48, reached several key milestones across our global operations and returned \$11 billion of capital to shareholders. Looking ahead to 2024 and beyond, we are making investments across our portfolio that continue to drive competitive returns on and of capital. These include long-term growth opportunities in our liquefied natural gas (LNG) business and accelerated efforts to reduce our greenhouse gas (GHG) emissions intensity. In 2024, we plan to distribute \$9 billion to our shareholders.

These achievements align with our Triple Mandate of responsibly and reliably meeting

energy transition pathway demand and delivering competitive returns on and of capital with a focus on achieving our net-zero operational emissions ambition. They also reflect the talent and dedication of our workforce.

Industry-leading value proposition

Last April at our Analyst & Investor Meeting, we reaffirmed our durable returns-focused value proposition with an updated 10-year financial plan that produces reliable free cash flow, allowing us to reward shareholders now and into the future. We remain committed to delivering superior returns through the cycles based on our foundational principles of balance sheet strength, peer-leading distributions, disciplined investments and responsible and reliable environmental, social and governance performance.

ADVANCING A 10-YEAR PLAN THAT REWARDS SHAREHOLDERS

\$11B
SHAREHOLDER
RETURN IN 2023
VIA A THREE-TIER
FRAMEWORK



Ordinary dividends	\$2.6B
Variable return of cash	\$3.0B
Share repurchases	\$5.4B

Committed to returning >30% of cash from operations through the cycles



As a leading exploration and production company, ConocoPhillips produced more than 1.8 million barrels of oil equivalent per day globally in 2023. We operate in some of the most prolific basins in the U.S. Lower 48, leveraging technologies and operational excellence to improve drilling and completion efficiencies. Internationally, our teams reached first production at several subsea tiebacks in Norway, Surmont Pad 267 in Canada and Bohai Phase 4B in China and achieved startup at the second phase of Montney's central processing facility in Canada. In 2023, our total reserve replacement ratio was 123%, highlighting the breadth and depth of our portfolio.

Long-life, low sustaining capital assets like Surmont play an important role in our low cost of supply portfolio. This past

“ConocoPhillips delivered strong financial and operational results across our business in 2023, reflecting our deep, durable and diverse portfolio.”

October, we opportunistically acquired the remaining 50% working interest in Surmont at an attractive price that fits our financial framework. Separately, we reached final investment decision (FID) in Alaska on Willow,

CONOCOPHILLIPS AT A GLANCE

As of Dec. 31, 2023

2023 highlights

- Generated earnings* of **\$11 billion**.
- Returned **\$11 billion** of capital to shareholders.
- Produced over **1.8 million** barrels of oil equivalent per day.
- Achieved **record full-year production** for total company and Lower 48.
- **Acquired remaining 50% working interest** in Surmont.
- **Reached FID** on the Willow project in Alaska.
- **Expanded global LNG business** to have equity, offtake and regasification agreements across major markets.

Who we are



ONE OF THE
WORLD'S LEADING
EXPLORATION
AND PRODUCTION
COMPANIES



~**9,900**
EMPLOYEES



BALANCED,
DIVERSIFIED GLOBAL
PORTFOLIO



13 COUNTRIES
WITH OPERATIONS
AND ACTIVITIES



AMONG TOP
NORTH AMERICAN
SHAPE
PRODUCERS



\$96B
IN TOTAL ASSETS

*Earnings refers to net income.

a project with estimated peak production of 180,000 barrels of oil per day. Located 8 miles from our existing infrastructure, Willow is an extension of our Alaska business, where we have over 50 years as a proven, responsible operator in the state.

LNG will play a valuable role through the energy transition. In 2023, we advanced our global LNG strategy through expansion in Qatar, FID at Port Arthur LNG, regasification agreements in the Netherlands and offtake agreements in Mexico. We now have equity, offtake and regasification agreements across major global markets.

Fulfilling our Triple Mandate

ConocoPhillips executed across all aspects of our Triple Mandate in 2023. We achieved a 17% return on capital employed and delivered on our plan to return \$11 billion of capital to shareholders, well in excess of our greater than 30% of cash from operations (CFO) annual through-the-cycle commitment. We did this through ordinary dividends, variable return of cash distributions and share repurchases. Since 2017, following our strategy reset, our total shareholder distributions have averaged ~45% of CFO. In 2023, we increased our ordinary dividend by 14%, from 51 cents per share to 58 cents per share. We believe that our CFO-based returns framework differentiates us relative to peers and is a competitive advantage.

Advancing our Paris-aligned climate risk strategy, we accelerated our company's Scope 1 and 2 GHG emissions-intensity reduction target through 2030 from 40-50% to 50-60%, using a 2016 baseline. We were one of 10 U.S.-based companies awarded the Oil & Gas Methane Partnership 2.0's Gold Standard Pathway designation in recognition of our ambitious multi-year measurement-based reporting plan, which goes beyond current regulatory requirements.

Our Low Carbon Technologies organization continues to work with the company's business units to develop and implement region-specific emissions-reduction initiatives and identify potential technology solutions for hard-to-abate emissions. We are exploring hydrogen opportunities in the U.S., Middle East and Asia Pacific regions, and advanced a project to potentially develop a low-carbon ammonia production facility on the U.S. Gulf Coast that would supply low-carbon fuels from the U.S. for use domestically and in Europe, Japan and greater Asia. In Canada, we are a member of Pathways Alliance, a group of six companies collaborating to evaluate the commerciality of large-scale carbon capture and storage with support from the provincial and federal governments.

World-class workforce

At ConocoPhillips, our people drive our success, so it is imperative that we create a workplace where everyone feels safe, respected and valued. The work we do is challenging and involves hazards, but it is

never so urgent or important that we cannot take the time to do it safely. We always look for ways to operate more safely, efficiently and responsibly, with an emphasis on reducing human error. In 2023, we continued our focus on programs and processes to attract and retain a global workforce with the skills to achieve our strategic objectives. Our workforce brings passion and excitement for solving important problems, and we are grateful for their ongoing contributions.

Premier and differentiated E&P

We are a premier exploration and production company with a diversified global portfolio in key unconventional basins in the Lower 48 and Canada and conventional opportunities in Alaska and international markets, as well as growing opportunities to expand our LNG business. Our competitive returns and durable cash flow growth differentiate us from our peers, and we are focused on reducing operational GHG emissions intensity to meet energy transition pathway demand. I am proud of the accomplishments across our organization. Our portfolio is well positioned to generate competitive returns for decades to come.



Ryan M. Lance

Chairman and Chief Executive Officer

Feb. 15, 2024



Located south of Fort McMurray, Alberta, Canada, Surmont is a 100% working interest asset that offers sustained, long-life production.

SPOTLIGHT

Surmont: A long-life, low sustaining capital asset

In October 2023, ConocoPhillips became the sole owner of Surmont, an oil sands asset in Canada that we have co-owned and operated since its inception more than 25 years ago.

Surmont is a steam-assisted gravity drainage development that is estimated to contain over 2 billion barrels of commercial resources and offers sustained, long-life production. Given our history and intimate knowledge of the asset, we understood its potential. When the remaining working interest became available, we knew it fit within our portfolio and financial framework.

“Long-life, low sustaining capital assets like Surmont play an important role in our deep, durable and diverse low cost of supply portfolio,” said Ryan Lance, chairman and chief executive officer, announcing the acquisition completion. “This transaction enhances our returns-focused value proposition, improves our return on capital employed, lowers our free cash flow breakeven and is expected to deliver significant free cash flow for decades to come.

We know this asset very well and plan to further optimize it while remaining on track to achieve our greenhouse gas (GHG) emission-intensity reduction goals.”

We completed the purchase of the remaining 50% in Surmont for approximately \$2.7 billion, as well as future contingent payments of up to approximately \$0.4 billion CAD (\$0.3 billion).

Surmont’s gross-operated GHG emissions intensity has declined by about 20% since 2016, and ConocoPhillips is working on future operational emissions reductions. We are also part of Pathways Alliance, a group of six companies working toward a goal of net-zero Scope 1 and 2 emissions from oil sands operations.

In December 2023, ConocoPhillips achieved first production on Pad 267, Surmont’s first new pad since 2016. Pad 267 will deliver some of the lowest cost of supply resource in our entire portfolio.

2023

UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, D.C. 20549

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, 2023**

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

01-0562944

(State or other jurisdiction of incorporation or organization)

(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, 2023, the last business day of the registrant's most recently completed second fiscal quarter, based on the closing price on that date of \$103.61, was \$124.0 billion.

The registrant had 1,176,408,368 shares of common stock outstanding at January 31, 2024.

Documents incorporated by reference:

Portions of the Proxy Statement for the Annual Meeting of Stockholders to be held on May 14, 2024 (Part III)

This Page Intentionally Left Blank.

Table of Contents

	Page
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 International	13
Other	14
Delivery Commitments	15
Competition	15
Human Capital Management	16
General	19
1A. Risk Factors	20
1B. Unresolved Staff Comments	28
1C. CyberSecurity	28
3. Legal Proceedings	30
4. Mine Safety Disclosures	30
Information About our Executive Officers	30
Part II	
5. Market for Registrant’s Common Equity, Related Stockholder Matters and Issuer Purchases of Equity Securities	32
6. [Reserved]	
7. Management’s Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations	34
7A. Quantitative and Qualitative Disclosures About Market Risk	67
8. Financial Statements and Supplementary Data	70
9. Changes in and Disagreements with Accountants on Accounting and Financial Disclosure	160
9A. Controls and Procedures	160
9B. Other Information	160
9C. Disclosure Regarding Foreign Jurisdictions that Prevent Inspections	160
Part III	
10. Directors, Executive Officers and Corporate Governance	161
11. Executive Compensation	161
12. Security Ownership of Certain Beneficial Owners and Management and Related Stockholder Matters	161
13. Certain Relationships and Related Transactions, and Director Independence	161
14. Principal Accounting Fees and Services	161
Part IV	
15. Exhibits, Financial Statement Schedules	162
Signatures	167

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 of barrels of oil equivalent per day
MMBOED	million of 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
CCS	carbon capture and storage
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
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
DEI	diversity, equity and inclusion
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 20 and “CAUTIONARY STATEMENT FOR THE PURPOSES OF THE ‘SAFE HARBOR’ PROVISIONS OF THE PRIVATE SECURITIES LITIGATION REFORM ACT OF 1995,” beginning on page 65.

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 13 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, 2023, we employed approximately 9,900 people worldwide and had total assets of about \$96 billion. Total company production for the year was 1,826 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 six operating segments, defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; Asia Pacific; and Other International. For operating segment and geographic information, see Note 24.

We explore for, produce, transport and market crude oil, bitumen, natural gas, NGLs and LNG on a worldwide basis. At December 31, 2023, our operations were producing in the U.S., Norway, Canada, Australia, Malaysia, Libya, China and Qatar.

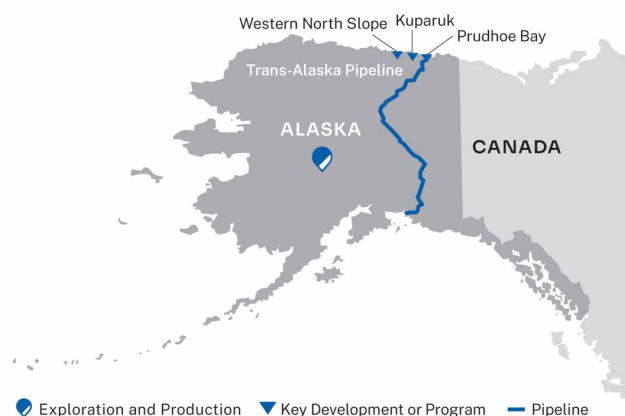
The information listed below appears in the *“Supplementary Data - Oil and Gas Operations”* disclosures following the Notes to Consolidated Financial Statements and is incorporated herein by reference:

- 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 85 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		
	2023	2022	2021
Crude oil			
Consolidated operations	3,032	2,975	2,964
Equity affiliates	89	93	63
Total Crude Oil	3,121	3,068	3,027
Natural gas liquids			
Consolidated operations	892	845	644
Equity affiliates	48	50	33
Total Natural Gas Liquids	940	895	677
Natural gas			
Consolidated operations	1,408	1,461	1,523
Equity affiliates	879	959	617
Total Natural Gas	2,287	2,420	2,140
Bitumen			
Consolidated operations	410	216	257
Total Bitumen	410	216	257
Total consolidated operations	5,742	5,497	5,388
Total equity affiliates	1,016	1,102	713
Total company	6,758	6,599	6,101

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 two of North America's largest oil fields located on Alaska's North Slope: Prudhoe Bay and Kuparuk. 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 2023. Alaska operations contributed 15 percent of our consolidated liquids production and two percent of our consolidated natural gas production.

	Interest	Operator	2023			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Greater Prudhoe Area	36.1 %	Hilcorp	66	16	35	87
Greater Kuparuk Area	89.2-94.7	ConocoPhillips	64	—	2	65
Western North Slope	100.0	ConocoPhillips	43	—	1	43
Total Alaska			173	16	38	195

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 2023, on average, there were two 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 2023, we operated one drilling rig and two workover rigs. The Nuna project, which targets the Moraine reservoir, was sanctioned in 2023 with first oil anticipated by early 2025. The Coyote reservoir discovered in 2021 progressed to development in 2023 with additional wells planned in 2024 and 2025.

Western North Slope

The Western North Slope includes the Colville River Unit, the Greater Mooses Tooth Unit and the Bear Tooth Unit. In 2023, on average, there were two rigs drilling throughout the year.

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. In 2023, we focused our development activities on the Narwhal trend, a reservoir within the Alpine Field, and anticipate completing the current phase in 2024. The results will help inform the design and optimization of future development.

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). Development activity continued in 2023.

On March 12, 2023, the Department of the Interior issued a Record of Decision (ROD) approving the Willow project, and in December 2023, we announced FID. The project will consist of three drill sites, an operations center and camp, and a processing facility. First production is anticipated in 2029.

Exploration

In 2023, the Bear-1 exploration well was drilled at a location 30 miles south of the Greater Kuparuk Area and east of the Colville River on state lands. No commercial hydrocarbons were found, and the well was deemed a dry hole and permanently plugged and abandoned.

Transportation

We transport the petroleum liquids produced on the North Slope to Valdez, Alaska through an 800-mile pipeline that is part of Trans-Alaska Pipeline System (TAPS). We have a 29.5 percent ownership interest in TAPS, and we also have ownership interests in and operate the Alpine, Kuparuk and Oliktok pipelines on the North Slope.

Our wholly owned subsidiary, Polar Tankers, Inc., manages the marine transportation of our North Slope production, using five company-owned, double-hulled tankers, and charters 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 and the Gulf of Mexico, with a portfolio mainly consisting of low cost of supply, short cycle time, resource-rich unconventional plays and commercial operations. Based on 2023 production volumes, the Lower 48 is our largest segment and contributed 64 percent of our consolidated liquids production and 76 percent of our consolidated natural gas production.

	2023			
	Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production				
Delaware Basin	274	135	768	537
Eagle Ford	114	61	306	226
Midland Basin	105	42	205	182
Bakken	66	16	150	106
Other	10	2	28	16
Total Lower 48	569	256	1,457	1,067

Delaware Basin

We hold approximately 654,000 unconventional net acres in the Delaware Basin spanning west Texas through southeast New Mexico. Current development activity targets prospects in the Avalon, Bone Springs and Wolfcamp formations while balancing leasehold obligations and permit terms. We operated ten rigs and three frac crews on average during 2023, resulting in 160 operated wells drilled and 148 operated wells brought online.

Eagle Ford

We hold approximately 199,000 unconventional 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 six rigs and two frac crews on average during 2023, resulting in 143 operated wells drilled and 123 operated wells brought online.

Midland Basin

We hold approximately 248,000 unconventional 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 both Spraberry and Wolfcamp reservoir targets. We operated five rigs and two frac crews on average during 2023, resulting in 98 operated wells drilled and 106 operated wells brought online.

Bakken

We hold approximately 562,000 unconventional 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 2023, resulting in 61 operated wells drilled and 37 operated wells brought online.

Partner-Operated

We participate in partner-operated wells when they align with our investment decision criteria and development strategies. In 2023, we participated in partner-operated wells with varying working interests across our Lower 48 portfolio.

Facilities

We operate and own, with varying interests, centralized condensate processing facilities in Texas and New Mexico in support of our Eagle Ford, Delaware 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 2023, operations in Canada contributed seven percent of our consolidated liquids production and three percent of our consolidated natural gas production.

Average Daily Net Production			2023				
	Interest	Operator	Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMBD	Bitumen MBD	Total MBOED
Surmont*	100.0 %	ConocoPhillips	—	—	—	81	81
Montney	100.0	ConocoPhillips	9	3	65	—	23
Total Canada			9	3	65	81	104

*Acquired remaining 50 percent working interest in Surmont in October 2023. See Note 3.

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, 2023, we held approximately 684,000 net acres of land in the Athabasca Region of northeastern Alberta.

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 October 2023, we completed our acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont from TotalEnergies EP Canada Ltd. We achieved first production on Pad 267 in December. We expect first production in 2025 on our next pad, Pad 104.

Montney

The Montney is an unconventional play located in northeastern British Columbia. At December 31, 2023, we held approximately 297,000 net acres of land in the Montney.

In 2023, we continued development of the asset with the next series of pads, which included drilling 16 horizontal wells and bringing 15 wells online. The second phase of our central processing facility was successfully started in the third quarter.

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, and commercial and terminalling operations in the U.K. In 2023, operations in Europe, Middle East and North Africa contributed nine percent of our consolidated liquids production and 16 percent of our consolidated natural gas production.

Norway

	Interest	Operator	2023			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Greater Ekofisk Area	28.3-35.1%	ConocoPhillips	42	2	42	51
Heidrun	24.0	Equinor	10	—	39	17
Aasta Hansteen	10.0	Equinor	—	—	66	11
Troll	1.6	Equinor	1	—	59	11
Visund	9.1	Equinor	1	2	48	11
Alvheim	20.0	Aker BP	5	—	10	7
Other	Various	Equinor	5	—	15	7
Total Norway			64	4	279	115

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. The Tommeliten A development, a new subsea tieback to Ekofisk, achieved first production in 2023, and the Eldfisk North subsea development will be tied back to Eldfisk, with first production expected in 2024.

Heidrun Field

The Heidrun Field is located in the Norwegian Sea. Produced crude oil is stored in a floating storage unit and exported via shuttle tankers. Most of the gas is transported to Europe via gas processing terminals in Norway with some reinjected for pressure support if required. A portion of the gas is also transported for use as feedstock in a methanol plant in Norway, in which we have an 18 percent interest.

Aasta Hansteen Field

The Aasta Hansteen Field is located in the Norwegian Sea. Produced condensate is loaded onto shuttle tankers and transported to market. Gas is transported through the Polarled gas pipeline to the onshore Nyhamna processing plant for final processing prior to export to market.

Troll Field

The Troll Field lies in the northern part of the North Sea and consists of the Troll A, B and C platforms. The natural gas from Troll A is transported to Kollsnes, Norway. Crude oil from floating platforms Troll B and Troll C is transported to Mongstad, Norway, for storage and export.

Visund Field

The Visund Field is located in the northern part of the North Sea and consists of a floating drilling, production and processing unit and subsea installations. Crude oil is transported by pipeline to a nearby third-party field for storage and export via tankers. The natural gas is transported to the gas processing plants at Kollsnes and Kårstø, through the Gassled transportation system.

Alvheim Field

The Alvheim Field is located in the northern part of the North Sea and consists of a FPSO vessel and subsea installations. Produced crude oil is exported via shuttle tankers and natural gas is transported to the Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) Terminal at St. Fergus, U.K., through the SAGE Pipeline. The Kobra East and Gekko (KEG) project, a new subsea tieback to the Alvheim FPSO, achieved first production in 2023.

Other Fields

We also have varying ownership interests in three other producing fields in the Norwegian sector of the North Sea. In 2023, the partner-operated Breidablikk project achieved first production.

Exploration

In 2023, we participated in the partner-operated Ve exploration well on PL919 located in the North Sea. We were also awarded two new exploration licenses, PL1146B and PL036G located in the North Sea and traded into two licenses, PL886 and PL886B located in the Norwegian Sea. In the third quarter of 2023, we recorded the investment in the suspended Warka discovery well on license PL1009, located in the Norwegian Sea and drilled in 2020, as dry hole expense. In 2024, we plan to drill the second appraisal well in the 2020 Slagugle discovery located in the Norwegian Sea and participate in a partner-operated exploration well in the Alvheim Deep prospect.

Transportation

We have a 35.1 percent 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

Average Daily Net Production	Interest	Operator	2023			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
QatarEnergy LNG N(3)	30.0 %	QatarEnergy LNG	13	8	375	83

QatarEnergy LNG N(3) (N3), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) (QG3), 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.

N3 executed the development of the onshore and offshore assets as a single integrated development with QatarEnergy LNG N(4) (N4), formerly Qatargas 4 (QG4), a joint venture between QatarEnergy and Shell plc. This included the joint development of offshore facilities situated in a common offshore block in the 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 combined and shared.

During 2022, we were awarded a 25 percent interest in each of two new joint ventures with QatarEnergy to participate in the North Field East (NFE) and North Field South (NFS) LNG projects. Formation of the NFE joint venture, QatarEnergy LNG NFE (4) (NFE4), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (8) (QG8), closed in December 2022 and the formation of the NFS joint venture, QatarEnergy LNG NFS (3) (NFS3), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (12) (QG12), closed in June 2023. *See Note 3 and Note 4.*

Libya

			2023			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Waha Concession	20.4 %	Waha Oil Co.	48	—	29	53

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.

Asia Pacific



The Asia Pacific segment has exploration and production operations in China, Malaysia, Australia and commercial operations in China, Singapore and Japan. In 2023, operations in the Asia Pacific segment contributed five percent of our consolidated liquids production and three percent of our consolidated natural gas production.

Australia

	Interest	Operator	2023			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Australia Pacific LNG	47.5 %	ConocoPhillips/ Origin Energy	—	—	844	141

Australia Pacific LNG Pty Ltd. (APLNG), our joint venture with Origin Energy Limited 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 20-year sales agreements for 7.6 MTPA of LNG, and Japan-based Kansai Electric Power Co., Inc. under a 20-year sales agreement for approximately 1 MTPA of LNG.

For additional information, *see Note 3, Note 4 and Note 10.*

Exploration

We own an 80 percent working interest in both Exploration Permit (T/49P) and (VIC/P79) located in the Otway Basin, Australia. Existing seismic data for both permits is being evaluated for future exploration drilling opportunities.

During 2023, we executed a drilling consortium agreement with other operators in Australia and secured a contract for a semi-sub drilling rig. The proposed exploration program involves seabed surveys and two exploration wells planned for 2025.

China

			2023					
			Interest	Operator	Crude Oil	NGL	Natural Gas	Total
					MBD	MBD	MMCFD	MBOED
Average Daily Net Production								
Penglai	49.0 %	CNOOC	32	—	—	32		

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 crude oil produced from the block is sold to the China domestic market, with the remainder exported to international markets.

Phase 3 consists of three wellhead platforms and a central processing platform. First production from Phase 3 was achieved in 2018. This project could include up to 186 wells, 175 of which have been completed and brought online as of December 2023.

Phase 4A consists of one wellhead platform and achieved first production in 2020. This project could include up to 62 new wells, 54 of which have been completed and brought online as of December 2023.

Phase 4B consists of two wellhead platforms, WHP-H and WHP-N, both of which achieved first production in the fourth quarter of 2023. This project could include up to 144 new wells, 3 of which have been completed and brought online as of December 2023.

Malaysia

			2023			
			Crude Oil MBD	NGL MBD	Natural Gas MMCFD	Total MBOED
Average Daily Net Production						
Gumusut	29.5 %	Shell	13	—	—	13
Malikai	35.0	Shell	12	—	—	12
Kebabangan (KBB)	30.0	KPOC	1	—	47	9
Siakap North-Petai	21.0	PTTEP	2	—	1	2
Total Malaysia			28	—	48	36

We have varying stages of exploration, development and production activities across approximately 2.7 million net acres in Malaysia, with working interests in six PSCs. Four of these PSCs are located in waters off the eastern Malaysian state of Sabah: Block G, Block J, the Kebabangan Cluster (KBBC), which we do not operate, and Block SB405, an operated exploration block acquired in 2021. We also operate another two exploration blocks, Block WL4-00 and Block SK304, in waters off the eastern Malaysian state of Sarawak.

*Block J**Gumusut*

We own a 29.5 percent working interest in the unitized Gumusut Field. Gumusut Phase 3 first oil was achieved in 2022. Development drilling associated with Gumusut Phase 4, a four-well program targeting the Brunei acreage of the unitized Gumusut Field that straddles Malaysia and Brunei waters, is planned to commence in early 2024 with first oil anticipated 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 Upthrown Canyon gas and condensate fields.

KBB

Gas is transported from the KBB platform via pipeline for sale to the domestic gas market. During 2019, KBB tied-in to a nearby third-party floating LNG vessel, which provided increased 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 own a 50 percent working interest and operate both Blocks WL4-00 and SK304. Block WL4-00 encompasses 0.3 million net acres primarily in the Salam and Benum Fields. Block SK304 encompasses 1.1 million net acres off the coast of Sarawak, offshore Malaysia. We continue to evaluate these blocks and are using information from prior well results to help optimize future development plans.

In 2021, we were awarded operatorship and an 85 percent working interest in Block SB405 encompassing 1.2 million net acres off the coast of Sabah, offshore Malaysia. A 3D seismic survey was acquired in 2022, and processing and evaluation of this data is currently ongoing.

Other International

The Other International segment includes interests in Colombia as well as contingencies associated with prior operations in other countries.

Colombia

We have an 80 percent operating interest in the Middle Magdalena Basin Block VMM-3 extending over approximately 67,000 net acres. In addition, we have an 80 percent working interest in the VMM-2 Block, which extends over approximately 58,000 net acres and is contiguous to the VMM-3 Block. The contracts for this project are currently in force majeure due to the lack of a defined environmental licensing required for the execution of unconventional exploratory activities. Additionally, the government of Colombia supports a ban on such activities.

Venezuela

For discussion of our contingencies in Venezuela, *see Note 11*.

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 producing equity LNG facilities located in Australia and Qatar, by which volumes are primarily sold under long-term contracts with prices based on market indices. In 2023, we continued to progress our global LNG strategy, acquiring a 30 percent equity interest in the Port Arthur LNG (PALNG) facility and contracting 5 MTPA offtake capacity. We secured additional offtake capacity in North America of 2.4 MTPA, which includes a 20-year offtake agreement for approximately 2.2 MTPA at the Saguaro LNG project on the West Coast of Mexico, subject to Mexico Pacific reaching FID and other certain conditions precedent as well as a 5-year offtake agreement for 0.2 MTPA at the Energia Costa Azul Phase 1. In addition, we executed additional regasification capacity and services agreements for approximately 1.7 MTPA, including a 15-year throughput agreement for 1.5 MTPA of capacity and a 5-year services agreement for 0.2 MTPA at the Gate LNG terminal in the Netherlands. Our marketing efforts are focused on further progressing the placement of our offtake volumes into Europe and Asia.

Energy Response Partnerships

We maintain memberships in several response and containment partnerships across the globe as a key element of our emergency response preparedness program in addition to internal response resources.

Marine Well Containment Company (MWCC)

We are a founding member of the MWCC, a non-profit organization formed in 2010, which provides well containment equipment and technology in the deepwater U.S. Gulf of Mexico. MWCC's containment system meets the U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement requirements for a subsea well containment system that can respond to a deepwater well control incident in the U.S. Gulf of Mexico.

Oil Spill Response Limited (OSRL) - Subsea Well Intervention Service (SWIS)

OSRL-SWIS is a non-profit organization in the U.K. that is an industry funded joint initiative providing the capability to respond to subsea well-control incidents. Through our SWIS subscription, ConocoPhillips has access to equipment that is maintained and stored in a response ready state. This provides well capping and containment capability outside the U.S.

Oil Spill Response Removal Organizations (OSROs)

We maintain memberships in several OSROs, many of which are not-for-profit cooperatives owned by the member companies wherein we may actively participate as a member of the board of directors, steering committee, work group or other supporting role. 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, 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 recoveries from our legacy fields, improve the efficiency of our exploration program, produce heavy oil economically with lower emissions and implement sustainability measures.

LNG Liquefaction

We are the second-largest LNG liquefaction technology provider globally. 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.

Low-Carbon Technologies

In 2021, we established a multi-disciplinary Low-Carbon Technologies organization, with the remit to support our net-zero ambition, understand the alternative energy landscape and prioritize opportunities for future competitive investment. We continue our focus on implementing emissions reduction projects across our global portfolio, including operational efficiency measures and methane and flaring reductions. In April 2023, we accelerated our 2030 GHG emissions intensity reduction target to a 50-60 percent reduction by 2030 from a 2016 baseline on both a gross operated and net equity basis. In addition, we set a new near-zero methane intensity target of less than 1.5-kilogram carbon dioxide equivalent per BOE by 2030. We are also on track to meet the World Bank Zero Routine Flaring goal by 2025. To help achieve these targets, the Low-Carbon Technologies organization continued to work with the company's business units to develop and implement region-specific emission reduction initiatives and identify potential technology solutions for hard-to-abate emissions.

Over the last two years, we continued our work to identify additional pathways to abate our Scope 1 and 2 emissions as well as low-carbon opportunities for future competitive investment. For example:

- We conducted CCS and electrification studies, initiated zero/low emission equipment design enhancements, installed mechanisms to continuously monitor and detect methane emissions and implemented operational changes to reduce flaring and methane venting volumes.
- We evaluated carbon dioxide storage sites primarily along the U.S. Gulf Coast, progressed land acquisition efforts and business development work, initiated permitting activities for potential appraisal wells for carbon sequestration and advanced engineering studies for multiple opportunities.
- We advanced hydrogen opportunities in the U.S., Middle East and Asia Pacific regions. In September 2023, JERA and Uniper announced a non-binding Heads of Agreement together with ConocoPhillips, for the potential sale of ammonia to Uniper. This agreement further advanced our cooperation to potentially develop a low-carbon, ammonia production facility on the U.S. Gulf Coast that would supply low-carbon fuels from the U.S. for use in the U.S., Europe, Japan and greater Asia.

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 440 billion cubic feet of natural gas, 275 million barrels of crude oil and 15.9 million megawatt hours of electricity in the future. These contracts have various expiration dates through the year 2030. We expect to fulfill these delivery commitments with third-party purchases, as supported by our gas management and power supply 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, 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

Values, Principles and Governance

At ConocoPhillips, our strategy, performance, culture and reputation are fueled by our workforce. We recognize that attracting, retaining, and developing talent is a competitive imperative within our changing industry. Our human capital management (HCM) approach starts with a foundation in our core SPIRIT Values – Safety, People, Integrity, Responsibility, Innovation, and Teamwork. These SPIRIT Values set the tone for how we interact with all of our internal and external stakeholders. We believe a safe organization is a successful organization, and therefore, we prioritize personal and process safety across the company. Our SPIRIT Values are a source of pride. Our day-to-day work is guided by the principles of accountability and performance, which means the way we do our work is as important as the results we deliver. We believe these core values and principles set us apart, align our workforce and provide a foundation for our culture.

Our Executive Leadership Team (ELT) and our Board of Directors play a key role in setting our HCM strategy and driving accountability for meaningful progress. The ELT and Board of Directors engage often on workforce-related topics. Our HCM programs are overseen and administered by our human resources function with support from business leaders across the company.

We depend on our workforce to successfully execute our company's strategy and we recognize the importance of creating a workplace where our people feel valued. Our HCM programs are built around three pillars that we believe are necessary for success: a compelling culture, attracting a world-class workforce and valuing our people. Each of these pillars is described in more detail below.

A Compelling Culture

How we do our work is what sets us apart and drives our performance. We are experts in what we do and continuously find ways to do our jobs better. Our different backgrounds, ideas and views drive our success. Together, we deliver strong performance, but not at all costs. We embrace our core cultural attributes that are shared by everyone, everywhere.

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 risk. 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. HSE audits are conducted on business units and staff groups to ensure conformance with ConocoPhillips HSE policies, standards and practices where improvement actions are identified and 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, maintenance programs and designs. 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.

Diversity, Equity and Inclusion

As our industry evolves, we will continue to face both new opportunities and challenges, requiring a workforce that is equipped to address this evolution. We also need to cultivate an environment where everyone is encouraged and able to contribute — no matter their role, level or location. This is how innovation thrives, leading to a better business outcome. That is why we have put an emphasis on, and are committed to, elevating DEI and creating a great place to work.

At ConocoPhillips, we believe our unique differences power the future of energy. Our DEI vision is to foster an inclusive culture that values the rich mixture of backgrounds, identities and workstyles of our people, built on equitable practices that support all employees in unlocking their full potential. Our commitment to DEI is foundational to our SPIRIT Values and to achieving our business objectives. All employees play a part in creating and sustaining an inclusive work environment because everyone benefits from DEI.

The ELT has ultimate accountability for advancing our DEI commitments through a governance structure that includes a Chief Diversity Officer (CDO), a dedicated DEI organization and a global DEI Council consisting of senior leaders from across the company. The company sets goals and measures progress based on a transparent DEI strategy with four pillars that guide our focus and approach: people, programs and processes, culture and our external brand and reputation. All company leaders are accountable for advancing DEI through local efforts. Our DEI efforts and progress are regularly reviewed with the Board of Directors.

We continue to actively monitor diversity metrics on a global basis. We are committed to being transparent as we build a more diverse, equitable and inclusive workplace. Tables of 2023 employee demographics by gender and ethnicity, and by country, are shown below:

2023 Employees by Gender and Race/Ethnicity

	Global		U.S.	
	Male	Female	White	POC*
All Employees	73 %	27 %	68 %	32 %
All Leadership	74	26	76	24
Top Leadership	74	26	82	18
Junior Leadership	74	26	74	26

*"POC" refers to People of Color or racial and ethnic minorities self-reported in the U.S.

2023 Employees by Country	Percent of Total
U.S.	66 %
Norway	16
Canada	9
Australia	3
U.K.	3
Other Global Locations	3
	100 %

Attracting A World-Class Workforce

Our continued success requires a strong workforce with the right skills across the globe to achieve our strategic objectives. We recruit extensively for experienced hires with critical skills to help us sustain a broad range of expertise. We also offer university internships across multiple disciplines and partner with diversity organizations and universities to create a pipeline for early-career talent. We strive to ensure equitable practices in every aspect of our recruitment process and conduct talent assessments to ensure we have the organizational capacity and capabilities to successfully execute our business plans.

We closely monitor recruitment metrics through internal talent dashboards and track voluntary turnover metrics to guide our retention activities.

2023 Hiring & Attrition Metrics	Percent of Total
U.S. University hire acceptance	73 %
U.S. Interns acceptance	71
Diversity hiring - Women	27
Diversity hiring - U.S. POC	41
Total voluntary attrition	4

Valuing our People

Employee Engagement and Development

We focus on the engagement and development of our workforce and encourage our employees to build diverse and fulfilling careers at ConocoPhillips. We develop our workforce through a combination of on-the-job learning, formal training, regular feedback, coaching and mentoring. Skills-based Talent Management Teams (TMTs) guide targeted employee development and career progression by skills, discipline and location. The TMTs help identify our workforce planning needs and assess the availability of critical skill sets within the company. We use a performance management program focused on objectivity, credibility and transparency. The program includes broad stakeholder feedback, real-time monetary and non-monetary recognition and a formal “how” rating to assess behaviors to ensure they align with our SPIRIT Values.

We empower our employees to grow their careers through personal and professional development opportunities, including individual development plans, annual career development conversations with supervisors, a voluntary 360-feedback tool and training on a broad range of technical and professional skills. Succession planning is a top priority for management and the Board of Directors. This work ensures we have the talent available for critical leadership roles and serves to inspire employees to reach their ultimate potential and limit business interruption.

Taking steps to measure and assess employee satisfaction and engagement is at the heart of long-term business success and creating a great place to work for our global workforce. Since 2019, the ConocoPhillips Perspectives Survey has become our primary listening platform for gathering feedback on employee sentiment and promoting our “Who We Are” culture. Our leadership reviews the survey feedback to guide priorities and goals. Our employee feedback strategy is delivered through this annual engagement survey and as needed; shorter ad hoc surveys are leveraged to unlock targeted insights in support of our human capital priorities.

Compensation, Benefits and Well-Being

We offer competitive, performance-based compensation packages and have global equitable pay practices. Our compensation programs are generally comprised of a base pay, the annual Variable Cash Incentive Program (VCIP) and, for eligible employees, the Restricted Stock Unit (RSU) program. From the CEO to the frontline worker, every employee participates in VCIP, our annual incentive program, which aligns employee compensation with ConocoPhillips’ success on critical performance metrics and also recognizes individual performance. Our RSU program is designed to attract and retain employees, reward performance and align employee interest with stockholders by encouraging stock ownership. Our retirement and savings plans are intended to support the financial futures of our employees and are competitive within local markets.

We routinely benchmark our global compensation and benefits programs to ensure they are competitive, inclusive, aligned with company culture and allow our employees to meet their individual needs and the needs of their families. We provide flexible work schedules and competitive time off, including parental leave policies in many locations. We also offer employees flexibility through the Hybrid Office Work (HOW) program in all of our global locations, which provides eligible employees a combination of work from both office and home. We also provide coverage for families requiring disability support, elder care and childcare, including onsite childcare, where access locally is a challenge.

Our global wellness programs include biometric screenings and fitness challenges designed to educate and promote a healthy lifestyle. All employees have access to our employee assistance program, and many of our locations offer custom programs to support mental well-being.

Compensation Risk Mitigation

We have considered the risks associated with each of our executive and broad-based compensation programs and policies. As part of the analysis, we considered the performance measures we use as well as the different types of compensation, varied performance measurement periods and extended vesting schedules that we utilize under each incentive compensation program. As a result of this review, management concluded that the risks arising from our compensation policies and practices are not reasonably likely to have a material adverse effect on the company. As part of the Board of Directors’ oversight of our risk management programs, the Human Resources Compensation Committee (HRCC) conducts a similar review with the assistance of its independent compensation consultant. The HRCC agrees with management’s conclusion that the risks arising from our compensation policies and practices are not reasonably likely to have a material adverse effect on the company.

General

The environmental information contained in Management’s Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations on pages 56 through 58 under the captions “Environmental” and “Climate Change” is incorporated herein by reference. It includes information on expensed and capitalized environmental costs for 2023 and those expected for 2024 and 2025.

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 NGL. These prices are tied to market prices that can fluctuate widely, and many of the factors influencing the prices are beyond our control. For example, over the course of 2023, WTI crude oil prices ranged from a low of \$67 per barrel in March to a high of \$94 per barrel in August. Given the volatility in commodity price drivers and the worldwide political and economic environment, including potential economic slowdowns or recessions, unexpected shocks to supply and demand resulting from future global health crises such as those experienced in connection with the COVID-19 pandemic or increased uncertainty generated by recent (and potential future) armed hostilities 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 acquisitions. 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 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 NGL 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.

Unless we successfully develop resources, the scope of our business will decline, resulting in an adverse impact to our business.

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 to locate, acquire and develop new sources of supply and to produce crude oil, bitumen, natural gas and NGLs in an efficient, cost-effective manner. In addition, as the energy transition progresses, 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 energy transition plans is subject to a number of risks and uncertainties and may be costly to achieve.

In 2020, we announced our Paris-aligned climate risk framework, including an ambition to achieve net-zero operational emissions by 2050. In 2022, we published our Plan for the Net-Zero Energy Transition (the “Plan”) and continued to set increasingly ambitious targets around operational GHG emissions intensity and reducing methane emissions and flaring. Our ability to achieve stated targets, goals and ambitions is subject to a number of risks and uncertainties out of our control, government policies and markets, as well as potential regulations that may impair our ability to execute on current or future plans. Such achievement also depends on the accelerated pace of development of effective emissions measurement and abatement technologies, and the actual pace of development may be inadequate, or the technologies actually developed may be insufficient. Furthermore, we are still in the planning stages, and the Plan's execution could be costly, may have unforeseen obstacles, may proceed at varying paces during the timeframe allotted for the Plan and may be accomplished in a manner that we cannot predict at this time. We may be required to purchase emission credits in the future, and there may be an insufficient supply of offsets to achieve our goals, or we could incur increasingly greater expenses related to our purchase of such offsets. As advanced technologies are developed to accurately measure emissions, we may be required to revise our emissions estimates and reduction goals or otherwise revise our strategies outlined in the Plan. 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.

In 2021, we established our Low-Carbon Technologies organization to identify and evaluate business opportunities that address end-use emissions and early-stage low-carbon technology opportunities that would leverage our existing expertise and adjacencies. Our investments in these technologies may expose us to numerous financial, legal, operational, reputational and other risks. While we perform a thorough analysis on these investments, the related technologies and markets are at early stages of development and we do not yet know what rate of return we will achieve, if any. Furthermore, we may not be able to deploy such technologies at a commercial scale. The success of our low-carbon strategy will depend in part upon the cooperation of government agencies, the support of stakeholders, our ability to research and forecast potential investments, 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 NGL wells below actual production capacity. Similarly, in response to increased domestic energy costs, circumstances determined to be in the economic 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. 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 the Plan, 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 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, 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 risks 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, including future outbreaks of COVID-19, 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 the Plan; 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;
- 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 the Plan could be adversely affected.

Existing and future laws, regulations and internal initiatives relating to global climate change, 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.

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 the Plan.

For example, 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. The final rule could result in additional capital expenditures and compliance, operating and maintenance costs, any of which may have an adverse effect on our business and results of operations.

Additionally, in 2023, the U.S. joined the international community at the 28th Conference of the Parties (COP28), where the U.S. and nearly 200 other countries, including most of the countries in which we operate, renewed their commitment to deliver on the aims of the 2015 Paris Agreement. COP28 included a decision on the world's first 'global stocktake' to ratchet up climate action before the end of the decade — including a goal to triple renewable energy capacity by 2030 — and for the first time its final agreement explicitly recommended "transitioning away from fossil fuels in the energy system." The implementation of current agreements and regulatory 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. For example, in August 2022, the U.S. enacted the Inflation Reduction Act of 2022, which includes a charge on methane emissions from selected facilities in the oil and gas industry, including many of the facilities operated by ConocoPhillips. 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.

Increasing 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 are now members of the Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ), thereby pledging to the goal of net zero by 2050, as well as setting interim targets for 2030 or earlier. While they are not prohibited from doing business with oil and gas companies, GFANZ members 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, increasing 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 2023, 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. The amounts claimed by plaintiffs are unspecified and the legal and factual issues involved in these cases are unprecedented. 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. 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 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; 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 exports. Similar regulatory shifts, including attendant higher costs and market access constraints, may also occur in international jurisdictions in which we 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 Plan.

Political and economic factors in international markets could have a material adverse effect on us.

Approximately 31 percent of our hydrocarbon production was derived from production outside the U.S. in 2023, and 33 percent of our proved reserves, as of December 31, 2023, 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 NGL pricing and taxation; other regulatory or economic developments (including the macro effects of international trade policies and disputes); disruptive geopolitical conditions, and international monetary and currency rate fluctuations. For example, in December 2022, in response to higher energy prices resulting from the conflict between Russia and Ukraine, Australia's Parliament passed legislation setting a one-year price cap on natural gas. Further legislation was introduced in 2023 that extends the price cap through to at least June 2025, subject to further review and certain exemptions. 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. The escalation of geopolitical tension in the Middle East in late 2023 and early 2024 underscores the continued relevance of this consideration. 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 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 Plan.

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.

In December 2021, we initiated a three-tier capital return program that consists of our ordinary dividend, share repurchases and a variable return of cash (VROC).

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 the anticipated future capital needs of our properties;
- The level of distributions paid by comparable companies;
- Our operating expenses; and
- Other factors our Board of Directors deems relevant.

VROC distributions are also authorized and determined by our Board of Directors in its sole discretion and depend upon a number of factors, including:

- The anticipated level of distributions required to meet our capital returns commitment;
- Forward prices;
- The amount of cash we hold;
- Total yield; and
- Other factors our Board of Directors deems relevant.

We expect to continue to pay a quarterly ordinary dividend to our stockholders. In addition, based on the current environment, we anticipate also paying a quarterly VROC to our shareholders; however, the amount of dividends and VROC is variable and will depend upon the above factors, and our Board of Directors may determine not to pay a dividend or VROC in a quarter or may cease declaring a dividend or VROC at any time. Since the inception of the three-tier return of capital program, the VROC has both increased and decreased across quarters, and it may continue to fluctuate in the future.

Additionally, as of December 31, 2023, \$16.2 billion of repurchase authority remained of the \$45 billion share repurchase program our Board of Directors had authorized. 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 VROC 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. Our risks may be exacerbated by a delay or failure to detect a cybersecurity incident or 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. Further, our ability to insure against cybersecurity risks 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 15 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 27 years. The CD&IO reports to the Executive Vice President, Strategy, Sustainability and Technology. 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 twice 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, 2023. See *Note 11* for information regarding other legal and administrative proceedings.

Item 4. Mine Safety Disclosures

Not applicable.

Information about our Executive Officers

Name	Position Held	Age*
William L. Bullock, Jr.	Executive Vice President and Chief Financial Officer	59
Christopher P. Delk	Vice President, Controller and General Tax Counsel	54
C. William Giraud	Senior Vice President, Corporate Planning and Development	44
Heather G. Hrap	Senior Vice President, Human Resources and Real Estate and Facilities Services	51
Kirk L. Johnson	Senior Vice President, Lower 48 Assets and Operations	48
Ryan M. Lance	Chairman of the Board of Directors and Chief Executive Officer	61
Andrew D. Lundquist	Senior Vice President, Government Affairs	63
Dominic E. Macklon	Executive Vice President, Strategy, Sustainability and Technology	54
Andrew M. O'Brien	Senior Vice President, Global Operations	49
Nicholas G. Olds	Executive Vice President, Lower 48	54
Kelly B. Rose	Senior Vice President, Legal, General Counsel	57

**On February 15, 2024.*

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 14, 2024. Set forth below is information about the executive officers.

William L. Bullock, Jr. was appointed Executive Vice President and Chief Financial Officer as of September 2020, having previously served as President, Asia Pacific & Middle East since April 2015. Prior to that, he was Vice President, Corporate Planning & Development since May 2012.

Christopher P. Delk was appointed Vice President, Controller and General Tax Counsel in November 2022, having previously served as Vice President and General Tax Counsel since July 2015.

C. William Giraud was appointed Senior Vice President, Corporate Planning and Development in June 2023, having previously served as Vice President, Corporate Planning and Development since May 2022. Prior to that, he served as Vice President and Chief Commercial Officer from February 2021 to April 2022. Prior to joining ConocoPhillips, he was Executive Vice President and Chief Operating Officer of Concho Resources.

Heather G. Hrap was appointed Senior Vice President, Human Resources and Real Estate and Facilities Services in March 2022, having previously served as Vice President, Human Resources from January 2019. Prior to that, she served as Human Resources General Manager from October 2015 to January 2019.

Kirk L. Johnson was appointed Senior Vice President, Lower 48 Assets and Operations in May 2022, having previously served as Vice President, Corporate Planning and Development since June 2021. Prior to that he served as President Canada from June 2018 to May 2021 and Manager, Strategy, Planning and Portfolio Management from July 2017 to June 2018.

Ryan M. Lance was appointed Chairman of the Board of Directors and Chief Executive Officer in May 2012, having previously served as Senior Vice President, Exploration and Production—International since May 2009.

Andrew D. Lundquist was appointed Senior Vice President, Government Affairs in February 2013. Prior to that, he served as managing partner of BlueWater Strategies LLC, since 2002.

Dominic E. Macklon was appointed Executive Vice President, Strategy, Sustainability and Technology in September 2021, having previously served as Senior Vice President, Strategy, Exploration and Technology since August 2020. Prior to that, he served as President, Lower 48 from June 2018 to August 2020, Vice President, Corporate Planning & Development from January 2017 to June 2018, President, U.K. from September 2015 to January 2017, and Senior Vice President, Oil Sands in Canada from July 2012 to September 2015.

Andrew M. O'Brien was appointed Senior Vice President, Global Operations in November 2022, having previously served as Vice President and Treasurer since May 2021. Prior to that, he served as Vice President of Corporate Planning and Development from August 2020 to May 2021, Lower 48 Finance Manager from August 2018 to August 2020, and Manager of Investor Relations from November 2016 to August 2018.

Nicholas G. Olds was appointed Executive Vice President, Lower 48 in November 2022, having previously served as Executive Vice President, Global Operations since September 2021. Prior to that, he served as Senior Vice President, Global Operations from August 2020 to September 2021, Vice President, Corporate Planning & Development from June 2018 to August 2020, Vice President, Mid-Continent Business Unit, Lower 48 from September 2016 to June 2018, and Vice President, North Slope Operations and Development in Alaska from August 2012 to September 2016.

Kelly B. Rose was appointed Senior Vice President, Legal, General Counsel in September 2018. Prior to that, she was a senior partner in the Houston office of an international law firm, Baker Botts L.L.P., where she counseled clients on corporate and securities matters. She began her career at the firm in 1991.

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 New York Stock Exchange under the symbol "COP."

Cash Dividends Per Share

	2023		2022	
	Ordinary	VROC	Ordinary	VROC
First	\$ 0.51	0.60	0.46	0.30
Second	0.51	0.60	0.46	0.70
Third	0.51	0.60	0.46	1.40
Fourth	0.58	—	0.51	0.70

Number of Stockholders of Record at January 31, 2024* 34,675

Dividends shown above reflect the quarter in which the dividend was declared.

**In determining the number of stockholders, we consider clearing agencies and security position listings as one stockholder for each agency listing.*

In December 2021, we announced the addition of a VROC tier to our return of capital program. 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. Beginning in the first quarter of 2024, ConocoPhillips plans to pay its quarterly dividend and VROC concurrently, and will announce such payments in the same quarter they will be paid. 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, 2023	1,738,637	\$ 120.51	1,738,637	\$ 17,081
November 1-30, 2023	2,850,623	115.63	2,850,623	16,752
December 1-31, 2023	4,892,876	114.62	4,892,876	16,191
	9,482,136		9,482,136	

* There were no repurchases of common stock from company employees in connection with the company's broad-based employee incentive plans.

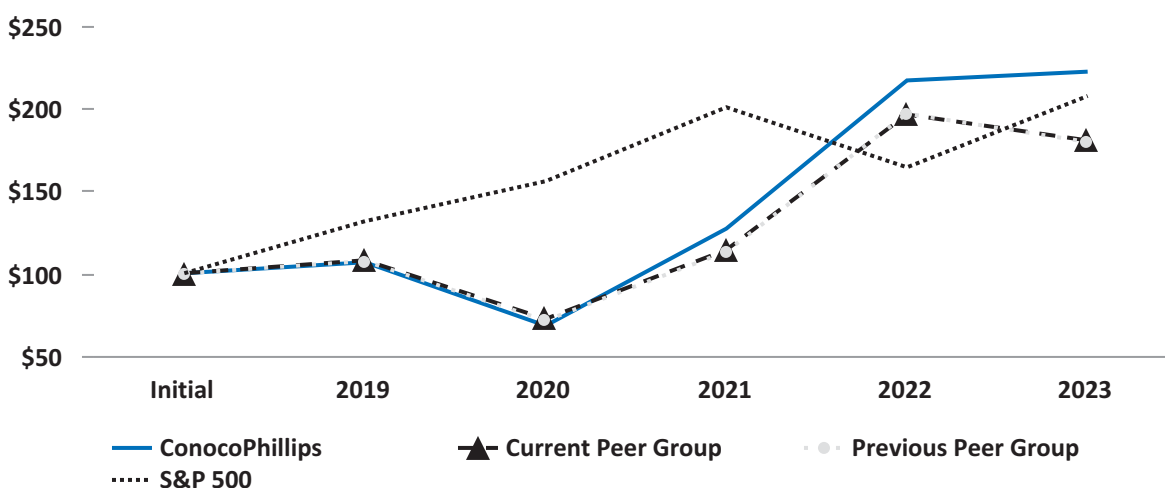
In late 2016, we initiated our current share repurchase program. In October 2022, our Board of Directors approved an increase to our authorization from \$25 billion to \$45 billion of common stock to support our plan for future share repurchases. As of December 31, 2023, we had repurchased \$28.8 billion of shares. 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, 2018 to December 31, 2023. 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 Chevron, ExxonMobil, APA Corporation, Pioneer, Devon, Occidental, Hess, and EOG weighted according to the respective peer's stock market capitalization at the beginning of each annual period. In 2023, we have updated our performance peer group, removing Marathon Oil Corporation and adding Pioneer, to better align with our business and market capitalization.

The comparison assumes \$100 was invested on December 31, 2018, 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 Returns



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 65.

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 13 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, 2023, we employed approximately 9,900 people worldwide and had total assets of \$96 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, OPEC Plus supply updates, global demand for our products, oil and gas inventory levels, governmental policies, inflation and supply chain disruptions.

The macro-environment of the global energy industry, including the energy transition, continues to evolve. We believe ConocoPhillips will continue to play an essential role by executing on three objectives: responsibly meeting energy transition pathway demand, delivering competitive returns on and of capital and achieving our net-zero operational emissions ambition. We call this our Triple Mandate, and it represents our commitment to create long-term value for our stakeholders.

Our Triple Mandate and our foundational principles guide our differential value proposition to deliver competitive returns 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.

Total company production in 2023 was 1,826 MBOED, yielding cash provided by operating activities of \$20 billion. We invested \$11.2 billion into the business in the form of capital expenditures and investments and provided returns of capital to shareholders of approximately \$11 billion through our ordinary dividend, share repurchases and our VROC. For 2023, we returned \$2.6 billion from our ordinary dividend, which included an increase from 51 cents per share to 58 cents per share, effective in December. We also returned \$3.0 billion to shareholders from the VROC in 2023. In total for 2023, we returned \$5.4 billion to shareholders through share repurchases. As of December 31, 2023, we have repurchased \$28.8 billion of the \$45 billion authorized share repurchase program. In February 2024, we announced our 2024 planned return of capital to shareholders of \$9 billion through our three-tier return of capital framework. We also declared a first quarter ordinary dividend of 58 cents per share and a VROC of 20 cents per share.

In March, the Department of Interior published its ROD approving our Willow project in Alaska, which adopted a plan consisting of three core pads. In December, following a Ninth Circuit Court of Appeals denial of a request for an injunction, we reached FID on the Willow project and began winter construction.

In October, we completed our acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont, an asset in our Canada segment, for \$2.7 billion of cash after customary adjustments. The transaction was funded by proceeds received via long-term debt offerings. This transaction includes a contingent payment arrangement of up to an additional \$0.4 billion CAD (approximately \$0.3 billion) over a five-year term. As the 100 percent owner and operator of Surmont, we will seek to optimize the asset while remaining on track to achieve our previously announced corporate emissions intensity objectives. *See Note 3.*

In 2023, we took several steps to further our global LNG business. In March, we completed our acquisition of 30 percent equity interest in PALNG Phase 1. In June, we completed our acquisition of a 25 percent equity interest in NFS3 in Qatar. Additionally, in June, we signed a 20-year offtake agreement at the Saguaro LNG export facility on the west coast of Mexico, subject to Mexico Pacific reaching FID and other certain conditions precedent. Furthermore, in September, we signed a 15-year throughput agreement securing regasification capacity at the Gate LNG terminal in the Netherlands. *See Note 3.*

In the second quarter of 2023, we completed a strategic debt refinancing that extends the weighted average maturity of our portfolio from 15 to 17 years and reduces near term debt maturities. *See Note 9.*

In April, we announced that we are accelerating our operations GHG emissions intensity reduction target through 2030. We are now targeting a reduction in gross operated and net equity operational emissions intensity of 50-60 percent from 2016 levels by 2030, an improvement from the previously announced target of 40-50 percent. In December, we achieved the Gold Standard Pathway in the Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 Initiative. For more information on our commitment to ESG and the Plan, see *"Contingencies—Company Response to Climate-Related Risks" section of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operation.*

Operationally, we remain focused on safely executing the business. Our Lower 48 segment achieved record production in 2023. Our international projects reached several key operational milestones, including first production ahead of schedule at several subsea projects in Norway and China, as well as the startup of the second phase of Montney's central processing facility in Canada. Production for 2023 was 1,826 MBOED, representing an increase of 88 MBOED or 5 percent compared to 2022. After adjusting for closed acquisitions and dispositions, production increased by 73 MBOED or 4 percent.

Key Operating and Financial Summary

Significant items during 2023 and recent announcements included the following:

- Generated cash provided by operating activities of \$20.0 billion;
- Distributed \$11.0 billion to shareholders through a three-tier framework, including \$5.6 billion through the ordinary dividend and VROC and \$5.4 billion through share repurchases;
- Ended the year with cash, cash equivalents, and restricted cash of \$5.9 billion and short-term investments of \$1.0 billion;
- Delivered record full-year total and Lower 48 segment production of 1,826 MBOED and 1,067 MBOED, respectively;
- Acquired the remaining 50 percent working interest in Surmont for approximately \$2.7 billion as well as future contingent payments of up to \$0.4 billion CAD (\$0.3 billion);
- Took FID on the Willow project;
- Progressed global LNG strategy through expansion in Qatar, FID at PALNG and regasification agreements in the Netherlands and offtake agreements in Mexico;
- Reached first production at several subsea tiebacks in Norway, Surmont Pad 267 in Canada and Bohai Phase 4B in China;
- Commenced startup at the second phase of Montney's central processing facility in Canada;
- Awarded the Gold Standard Pathway designation by OGMP 2.0; and
- Accelerated the company's GHG emissions-intensity reduction target through 2030 from 40-50 percent to 50-60 percent, using a 2016 baseline.

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. For example, WTI crude oil prices averaged \$78 per barrel in 2023, compared with \$94 per barrel in 2022. Our profitability, reinvestment of cash flows and distributions to shareholders are influenced by these fluctuations. Our Triple Mandate and 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 2023. In 2023, we initiated and completed a strategic debt refinancing to extend the weighted average maturity of our portfolio and reduced near-term debt maturities. In addition, we also funded the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont from the proceeds of new long-term debt issuances. We ended the year with cash and cash equivalents and restricted cash of \$5.9 billion and short-term investments of \$1.0 billion, maintaining balance sheet strength.
- **Peer leading distributions.** We believe in delivering value to our shareholders via our three-tiered return of capital framework, which consists of a growing, sustainable ordinary dividend, share repurchases and our VROC. This framework is how we plan to return greater than 30 percent of our net cash provided by operating activities to shareholders. In 2023, we returned \$5.6 billion to shareholders through our ordinary dividend and VROC and \$5.4 billion through share repurchases. Our combined dividends and share repurchases of \$11 billion represented over 50 percent of our net cash provided by operating activities. In February 2024, we announced our 2024 planned return of capital to shareholders of \$9 billion through our three-tier return of capital framework. *See "Item 1A—Risk Factors Our ability to execute our capital return program is subject to certain considerations."*
- **Disciplined investments.** Our goal is to achieve strong 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.** We participate in a commodity price-driven and capital-intensive industry, with varying lead times from when an investment decision is made to when an asset is operational and generates cash flow. As a result, we must invest significant capital to develop newly discovered fields, maintain existing fields and construct pipelines and LNG facilities. We allocate capital across a geographically diverse, low cost of supply resource base, which combined with legacy assets results in low overall production decline. 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. In setting our capital plans, we exercise a rigorous approach that evaluates projects using these cost of supply criteria, which we believe will lead to value maximization and cash flow expansion using an optimized investment pace, not production growth for growth's sake. Our cash allocation priorities call for the investment of sufficient capital to sustain production and provide returns of capital to shareholders.
 - **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 industry, particularly in a low commodity price environment, and positively impacts our ability to deliver strong cash from operations.
 - **Optimize our portfolio.** We continue to 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 2023, we completed the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont and completed our acquisitions of equity interests in both the PALNG and NFS3 LNG projects and signed both LNG offtake and regasification agreements. *See Note 3.*

- **Add to our proved reserve base.** We primarily add to our proved reserve base in three ways:
 - Acquire interest 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.

As required by 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.

Reserve replacement represents the net change in proved reserves, net of production, divided by our current year production, as shown in our supplemental reserve table disclosures. Our reserve replacement was 123 percent in 2023, reflecting a net increase from development drilling activity, extensions and discoveries and purchases, partially offset by lower prices. Our organic reserve replacement, which excludes a net increase of 184 MMBOE from sales and purchases, was 96 percent in 2023.

In the three years ended December 31, 2023, our reserve replacement was 219 percent. Our organic reserve replacement during the three years ended December 31, 2023, which excludes a net increase of 1,293 MMBOE related to sales and purchases, was 152 percent. See *"Supplementary Data - Oil and Gas Operations"* for more information.

Access to additional resources may become increasingly difficult as lower commodity price cycles can make projects uneconomic or unattractive. In addition, prohibition of direct investment in some nations, national fiscal terms, political instability, competition from national oil companies, and lack of access to high-potential areas due to environmental or other regulation may negatively impact our ability to increase our reserve base. As such, the timing and level at which we add to our reserve base may, or may not, allow us to fully replace our production over subsequent years.

See "Item 1A—Risk Factors - Unless we successfully develop resources, the scope of our business will decline, resulting in an adverse impact to our business."

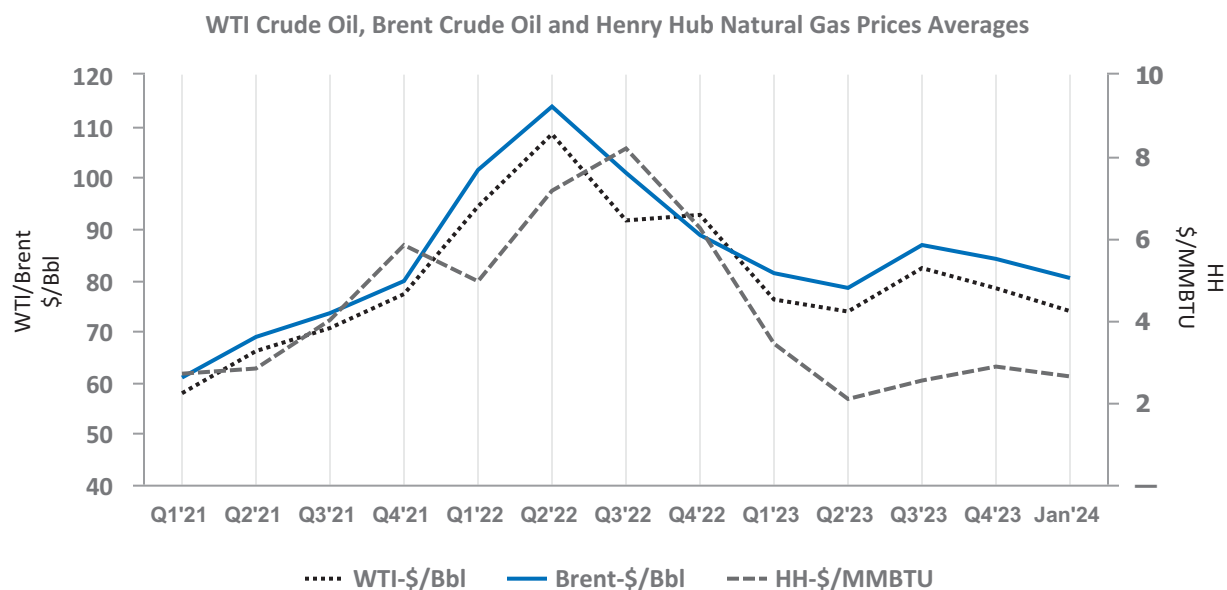
- **Environmental, Social and Governance performance.** We seek to fulfill our mission of delivering energy to the world through an integrated management system that assesses sustainability-related business risks and opportunities as part of our decision-making process. Recognizing the importance of ESG performance to our stakeholders and company success, we have a governance structure that extends from the board of directors through to executive leadership and business unit managers.

In October 2020, we became the first U.S.-based oil and natural gas company to adopt a Paris-aligned climate risk framework that includes an ambition to achieve net-zero Scope 1 and 2 emissions on a gross operated and net equity basis by 2050. We believe that this framework, combined with our success in meeting the business objectives set by our Triple Mandate, represents the most effective way for us to sustainably contribute to society's transition to a low-carbon economy. In 2023, we announced an acceleration of our operational GHG emissions intensity reduction target through 2030. In December, we achieved the Gold Standard Pathway in the OGMP 2.0 Initiative.

We believe that natural gas and oil will remain essential to the energy mix throughout the energy transition, and we also recognize the need for continuous reduction in the greenhouse gas intensity of production operations. The energy transition will likely be complex, evolving over multiple decades with many possible pathways and uncertainties. By following our Triple Mandate, we intend to meet this challenge in an economically viable, accountable and actionable way that creates long-term value for our stakeholders. For more information on our commitment to responsible and reliable ESG performance through the energy transition, see *"Contingencies—Company Response to Climate-Related Risks"* section of Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operation.

Commodity Prices

Our earnings and operating cash flows generally correlate with crude oil and natural gas commodity prices. Commodity price levels are subject to factors external to the company and over which we have no control, including but 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, tax regulations, governmental policies and weather-related disruptions. The following graph depicts the average benchmark prices for WTI crude oil, Brent crude oil and U.S. Henry Hub natural gas since 2021:



Brent crude oil prices averaged \$82.62 per barrel in 2023, a decrease of 18 percent compared with \$101.19 per barrel in 2022. Similarly, average WTI crude oil prices decreased 18 percent from \$94.23 per barrel in 2022 to \$77.62 per barrel in 2023. Prices were lower through 2023 as rising Non-OPEC supplies and Russia's ability to redirect crude oil to destinations outside the EU more than offset OPEC Plus crude oil supply curbs.

Henry Hub natural gas prices decreased 59 percent from an average of \$6.65 per MMBTU in 2022 to \$2.74 per MMBTU in 2023. Natural gas prices decreased due to mild winter weather and U.S. domestic supply growth outpacing demand growth.

Our realized bitumen price decreased 24 percent from an average of \$55.56 per barrel in 2022 to \$42.15 per barrel in 2023. The decrease was largely driven by weakness in WTI, reflective of global markets adjusting to new trade dynamics and global crude oil demand concerns. We continue to optimize bitumen price realizations through optimizing diluent recovery unit operation, blending and transportation strategies.

Our worldwide annual average realized price decreased 27 percent from \$79.82 per BOE in 2022 to \$58.39 per BOE in 2023 primarily due to lower commodity prices.

Outlook

Production and Capital

2024 capital expenditure guidance is \$11.0 to \$11.5 billion.

2024 production guidance is 1.91 to 1.95 MMBOED. First-quarter 2024 production is expected to be 1.88 to 1.92 MMBOED.

Operating Segments

We manage our operations through six operating segments, which are primarily defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; Asia Pacific; and Other International.

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 2023 and 2022. For discussion of year-to-year comparisons between 2022 and 2021, see "Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations" in Part II, Item 7 of our 2022 10-K.

Consolidated Results

A summary of the company's net income (loss) by business segment follows:

Years Ended December 31	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Alaska	\$ 1,778	2,352	1,386
Lower 48	6,461	11,015	4,932
Canada	402	714	458
Europe, Middle East and North Africa	1,189	2,244	1,167
Asia Pacific	1,961	2,736	453
Other International	(13)	(51)	(107)
Corporate and Other	(821)	(330)	(210)
Net income (loss)	\$ 10,957	18,680	8,079

Net Income (loss) decreased \$7,723 million in 2023. Earnings were negatively impacted by:

- Lower realized commodity prices.
- Absence of a \$462 million gain on disposition related to the divestiture of our Indonesia assets in the first quarter of 2022, contingent payments associated with a previous disposition in our Canada segment and lower contingent payments associated with a previous disposition in our Lower 48 segment. *See Note 3.*
- Higher DD&A expenses primarily due to higher rates from reserve revisions resulting from higher costs as well as higher overall production volumes.
- Higher production and operating expenses due to increased well work activities and higher volumes, primarily in the Lower 48 segment.
- Absence of a \$515 million tax benefit recognized in 2022 related to the closing of an IRS audit. *See Note 17.*
- Lower equity in earnings of affiliates, primarily due to lower LNG sales prices.
- Absence of a gain of \$251 million after-tax from the sale of our Cenovus Energy (CVE) common shares in 2022. *See Note 5.*
- Foreign currency transaction losses of \$89 million arising from forward contracts in support of our Surmont acquisition and lower foreign currency remeasurement gains resulting from the USD strengthening against the NOK. *See Note 3.*

Earnings were positively impacted by:

- Higher sales volumes.
- Lower taxes other than income taxes primarily driven by lower commodity prices, partially offset by higher production volumes.
- Recognized foreign tax benefits. *See Note 17.*
- Commercial performance and timing.
- Higher interest income and lower interest expense due to higher capitalized interest for longer term major projects.
- Lower exploration expenses primarily related to the absence of an impairment of certain aged, suspended wells in our Canada segment and lower dry hole expenses across our portfolio. *See Note 6.*

Income Statement Analysis

Unless otherwise indicated, all results in Income Statement Analysis are before-tax.

Sales and other operating revenues decreased \$22,353 million in 2023, primarily due to lower realized commodity prices partially offset by higher sales volumes.

Equity in earnings of affiliates decreased \$361 million in 2023, primarily due to lower earnings driven by lower LNG and crude prices. *See Note 3.*

Gain (loss) on dispositions decreased \$849 million in 2023, primarily due to the absence of a gain of \$534 million from the divestiture of our Indonesia assets, the absence of contingent payments associated with a previous disposition in our Canada segment and lower contingent payments associated with a previous disposition in our Lower 48 segment. *See Note 3.*

Other Income decreased \$19 million in 2023 primarily due to the absence of a gain of \$251 million after-tax from the sale of our Cenovus Energy (CVE) common shares in 2022, largely offset by higher interest income.

Purchased commodities decreased \$11,996 million in 2023, primarily due to lower prices across all commodities.

Production and operating expenses increased \$687 million in 2023, due to increased well work activities and higher production volumes, primarily in the Lower 48 segment.

Exploration expenses decreased \$166 million in 2023, primarily due to the absence of an impairment of certain aged, suspended wells in our Canada segment as well as lower dry hole expenses. *See Note 6.*

DD&A increased \$766 million in 2023 primarily due to higher rates from reserve revisions resulting from higher operating costs as well as higher overall production volumes primarily due to development in our Lower 48 segment.

Taxes other than income taxes decreased \$1,290 million in 2023, caused primarily by lower commodity prices, partially offset by higher production volumes.

Foreign currency transaction (gain) loss for the year was impaired by \$192 million, primarily as a result of losses of \$112 million associated with forward contracts in support of our Surmont acquisition and lower foreign currency remeasurement gains resulting from the USD strengthening against the NOK. *See Note 3.*

See *Note 17—Income Taxes* for information regarding our income tax provision and effective tax rate.

Summary Operating Statistics

	2023	2022	2021
Average Net Production			
Crude oil (MBD)			
Consolidated Operations	923	885	816
Equity affiliates	13	13	13
Total crude oil	936	898	829
Natural gas liquids (MBD)			
Consolidated Operations	279	244	134
Equity affiliates	8	8	8
Total natural gas liquids	287	252	142
Bitumen (MBD)	81	66	69
Natural gas (MMCFD)			
Consolidated Operations	1,916	1,939	2,109
Equity affiliates	1,219	1,191	1,053
Total natural gas	3,135	3,130	3,162
Total Production (MBOED)	1,826	1,738	1,567

		Dollars Per Unit		
Average Sales Prices				
Crude oil (per bbl)				
Consolidated Operations	\$	78.97	97.23	67.61
Equity affiliates		78.45	97.31	69.45
Total crude oil		78.96	97.23	67.64
Natural gas liquids (per bbl)				
Consolidated Operations		22.12	35.67	31.04
Equity affiliates		47.09	61.22	54.16
Total natural gas liquids		22.82	36.50	32.45
Bitumen (per bbl)		42.15	55.56	37.52
Natural gas (per mcf)				
Consolidated Operations		3.89	10.56	6.00
Equity affiliates		8.46	10.67	5.31
Total natural gas		5.69	10.60	5.77

	Millions of Dollars			
Worldwide Exploration Expenses				
General and administrative; geological and geophysical, lease rental, and other	\$	236	224	300
Leasehold impairment		53	89	10
Dry holes		109	251	34
Total Exploration Expenses	\$	398	564	344

Results of Operations

We explore for, produce, transport and market crude oil, bitumen, natural gas, NGLs and LNG on a worldwide basis. At December 31, 2023, our operations were producing in the U.S., Norway, Canada, Australia, China, Malaysia, Qatar and Libya.

Total production of 1,826 MBOED increased 88 MBOED or 5 percent in 2023 compared with 2022, primarily due to new wells online in the Lower 48, Australia, Canada, China, Norway and Malaysia.

The increase in production during 2023 was partly offset by normal field decline.

After adjusting for closed acquisitions and dispositions, production increased by 73 MBOED or 4 percent.

Segment Results

Unless otherwise indicated, discussion of Segment Results is after-tax.

Alaska

		2023	2022	2021
Net Income (Loss) (\$MM)	\$	1,778	2,352	1,386
Average Net Production				
Crude oil (MBD)		173	177	178
Natural gas liquids (MBD)		16	17	16
Natural gas (MMCFD)		38	34	16
Total Production (MBOED)		195	200	197
Average Sales Prices				
Crude oil (\$ per bbl)	\$	83.05	101.72	69.87
Natural gas (\$ per mcf)		4.47	3.64	2.81

The Alaska segment primarily explores for, produces, transports and markets crude oil, NGLs and natural gas. In 2023, Alaska contributed 15 percent of our consolidated liquids production and two percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Alaska reported earnings of \$1,778 million in 2023, compared with earnings of \$2,352 million in 2022. Earnings were negatively impacted by:

- Lower realized crude oil prices.
- Higher production and operating expenses due to higher well work and transportation related costs.
- Higher DD&A expenses due to higher rates primarily as a result of downward reserve revisions.

Earnings were positively impacted by lower taxes other than income taxes associated with lower realized crude oil prices.

Production

Average production decreased 5 MBOED in 2023 compared with 2022, primarily due to normal field decline.

The production decrease was partly offset by new wells online at our Western North Slope and Greater Kuparuk Area assets.

Exploration Activity

In the first quarter of 2023, we drilled the Bear-1 exploration well which was determined to be a dry hole, increasing exploration expenses by approximately \$31 million before-tax. The well, located south of the Kuparuk River Unit and east of the Colville River on state lands, is in an area that we are continuing to evaluate. *See Note 6.*

Willow Update

In March 2023, the Department of Interior published its ROD approving our Willow project in Alaska, which adopted a plan consisting of three core pads. In December, following a Ninth Circuit Court of Appeals denial of a request for an injunction, we reached FID on the Willow project and began winter construction.

Lower 48

	2023	2022	2021
Net Income (Loss) (\$MM)	\$ 6,461	11,015	4,932
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	569	534	447
Natural gas liquids (MBD)*	256	221	110
Natural gas (MMCFD)*	1,457	1,402	1,340
Total Production (MBOED)	1,067	989	780
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per bbl)	\$ 76.19	94.46	66.12
Natural gas liquids (\$ per bbl)	21.73	35.36	30.63
Natural gas (\$ per mcf)	2.12	5.92	4.38

*Includes conversion of previously acquired Concho two-stream contracts to three-stream initiated in the fourth quarter of 2021.

The Lower 48 segment consists of operations located in the contiguous U.S. and the Gulf of Mexico and commercial operations. During 2023, the Lower 48 contributed 64 percent of our consolidated liquids production and 76 percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Lower 48 reported earnings of \$6,461 million in 2023, compared with earnings of \$11,015 million in 2022. Earnings were negatively impacted by:

- Lower realized commodity prices.
- Higher DD&A expenses primarily due to higher rates from reserve revisions resulting from higher operating costs as well as higher production volumes.
- Higher production and operating expenses primarily due to higher production volumes and increased well work activity.

Earnings were positively impacted by:

- Higher sales volumes.
- Improved commercial performance and timing.
- Lower taxes other than income taxes driven by lower realized prices, partially offset by higher production volumes.

Production

Total average production increased 78 MBOED in 2023 compared with 2022, primarily due to new wells online from our development programs in Delaware Basin, Midland Basin, Eagle Ford and Bakken.

These production increases were partly offset by normal field decline.

Canada

	2023	2022	2021
Net Income (Loss) (\$MM)	\$ 402	714	458
Average Net Production			
Crude oil (MBD)	9	6	8
Natural gas liquids (MBD)	3	3	4
Bitumen (MBD)	81	66	69
Natural gas (MMCFD)	65	61	80
Total Production (MBOED)	104	85	94
Average Sales Prices			
Crude oil (\$ per bbl)	\$ 66.19	79.94	56.38
Natural gas liquids (\$ per bbl)	26.13	37.70	31.18
Bitumen (\$ per bbl)	42.15	55.56	37.52
Natural gas (\$ per mcf)*	1.80	3.62	2.54

*Average sales prices include unutilized transportation costs.

Our Canadian operations consist of the Surmont oil sands development in Alberta, the Montney unconventional play in British Columbia and commercial operations. In 2023, Canada contributed seven percent of our consolidated liquids production and three percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Canada operations reported earnings of \$402 million in 2023 compared with earnings of \$714 million in 2022. Earnings were negatively impacted by:

- Lower realized commodity prices.
- Absence of contingent payments received associated with the prior sale of certain assets to CVE. The term of CVE contingent payments ended in the second quarter of 2022.

Earnings were positively impacted by:

- Higher sales volumes primarily related to our Surmont acquisition which closed in October 2023. *See Note 3.*
- Absence of prior year exploration expenses related to the impairment of certain aged, suspended wells. *See Note 6.*
- A \$92 million tax benefit recognized upon the closing of a Canada Revenue Agency audit. *See Note 17.*

Production

Total average production increased 19 MBOED in 2023 compared with 2022. The production increase was primarily due to:

- Higher volumes due to our Surmont acquisition in the fourth quarter of 2023. *See Note 3.*
- New wells online from our development program in the Montney.

These production increases were partly offset by normal field decline.

Surmont Acquisition

On October 4, 2023, we completed the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont. Total consideration was approximately \$2.7 billion in cash after customary adjustments, as well as future contingent payments of up to approximately \$0.4 billion CAD (approximately \$0.3 billion). Production from the acquired interest averaged approximately 62 MBD of bitumen in the fourth quarter of 2023. *See Note 3.*

Europe, Middle East and North Africa

		2023	2022	2021
Net Income (Loss) (\$MM)	\$	1,189	2,244	1,167
<i>Consolidated Operations</i>				
Average Net Production				
Crude oil (MBD)		112	107	118
Natural gas liquids (MBD)		4	3	4
Natural gas (MMCFD)		308	328	313
Total Production (MBOED)		168	165	175
Average Sales Prices				
Crude oil (\$ per bbl)	\$	83.96	99.20	68.97
Natural gas liquids (\$ per bbl)		41.13	54.52	43.97
Natural gas (\$ per mcf)		12.68	33.39	13.27

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, and commercial and terminalling operations in the U.K. In 2023, our Europe, Middle East and North Africa operations contributed nine percent of our consolidated liquids production and 16 percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

The Europe, Middle East and North Africa segment reported earnings of \$1,189 million in 2023 compared with earnings of \$2,244 million in 2022. Earnings were negatively impacted by:

- Lower realized commodity prices.
- Lower equity in earnings of affiliates primarily due to lower LNG sale prices.
- Lower commercial performance and timing.
- Lower sales volumes in Norway.
- Lower foreign exchange gains resulting from the USD strengthening against the NOK.

Consolidated Production

Average consolidated production increased 3 MBOED in 2023, compared with 2022. The consolidated production increase was primarily due to:

- Higher production in 2023 from additional interest acquired in Libya's Waha Concession in the fourth quarter of 2022.

The production increase was partly offset by:

- Normal field decline in Norway.
- Higher downtime on partner-operated assets in Norway.

Qatar Interest

During 2022, we were awarded a 25 percent interest in NFS3, a new joint venture with QatarEnergy to participate in the NFS LNG project. Formation of NFS3 closed in June 2023. See *Note 3* and *Note 4*.

Exploration Activity

During 2023, we recorded \$37 million before-tax as dry hole expense for the Norwegian Warka suspended discovery well on license PL1009 that was drilled in 2020.

Asia Pacific

		2023	2022	2021
Net Income (Loss) (\$MM)	\$	1,961	2,736	453
<i>Consolidated Operations</i>				
Average Net Production				
Crude oil (MBD)		60	61	65
Natural gas (MMCFD)		48	114	360
Total Production (MBOED)		68	80	125
Average Sales Prices				
Crude oil (\$ per bbl)	\$	84.79	105.52	70.36
Natural gas (\$ per mcf)		3.95	5.84	6.56

The Asia Pacific segment consists of operations in China, Malaysia, and Australia, and commercial operations in China, Singapore and Japan. During 2023, Asia Pacific contributed five percent of our consolidated liquids production and three percent of our consolidated natural gas production.

Net Income (Loss)

Asia Pacific reported earnings of \$1,961 million in 2023, compared with \$2,736 million in 2022. Earnings were negatively impacted by:

- Absence of an after-tax gain of \$534 million associated with the divestiture of our Indonesia assets. *See Note 3.*
- Lower realized commodity prices.
- Lower equity in earnings of affiliates resulting from lower LNG sales prices.
- Lower sales volumes.

Earnings were positively impacted by:

- Recognized tax benefits from the reversal of a tax reserve and deepwater tax incentives. *See Note 17.*
- Lower taxes other than income taxes primarily due to lower realized commodity prices.

Consolidated Production

Average consolidated production decreased 12 MBOED in 2023, compared with 2022. The decrease was primarily due to:

- Normal field decline.
- The divestiture of our Indonesia assets in the first quarter of 2022.

These production decreases were partly offset by development activity at Bohai Bay in China and new wells online in Malaysia.

Planned Acquisition Update

In March 2023, we announced that, subject to the closing of EIG's transaction with Origin Energy, we planned to take over operatorship of the upstream assets and purchase up to an additional 2.49 percent shareholding interest in APLNG. In December 2023, Origin Energy shareholders did not approve the transaction.

Other International

		2023	2022	2021
Net Income (Loss) (\$MM)	\$	(13)	(51)	(107)

The Other International segment consists of activities associated with prior operations in other countries.

Earnings from our Other International operations improved \$38 million in 2023, compared with 2022, primarily due to the absence of higher taxes related to legal settlements in 2022.

Corporate and Other

		Millions of Dollars		
		2023	2022	2021
Net Income (Loss)				
Net interest expense	\$	(360)	(600)	(801)
Corporate G&A expenses		(357)	(244)	(317)
Technology		(34)	32	25
Other income (expense)		(70)	482	883
	\$	(821)	(330)	(210)

Net interest consists of interest and financing expense, net of interest income and capitalized interest. Net interest expense decreased \$240 million in 2023, compared with 2022, primarily due to higher interest income in addition to lower interest expenses due to higher capitalized interest for longer term major projects. *See Note 9.*

Corporate G&A expenses include compensation programs and staff costs. These expenses increased by \$113 million in 2023 compared with 2022, primarily due to mark-to-market adjustments associated with certain compensation programs. *See Note 16.*

Technology includes our investments in low-carbon technologies 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 \$552 million in 2023 compared with 2022. This was primarily due to:

- Absence of a \$474 million federal tax benefit. *See Note 17.*
- Absence of a \$251 million gain associated with our CVE common shares, which were fully divested in the first quarter of 2022. *See Note 5.*
- Loss of \$89 million associated with forward foreign exchange contracts to buy CAD, in support of our acquisition of additional working interest in Surmont. *See Note 3.*
- Absence of a gain of \$62 million associated with 2022 debt restructuring transactions. *See Note 9.*

The decreases were offset by:

- Absence of a \$101 million tax impact associated with the disposition of our Indonesia assets in the first quarter of 2022. *See Note 3.*
- Absence of an \$81 million impact from certain legal accruals.

Port Arthur LNG Acquisition

In March, we acquired a 30 percent direct equity holding in PALNG, a joint venture for the development of Phase 1 of the Port Arthur LNG project. In addition, we entered into a 20-year agreement to purchase 5 MTPA of LNG offtake at the start of Phase 1 and a natural gas supply management agreement, whereby we will manage the feedgas supply requirements for Phase 1. Currently we anticipate start up in 2027. *See Note 3.*

Capital Resources and Liquidity

Financial Indicators

	Millions of Dollars Except as Indicated		
	2023	2022	2021
Net cash provided by operating activities	\$ 19,965	28,314	16,996
Cash and cash equivalents	5,635	6,458	5,028
Short-term investments	971	2,785	446
Short-term debt	1,074	417	1,200
Total debt	18,937	16,643	19,934
Total equity	49,279	48,003	45,406
Percent of total debt to capital*	28 %	26	31
Percent of floating-rate debt to total debt	2 %	2	4

*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, proceeds from asset sales, our commercial paper and credit facility programs and our ability to sell securities using our shelf registration statement. In 2023, the primary uses of our available cash were \$11.2 billion to support our ongoing capital expenditures and investments program, \$2.7 billion for the acquisition of an additional 50 percent working interest in Surmont, \$5.4 billion to repurchase common stock, and \$5.6 billion to pay the ordinary dividend and VROC. In addition to cash from operating activities, the other primary sources of additional capital were \$2.7 billion in proceeds from long-term debt issuances to fund the Surmont acquisition and \$1.4 billion net sales of short-term investments. In 2023, cash and cash equivalents decreased by \$0.8 billion to \$5.6 billion. *See Note 9.*

At December 31, 2023, we had cash and cash equivalents of \$5.6 billion, short-term investments of \$1.0 billion, and available borrowing capacity under our credit facility of \$5.5 billion, totaling approximately \$12.1 billion of liquidity. 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, dividend payments and required debt payments.

Significant Changes in Capital

Operating Activities

Cash provided by operating activities in 2023 totaled \$20.0 billion, compared with \$28.3 billion for 2022, and \$17.0 billion for 2021. The decrease in cash provided by operating activities from 2022 is primarily due to lower realized commodity prices across all products, partly offset by higher sales volumes, net of associated production and operating costs.

The increase in cash provided by operating activities from 2022 compared to 2021 is primarily due to higher realized commodity prices, higher sales volumes mostly due to our acquisition of Shell Permian assets and the absence of the 2021 settlement of oil and gas hedging positions acquired from Concho. The increase in cash provided by operating activities was partly offset by foreign tax and royalty payments in Libya and foreign tax payments in Norway in addition to U.S. tax payments.

Our short- and long-term operating cash flows are highly dependent upon prices for crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs. Prices and margins in our industry have historically been volatile and are driven by market conditions over which we have no 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 product and location mix, is another significant factor impacting our cash flows. Full-year production averaged 1,826 MBOED in 2023, an increase of 88 MBOED or 5 percent compared to 2022. First quarter 2024 production is expected to be 1.88 MMBOED to 1.92 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.

To maintain or grow our production volumes on an ongoing basis, we must continue to add to our proved reserve base. Our estimates of our proved reserves generally increase as of a specified date as prices rise and decrease as prices decline. Reserve replacement represents the net change in proved reserves, net of production, divided by our current year production. For information on proved reserves, including both developed and undeveloped reserves, *see the reserve table disclosures contained in “Supplementary Data – Oil and Gas Operations.” See “Item 1A—Risk Factors – Unless we successfully develop resources, the scope of our business will decline, resulting in an adverse impact to our business.”*

As discussed in the “Critical Accounting Estimates” section, engineering estimates of proved reserves are imprecise; therefore, reserves may be revised upward or downward each year due to the impact of changes in commodity prices or as more technical data becomes available on reservoirs. It is not possible to reliably predict how revisions will impact future reserve quantities.

Investing Activities

In 2023, we invested \$11.2 billion in capital expenditures and investments; \$1.5 billion of which was primarily payments towards our investments in LNG projects, including PALNG, NFE4 and NFS3. *See Note 3.* The remaining \$9.7 billion funded our operating capital program. Capital expenditures invested in 2022 and 2021 were \$10.2 billion and \$5.3 billion, respectively. *See the “Capital Expenditures and Investments” section.*

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 9.*

Proceeds from asset sales were \$0.6 billion in 2023 compared with \$3.5 billion in 2022. In 2022, we received proceeds of \$1.4 billion for the sale of our remaining 91 million common shares of CVE, proceeds of approximately \$1.5 billion, primarily from asset divestitures in our Asia Pacific and Lower 48 segments, and \$0.5 billion in contingent payments associated with prior divestitures. *See Note 3 and Note 5.*

In December 2021, we completed our acquisition of Shell’s assets in the Delaware Basin for cash consideration of approximately \$8.7 billion after customary adjustments. We funded this transaction with cash on hand. We completed our acquisition of Concho on January 15, 2021 in an all-stock transaction. The assets acquired in the transaction included \$382 million of cash. The net impact of these items is recognized within “Acquisition of businesses, net of cash acquired” on our consolidated statement of cash flows. *See Note 3.*

In 2021, total proceeds from asset dispositions were \$1.7 billion. We received cash proceeds of \$250 million from the sale of noncore assets in our Lower 48 segment, \$1.1 billion from sales of our investment in CVE common shares and \$244 million of contingent payments related to dispositions completed before 2021. *See Note 3 and Note 5.*

We invest in short-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 for short-term needs to support our operating plan and provide resiliency to react to short-term price volatility are invested in highly liquid instruments with maturities within the year. Funds we consider available to maintain resiliency in longer term price downturns and to capture opportunities outside a given operating plan may be invested in instruments with maturities greater than one year. *See Note 12 and Note 19.*

Investing activities in 2023 included net sales of \$1,373 million of investments. We had net sales of \$2,111 million of short-term instruments and net purchases of \$738 million of long-term instruments. *See Note 19.*

Financing Activities

Our debt balance at December 31, 2023 was \$18.9 billion compared with \$16.6 billion at December 31, 2022. The current portion of debt, including payments for finance leases, is \$1.1 billion. 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 9.*

In 2022, we repurchased notes, retired floating rate debt, and executed a debt refinancing comprised of concurrent transactions including new debt issuances, a cash tender offer and debt exchange offers. In aggregate, these transactions along with naturally maturing debt, reduced the company's total debt by \$3.3 billion.

In 2022, we refinanced our revolving credit facility from a total aggregate principal amount of \$6.0 billion to \$5.5 billion with an expiration date of February 2027. 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, 2023.

In December 2023, Fitch affirmed our long-term credit ratings. 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 9 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, 2023 and December 31, 2022, we had direct bank letters of credit of \$340 million and \$368 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.

Our debt balance at December 31, 2023, was \$18.9 billion, an increase of \$2.3 billion from the balance at December 31, 2022 of \$16.6 billion. 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. In 2022, we executed concurrent debt refinancing transactions, repurchased existing notes, and retired floating rate notes upon natural maturity, that in aggregate reduced our total debt by \$3.3 billion while also lowering our annual cash interest expense and extending the weighted average maturity of our debt portfolio. *See Note 9* for information regarding debt and *Note 19* for information regarding non-cash consideration of the Surmont transaction.

In February 2024, we announced our 2024 planned return of capital to shareholders of \$9 billion through our three-tier return of capital framework. We plan to deliver a compelling, growing ordinary dividend, through-cycle share repurchases and a VROC payment. The VROC provides a flexible tool for meeting our commitment of returning greater than 30 percent of cash from operating activities during periods where commodity prices are meaningfully higher than our planning price range. Our 2023 total capital returned was \$11 billion.

Consistent with our commitment to deliver value to shareholders, for the full year of 2023, we paid ordinary dividends of \$2.11 per common share and VROC payments of \$2.50 per common share. This was an increase over 2022 when we paid ordinary dividends of \$1.89 and VROC payments of \$2.60 per common share and an increase over 2021 when we paid an ordinary dividend of \$1.75 per common share. In February 2024, we declared a first quarter ordinary dividend of \$0.58 per common share and a VROC payment of \$0.20 per common share, both payable March 1, 2024, to shareholders of record on February 19, 2024.

The ordinary dividend and VROC are subject to numerous considerations and are determined and approved each quarter by the Board of Directors. All VROC payments to date have been declared along with the ordinary dividend, but paid in the following quarter. However, beginning in the first quarter of 2024, we plan to pay any quarterly dividend and VROC payment concurrently and will announce such payments in the same quarter they will be paid.

In late 2016, we initiated our current share repurchase program. In October 2022, our Board of Directors approved an increase to our authorization from \$25 billion to \$45 billion of our common stock to support our plan for future share repurchases. Share repurchases were \$5.4 billion, \$9.3 billion, and \$3.6 billion in 2023, 2022, and 2021, respectively. As of December 31, 2023, share repurchases since the inception of our current program totaled 383.4 million shares and \$28.8 billion. 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, 2023, in addition to the priorities described above, we have contractual obligations to purchase goods and services of approximately \$29.7 billion. We expect to fulfill \$7.4 billion of these obligations in 2024. These figures exclude purchase commitments for jointly owned fields and facilities where we are not the operator. Purchase obligations of \$9.8 billion are related to agreements to access and utilize the capacity of third-party equipment and facilities, including pipelines and LNG product terminals, to transport, process, treat and store commodities. Purchase obligations of \$17.8 billion are related to market-based contracts for commodity product purchases with third parties. The remainder is primarily our net share of purchase commitments for materials and services for jointly owned fields and facilities where we are the operator.

Capital Expenditures and Investments

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Alaska	\$ 1,705	1,091	982
Lower 48	6,487	5,630	3,129
Canada	456	530	203
Europe, Middle East and North Africa	1,111	998	534
Asia Pacific	354	1,880	390
Other International	—	—	33
Corporate and Other	1,135	30	53
Capital Program*	\$ 11,248	10,159	5,324

* Excludes capital related to acquisitions of businesses, net of cash acquired.

Our capital expenditures and investments for the three-year period ended December 31, 2023, totaled \$26.7 billion. The 2023 capital expenditures and investments supported key operating activities and acquisitions, primarily:

- Appraisal and development activities in Alaska related to the Western North Slope and development activities in the Greater Kuparuk Area.
- Development and exploration activities in the Lower 48, primarily in the Delaware Basin, Eagle Ford, Midland Basin and Bakken.
- Appraisal and development activities at Montney as well as development and optimization of Surmont in Canada.
- Development activities across assets in Norway.
- Continued development activities in Malaysia and China.
- Capital primarily associated with our investments in PALNG, NFE4 and NFS3.

2024 Capital Budget

In February 2024, we announced our 2024 operating plan capital is expected to be between \$11.0 to \$11.5 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	
	2023	
Revenues and Other Income	\$	37,992
Income (loss) before income taxes*		10,737
Net Income (Loss)		10,957

*Includes approximately \$7.9 billion of purchased commodities expense for transactions with Non-Obligated Subsidiaries.

Summarized Balance Sheet Data

	Millions of Dollars	
	December 31, 2023	
Current assets	\$	8,008
<i>Amounts due from Non-Obligated Subsidiaries, current</i>		1,565
Noncurrent assets		91,155
<i>Amounts due from Non-Obligated Subsidiaries, noncurrent</i>		8,936
Current liabilities		7,337
<i>Amounts due to Non-Obligated Subsidiaries, current</i>		3,990
Noncurrent liabilities		49,105
<i>Amounts due to Non-Obligated Subsidiaries, noncurrent</i>		31,241

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 11* 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 17*.

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;
- European Union Regulation for Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals (REACH);
- 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 (OPA90), 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 (EPCRA), 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
- European Union Trading Directive resulting in European Emissions Trading Scheme.

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 designed to meet or exceed 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 state equivalents. 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 requests, 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, 2023, there were 15 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 \$791 million in 2023 and are expected to be approximately \$937 million and \$946 million in 2024 and 2025, respectively. Capitalized environmental costs were \$393 million in 2023 and are expected to be about \$438 million and \$450 million in 2024 and 2025, 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, 2023, our balance sheet included total accrued environmental costs of \$184 million, compared with \$182 million at December 31, 2022, 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 11 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 proposed or promulgated laws apply or could apply in countries where we have interests or may have interests in the future. 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 results of operations and financial condition. Examples of legislation and precursors for possible regulation that do or could affect our operations include:

- European Emissions Trading Scheme (ETS), the program through which many of the EU member states are implementing the Kyoto Protocol. Our cost of compliance with the EU ETS in 2023 was approximately \$28 million (net share before-tax).
- U.K. Emissions Trading Scheme, the program with which the U.K. has replaced the ETS. Our cost of compliance with the U.K. ETS in 2023 was approximately \$0.8 million (net share before-tax).
- 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. The total cost of compliance related to this regulation in 2023 was approximately \$3.5 million (net share before-tax).
- The U.S. government has announced on September 17, 2021 the Global Methane Pledge, a global initiative to reduce global methane emissions by at least 30 percent from 2020 levels by 2030.
- Carbon taxes in certain jurisdictions. Our cost of compliance with Norwegian carbon legislation in 2023 was approximately \$35 million (net share before-tax). We also incur a carbon tax for emissions from fossil fuel combustion in our British Columbia and Alberta operations in Canada, totaling approximately \$8.2 million (net share before-tax).
- The agreement reached in Paris in December 2015 at the 21st Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, setting out a process for achieving global emissions reductions. The new administration has recommitted the United States to the Paris Agreement, and a significant number of U.S. state and local governments and major corporations headquartered in the U.S. have also announced related commitments. Accordingly, the U.S. administration set a new target on April 22, 2021 of a 50 to 52 percent reduction in GHG emissions from 2005 levels in 2030.
- The U.S. EPA announced the final New Source Performance Standards (OOOOb) and Emissions Guidelines (OOOOC) rulemaking on December 2, 2023. While industry is awaiting final publication of the rulemaking, we do anticipate that implementing this regulation across our U.S. portfolio will result in additional compliance costs. The proposed sub-part W regulations and the Methane Emission Reduction Program (MERP), passed as part of the Inflation Reduction Act of 2022 will potentially result in impacts to our business. The implementation of the MERP fee, while applicable for 2024 emissions, has not yet been finalized by the EPA.

- Governments and financial regulators are developing new reporting rules requiring increased disclosure around a range of sustainability topics. In March 2022 the U.S. SEC proposed rule changes that would require registrants to include certain climate-related disclosures in their registration statements and periodic reports; In January 2023 the EU finalized the Corporate Sustainability Reporting Directive that will require more detailed sustainability reporting; in June 2023 the International Sustainability Standards Board issued inaugural sustainability reporting standards; and in October 2023 in California multiple bills were signed into law requiring climate-related disclosures for companies that conduct business in the state. The patchwork of reporting standards that is developing may require significant increases in disclosures, which may be costly to implement.
- The U.S. Council on Environmental Quality is preparing to finalize revised regulations under the National Environmental Policy Act (NEPA Phase 2), along with corresponding Guidance on the Consideration of GHG Emissions and Climate Change, in early 2024. The new regulatory framework's emphasis on avoiding and minimizing climate impacts increases uncertainty associated with the federal environmental review and permitting process for oil and gas activities.

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 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 11 for information on climate change litigation.

Company Response to Climate-Related Risks

In 2020, we adopted a Paris-aligned climate-related risk framework with an ambition to reduce our operational (Scope 1 and 2) emissions to net-zero by 2050. The objective of our Climate 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, technologies for emissions reduction, alternative energy technologies and changes in consumer trends. The strategy sets out our choices around portfolio composition, emissions reductions, targets and incentives, emissions-related technology development, and our climate-related policy and finance sector engagement.

An important component of our Climate Risk Strategy is the Plan for the Net-Zero Energy Transition (the 'Plan'). The Plan outlines how we intend to play a valued role in the energy transition by executing on our Triple Mandate to: reliably and responsibly meet energy transition pathway demand, deliver competitive returns on and of capital and achieve our net-zero operational emissions ambition. The Plan also outlines how we intend to apply our strategic capabilities and resources to meet the challenges posed by climate change in an economically viable, accountable and actionable way that balances the interests of our stakeholders.

Key elements of the Plan include:

- Maintaining strategic flexibility
 - Building a resilient asset portfolio with a focus on low cost of supply and low GHG intensity to meet transition pathway 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.
- Reducing Scope 1 and 2 emissions
 - Setting targets for emissions over which we have ownership and control, with an ambition to become a net-zero company for Scope 1 and 2 emissions by 2050.
- Addressing Scope 3 emissions
 - Advocating for a well-designed, economy-wide price on carbon and engaging in development of other policy and legislation to address end-use emissions.
 - Working with our suppliers for alignment on GHG emissions reductions.
- Contributing to an orderly transition
 - Building an attractive LNG portfolio.
 - Evaluating potential investments in emerging energy transition and low-carbon technologies.

Our Plan does not include a Scope 3 (end-use) 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 and with the shape and pace of technology and policy yet to be determined, setting and meeting Scope 3 targets would require a shift of production to other global operators that have established less ambitious targets or no targets to reduce their own operational emissions or do not have any other ambitions or plans to manage climate-related risks, potentially eroding energy security and affordability as well as undercutting global climate change objectives. This is why we have consistently taken a prominent role in advocating for a well-designed, economy wide price on carbon and engaged in development of other policies or legislation that could address end-use emissions from high-carbon intensity energy use. We have also expanded policy advocacy beyond carbon pricing to include regulatory action, such as support for the direct regulation of methane.

In support of addressing our Scope 1 and 2 emissions, in 2023, we made progress in several key areas.

- Continued to refine our Paris-aligned climate risk strategy.
- Accelerated our GHG intensity reduction target to 50-60 percent by 2030 from a 2016 baseline for both gross operated and net equity emissions.
- Achieved the Gold Standard Pathway in the OGMP 2.0 Initiative.
- Implemented our new near-zero 2030 methane emissions intensity target of approximately 1.5 kilogram carbon dioxide equivalent per BOE or of 0.15 percent of gas produced.

Our emissions reduction efforts and net-zero ambition are supported by our multi-disciplinary Low-Carbon Technologies organization. *See Item 1A. Risk Factors—Our ability to successfully execute on our energy transition plans is subject to a number of risks and uncertainties and may be costly to achieve.*

New Accounting Standards

For discussion of new accounting standards, *see Note 25.*

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 major 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 2023, we held \$4.4 billion of net capitalized unproved property costs which consisted 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 \$3.0 billion is concentrated in the Delaware and Midland Basins, where we have an ongoing significant and active development program. Outside of the Delaware and Midland Basins, the remaining \$1.4 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 2023, total suspended well costs were \$184 million, compared with \$527 million at year-end 2022. For additional information on suspended wells, including an aging analysis, *see Note 6*.

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 2023, the net book value of productive PP&E subject to a unit-of-production calculation was approximately \$62 billion and the DD&A recorded on these assets in 2023 was approximately \$8.1 billion. The estimated proved developed reserves for our consolidated operations were 3.8 billion BOE at the end of 2022 and 3.7 billion BOE at the end of 2023. 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 2023 would have increased by an estimated \$894 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, the pace of drilling plans, 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 judgement 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. 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. *See Note 6 and Note 7.*

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. *See the "APLNG" section of Note 4.*

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 judgement. 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 8.*

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 \$600 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 \$40 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 16.*

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 11.*

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 weight 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 17.*

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 that 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 17.*

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, projected costs and plans, and 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 future dividends. You can often identify our forward-looking statements by the words “ambition,” “anticipate,” “believe,” “budget,” “continue,” “could,” “effort,” “estimate,” “expect,” “forecast,” “intend,” “goal,” “guidance,” “may,” “objective,” “outlook,” “plan,” “potential,” “predict,” “projection,” “seek,” “should,” “target,” “will,” “would” and similar expressions.

We based the 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, and involve risks and uncertainties we cannot predict. In addition, we based many of these forward-looking statements on assumptions about future events that may prove to be inaccurate. 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:

- Fluctuations in crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs prices, including a prolonged decline in these prices relative to historical or future expected levels.
- 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, including the conflicts in Ukraine and the Middle East, and the global response to such conflict; security threats on facilities and infrastructure; a public health crisis; 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 impact of significant declines in prices for crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs, which may result in recognition of impairment charges on our long-lived assets, leaseholds and nonconsolidated equity investments.
- 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 reserves replacement rates, whether as a result of the significant declines in commodity prices or otherwise.
- Unsuccessful exploratory drilling activities or the inability to obtain access to exploratory acreage.
- Unexpected changes in costs, inflationary pressures or technical requirements for constructing, modifying or operating E&P facilities.
- Legislative and regulatory initiatives addressing environmental concerns, including initiatives addressing the impact of global climate change or further regulating hydraulic fracturing, methane emissions, flaring, water disposal or LNG exports.
- Significant operational or investment changes imposed by existing or future environmental statutes and regulations, including international agreements and national or regional legislation and regulatory measures to limit or reduce GHG emissions.
- Substantial investment in and development use of, competing or alternative energy sources, including as a result of existing or future environmental rules and regulations.
- The impact of broader societal attention to and efforts to address climate change may impact our access to capital and insurance.
- Potential failures or delays in delivering on our current or future low-carbon strategy, including our inability to develop new technologies.
- The impact of public health crises, including pandemics (such as COVID-19) and epidemics, and any related company or government policies or actions.

- Lack of, or disruptions in, adequate and 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.
- Failure to complete definitive agreements and feasibility studies for, and to complete construction of, announced and future E&P and LNG development in a timely manner (if at all) or on budget.
- 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 and information technology failures, constraints or disruptions.
- Changes in international monetary conditions and foreign currency exchange rate fluctuations.
- Changes in international trade relationships, including the imposition of trade restrictions or tariffs relating to crude oil, bitumen, natural gas, LNG, NGLs, carbon and any materials or products (such as aluminum and steel) used in the operation of our business, including any sanctions imposed as a result of any ongoing military conflict, including the conflicts in Ukraine and the Middle East.
- Liability for remedial actions, including removal and reclamation obligations, under existing and future environmental regulations and litigation.
- Liability resulting from litigation, including litigation directly or indirectly related to the transaction with Concho Resources Inc., or our failure to comply with applicable laws and regulations.
- General domestic and international economic and political developments, including armed hostilities; expropriation of assets; changes in governmental policies relating to crude oil, bitumen, natural gas, LNG and NGLs and carbon pricing, including the imposition of price caps; regulation or taxation; and other political, economic or diplomatic developments, including as a result of any ongoing military conflict, including the conflicts in Ukraine and the Middle East.
- Volatility in the commodity futures markets.
- Changes in tax and other laws, regulations (including alternative energy mandates) or royalty rules applicable to our business.
- Competition and consolidation in the oil and gas E&P industry, including competition for personnel and equipment.
- Any limitations on our access to capital or increase in our cost of capital, including as a result of illiquidity or uncertainty in domestic or international financial markets or investment sentiment, including as a result of increased societal attention to and efforts to address climate change.
- Our inability to execute, or delays in the completion of, any asset dispositions or acquisitions we elect to pursue.
- Potential failure to obtain, or delays in obtaining, any necessary regulatory approvals for pending or future asset dispositions or acquisitions, or that such approvals may require modification to the terms of the transactions or the operation of our remaining business.
- Potential disruption of our operations as a result of pending or future asset dispositions or acquisitions, including the diversion of management time and attention.
- 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 currently anticipate, if at all.
- The operation and financing 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.
- Our inability to realize anticipated cost savings and capital expenditure reductions.
- The inadequacy of storage capacity for our products, and ensuing curtailments, whether voluntary or involuntary, required to mitigate this physical constraint.
- The risk that we will be unable to retain and hire key personnel.
- Uncertainty as to the long-term value of our common stock.
- The factors generally described in *Part I—Item 1A* in this 2023 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 Executive Vice President and Chief Financial Officer, who reports to the Chief Executive Officer, monitors commodity price risk and risks resulting from foreign currency exchange rates and interest rates. The Commercial organization manages our commercial marketing, optimizes our commodity flows and positions, and monitors risks.

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, 2023. 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, 2023 and 2022, 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 2023				
2024	\$ 759	2.70 %	\$ —	— %
2025	735	3.87	—	—
2026	104	6.41	—	—
2027	438	5.79	—	—
2028	265	4.50	—	—
Remaining years	15,829	5.45	283	4.06 %
Total	\$ 18,130		\$ 283	
Fair value	\$ 18,338		\$ 283	
Year-End 2022				
2023	\$ 110	7.04 %	\$ —	— %
2024	1,359	2.59	—	—
2025	1,268	3.25	—	—
2026	104	6.41	—	—
2027	438	5.79	—	—
Remaining years	12,293	5.45	283	3.91 %
Total	\$ 15,572		\$ 283	
Fair value	\$ 15,262		\$ 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, 2023 and 2022, 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 2023 or December 2022 exchange rates.

The gross notional and fair value of these positions at December 31, 2023 and 2022, were as follows:

Foreign Currency Exchange Derivatives

		In Millions			
		Notional		Fair Value*	
		2023	2022	2023	2022
Buy Canadian dollar, sell U.S. dollar	CAD	5	15	—	(1)
Sell British pound, buy euro	GBP	52	312	(2)	7
Buy British pound, sell euro	GBP	58	264	—	(10)

*Denominated in USD.

Item 8. Financial Statements and Supplementary Data

ConocoPhillips

Index to Financial Statements

	<u>Page</u>
Reports of Management	71
Reports of Independent Registered Public Accounting Firm (PCAOB ID #42)	72
Consolidated Income Statement for the years ended December 31, 2023, 2022 and 2021	75
Consolidated Statement of Comprehensive Income for the years ended December 31, 2023, 2022 and 2021	76
Consolidated Balance Sheet at December 31, 2023 and 2022	77
Consolidated Statement of Cash Flows for the years ended December 31, 2023, 2022 and 2021	78
Consolidated Statement of Changes in Equity for the years ended December 31, 2023, 2022 and 2021	79
Notes to Consolidated Financial Statements	80
Supplementary Information	
Oil and Gas Operations	135

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, 2023. 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, 2023.

Ernst & Young LLP has issued an audit report on the company's internal control over financial reporting as of December 31, 2023, and their report is included herein.

/s/ Ryan M. Lance

Ryan M. Lance

Chairman and
Chief Executive Officer

/s/ William L. Bullock, Jr.

William L. Bullock, Jr.

Executive Vice President and
Chief Financial Officer

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, 2023 and 2022, the related consolidated income statement, statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2023, 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, 2023 and 2022, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2023, 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, 2023, 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 15, 2024 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 disclosure to which it relates.

Depreciation, depletion and amortization of proved oil and gas properties, plants and equipment

Description of the Matter At December 31, 2023, the net book value of the Company's proved oil and gas properties, plants and equipment (PP&E) was \$62 billion, and depreciation, depletion and amortization (DD&A) expense 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 steam-assisted gravity drainage facilities and certain pipeline and liquified natural gas assets (those which are expected to have a declining utilization pattern) 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, installed plant operating capacity and approved operating limits. 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 and capital costs assumptions, among others.

Auditing the Company'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 the inputs described above used by the internal reservoir engineers in estimating proved oil and gas reserves.

How We Addressed the Matter in Our Audit We obtained an understanding, evaluated the design and tested the operating effectiveness of the Company's internal controls over its processes to calculate DD&A, including management's controls over the completeness and accuracy of the financial data provided to the internal reservoir engineers for use in estimating proved oil and gas reserves.

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. In addition, in assessing whether we can use the work of the internal reservoir engineers, we evaluated the completeness and accuracy of the financial 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, including comparing the proved oil and gas reserves amounts used in the calculation to the Company's reserve report.

We have served as the Company's auditor since 1949.

/s/ Ernst & Young LLP

Houston, Texas
February 15, 2024

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, 2023, 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, 2023, 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, 2023 and 2022, the related consolidated income statement, statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2023, and the related notes and our report dated February 15, 2024 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 15, 2024

Consolidated Income Statement

ConocoPhillips

Years Ended December 31

Millions of Dollars

	2023	2022	2021
Revenues and Other Income			
Sales and other operating revenues	\$ 56,141	78,494	45,828
Equity in earnings of affiliates	1,720	2,081	832
Gain (loss) on dispositions	228	1,077	486
Other income	485	504	1,203
Total Revenues and Other Income	58,574	82,156	48,349
Costs and Expenses			
Purchased commodities	21,975	33,971	18,158
Production and operating expenses	7,693	7,006	5,694
Selling, general and administrative expenses	705	623	719
Exploration expenses	398	564	344
Depreciation, depletion and amortization	8,270	7,504	7,208
Impairments	14	(12)	674
Taxes other than income taxes	2,074	3,364	1,634
Accretion on discounted liabilities	283	250	242
Interest and debt expense	780	805	884
Foreign currency transaction (gain) loss	92	(100)	(22)
Other expenses	2	(47)	102
Total Costs and Expenses	42,286	53,928	35,637
Income (loss) before income taxes	16,288	28,228	12,712
Income tax provision (benefit)	5,331	9,548	4,633
Net Income (Loss)	\$ 10,957	18,680	8,079
Net Income (Loss) Per Share of Common Stock (dollars)			
Basic	\$ 9.08	14.62	6.09
Diluted	9.06	14.57	6.07
Average Common Shares Outstanding (in thousands)			
Basic	1,202,757	1,274,028	1,324,194
Diluted	1,205,675	1,278,163	1,328,151

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Statement of Comprehensive Income

ConocoPhillips

Years Ended December 31

Millions of Dollars

	2023	2022	2021
Net Income (Loss)	\$ 10,957	18,680	8,079
Other comprehensive income (loss)			
Defined benefit plans			
Prior service credit (cost) arising during the period	—	(10)	—
Reclassification adjustment for amortization of prior service cost (credit) included in net income (loss)	(38)	(39)	(38)
Net change	(38)	(49)	(38)
Net actuarial gain (loss) arising during the period	37	(623)	357
Reclassification adjustment for amortization of net actuarial losses (gains) included in net income (loss)	82	72	178
Net change	119	(551)	535
Nonsponsored plans*	(3)	5	5
Income taxes on defined benefit plans	(23)	178	(108)
Defined benefit plans, net of tax	55	(417)	394
Unrealized holding gain (loss) on securities	20	(13)	(2)
Reclassification adjustment for (gain) loss included in net income	(4)	(1)	(1)
Income taxes on unrealized holding gain (loss) on securities	(3)	3	1
Unrealized holding gain (loss) on securities, net of tax	13	(11)	(2)
Foreign currency translation adjustments	195	(623)	(124)
Income taxes on foreign currency translation adjustments	2	1	—
Foreign currency translation adjustments, net of tax	197	(622)	(124)
Unrealized gain (loss) on hedging activities	78	—	—
Income taxes on unrealized gain (loss) on hedging activities	(16)	—	—
Unrealized gain (loss) on hedging activities, net of tax	62	—	—
Other Comprehensive Income (Loss), Net of Tax	327	(1,050)	268
Comprehensive Income (Loss)	\$ 11,284	17,630	8,347

*Plans for which ConocoPhillips is not the primary obligor—primarily those administered by equity affiliates.
See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Balance Sheet

ConocoPhillips

At December 31	Millions of Dollars	
	2023	2022
Assets		
Cash and cash equivalents	\$ 5,635	6,458
Short-term investments	971	2,785
Accounts and notes receivable (net of allowance of \$3 and \$2, respectively)	5,461	7,075
Accounts and notes receivable—related parties	13	13
Inventories	1,398	1,219
Prepaid expenses and other current assets	852	1,199
Total Current Assets	14,330	18,749
Investments and long-term receivables	9,130	8,225
Net properties, plants and equipment (net of accumulated DD&A of \$74,361 and \$66,630, respectively)	70,044	64,866
Other assets	2,420	1,989
Total Assets	\$ 95,924	93,829
Liabilities		
Accounts payable	\$ 5,083	6,113
Accounts payable—related parties	34	50
Short-term debt	1,074	417
Accrued income and other taxes	1,811	3,193
Employee benefit obligations	774	728
Other accruals	1,229	2,346
Total Current Liabilities	10,005	12,847
Long-term debt	17,863	16,226
Asset retirement obligations and accrued environmental costs	7,220	6,401
Deferred income taxes	8,813	7,726
Employee benefit obligations	1,009	1,074
Other liabilities and deferred credits	1,735	1,552
Total Liabilities	46,645	45,826
Equity		
Common stock (2,500,000,000 shares authorized at \$0.01 par value) Issued (2023—2,103,772,516 shares; 2022—2,100,885,134 shares)		
Par value	21	21
Capital in excess of par	61,303	61,142
Treasury stock (at cost: 2023—925,670,961 shares; 2022—877,029,062 shares)	(65,640)	(60,189)
Accumulated other comprehensive income (loss)	(5,673)	(6,000)
Retained earnings	59,268	53,029
Total Equity	49,279	48,003
Total Liabilities and Equity	\$ 95,924	93,829

See Notes to Consolidated Financial Statements.

Consolidated Statement of Cash Flows

ConocoPhillips

Years Ended December 31

Millions of Dollars

	2023	2022	2021
Cash Flows From Operating Activities			
Net income (loss)	\$ 10,957	18,680	8,079
Adjustments to reconcile net income (loss) to net cash provided by operating activities			
Depreciation, depletion and amortization	8,270	7,504	7,208
Impairments	14	(12)	674
Dry hole costs and leasehold impairments	162	340	44
Accretion on discounted liabilities	283	250	242
Deferred taxes	1,145	2,086	1,346
Distributions more (less) than income from equity affiliates	964	942	446
(Gain) loss on dispositions	(228)	(1,077)	(486)
(Gain) loss on investment in Cenovus Energy	—	(251)	(1,040)
Other	(220)	86	(788)
Working capital adjustments			
Decrease (increase) in accounts and notes receivable	1,333	(963)	(2,500)
Decrease (increase) in inventories	(103)	(38)	(160)
Decrease (increase) in prepaid expenses and other current assets	337	(173)	(649)
Increase (decrease) in accounts payable	(1,118)	901	1,399
Increase (decrease) in taxes and other accruals	(1,831)	39	3,181
Net Cash Provided by Operating Activities	19,965	28,314	16,996
Cash Flows From Investing Activities			
Capital expenditures and investments	(11,248)	(10,159)	(5,324)
Working capital changes associated with investing activities	30	520	134
Acquisition of businesses, net of cash acquired	(2,724)	(60)	(8,290)
Proceeds from asset dispositions	632	3,471	1,653
Net sales (purchases) of investments	1,373	(2,629)	3,091
Collection of advances/loans—related parties	—	114	105
Other	(63)	2	87
Net Cash Used in Investing Activities	(12,000)	(8,741)	(8,544)
Cash Flows From Financing Activities			
Issuance of debt	3,787	2,897	—
Repayment of debt	(1,379)	(6,267)	(505)
Issuance of company common stock	(52)	362	145
Repurchase of company common stock	(5,400)	(9,270)	(3,623)
Dividends paid	(5,583)	(5,726)	(2,359)
Other	(34)	(49)	7
Net Cash Used in Financing Activities	(8,661)	(18,053)	(6,335)
Effect of Exchange Rate Changes on Cash, Cash Equivalents and Restricted Cash	(99)	(224)	(34)
Net Change in Cash, Cash Equivalents and Restricted Cash	(795)	1,296	2,083
Cash, cash equivalents and restricted cash at beginning of period	6,694	5,398	3,315
Cash, Cash Equivalents and Restricted Cash at End of Period	\$ 5,899	6,694	5,398

Restricted cash of \$264 million and \$236 million is included in the "Other assets" line of our Consolidated Balance Sheet as of December 31, 2023 and December 31, 2022, 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, 2020	\$ 18	47,133	(47,297)	(5,218)	35,213	29,849
Net income (loss)					8,079	8,079
Other comprehensive income (loss)				268		268
Dividends declared						
Ordinary (\$1.75 per share of common stock)					(2,359)	(2,359)
Variable return of cash (\$0.20 per share of common stock)					(260)	(260)
Acquisition of Concho	3	13,122				13,125
Repurchase of company common stock			(3,623)			(3,623)
Distributed under benefit plans		326				326
Other					1	1
Balances at December 31, 2021	\$ 21	60,581	(50,920)	(4,950)	40,674	45,406
Net income (loss)					18,680	18,680
Other comprehensive income (loss)				(1,050)		(1,050)
Dividends declared						
Ordinary (\$1.89 per share of common stock)					(2,419)	(2,419)
Variable return of cash (\$3.10 per share of common stock)					(3,908)	(3,908)
Repurchase of company common stock			(9,270)			(9,270)
Distributed under benefit plans		561				561
Other			1		2	3
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

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. Other securities and investments are generally carried at cost. We manage our operations through six operating segments, defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; Asia Pacific; and Other International. *See Note 24.*
- **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 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 6.*

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 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 and certain pipeline and LNG assets (those which are expected to have a declining utilization pattern), 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 8.*

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 (EPS) 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 RSUs under its share-based compensation programs, the majority of which entitle recipients to receive nonforfeitable dividends during the vesting period on a basis equivalent to dividends paid to holders of the Company's common stock. *See Note 16.* 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 23.*

Note 2—Inventories

Inventories at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
Crude oil and natural gas	\$ 676	641
Materials and supplies	722	578
Total inventories	\$ 1,398	1,219
Inventories valued on the LIFO basis	\$ 401	396

The estimated excess of current replacement cost over LIFO cost of inventories was approximately \$91 million and \$149 million at December 31, 2023 and 2022, 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. All cash proceeds and payments are included in the “Cash Flows From Investing Activities” section of our consolidated statement of cash flows.

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 fair value of total consideration for the all-cash transaction was \$3.0 billion (CAD \$4.1 billion):

Fair value of consideration	Millions of Dollars
Cash paid	\$ 2,685
Contingent consideration	320
Total consideration	\$ 3,005

The contingent payment arrangement requires additional consideration to be paid to TotalEnergies EP Canada Ltd. up to \$0.4 billion CAD over a five-year term. The contingent payments represent \$2.0 million for every dollar that WCS pricing exceeds \$52 per barrel during the month, subject to certain production targets being achieved. The range of the undiscounted amounts we could pay under this arrangement is between \$0 and \$0.3 billion. The fair value of the contingent consideration on the acquisition date was \$320 million and estimated by applying the income approach. *See Note 13.*

The transaction is 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. Fair value measurements were made for acquired assets and liabilities, and adjustments to those measurements may be made in subsequent periods, up to one year from the acquisition date as we identify new information about facts and circumstances that existed as of the acquisition date to consider.

Oil and gas properties were valued using a discounted cash flow approach incorporating market participants 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, October 4, 2023.

Recognized amounts of identifiable assets acquired and liabilities assumed	Millions of Dollars
Oil and gas properties	3,129
Asset retirement obligations	(112)
Other	(12)
Total identifiable net assets	\$ 3,005

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 and 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 for the year ended December 31, 2023, and 2022, as if we had completed the acquisition on January 1, 2022.

	Millions of Dollars		
	Year Ended December 31, 2023		
	As reported	Pro forma Surmont	Pro forma Combined
Total Revenues and Other Income	\$ 58,574	2,561	61,135
Income (loss) before income taxes	16,288	659	16,947
Net Income (Loss)	10,957	501	11,458
Earnings per share:			
Basic net income (loss)	\$ 9.08		9.50
Diluted net income (loss)	9.06		9.47

	Millions of Dollars		
	Year Ended December 31, 2022		
	As reported	Pro forma Surmont	Pro forma Combined
Total Revenues and Other Income	\$ 82,156	3,582	85,738
Income (loss) before income taxes	28,228	947	29,175
Net Income (Loss)	18,680	720	19,400
Earnings per share:			
Basic net income (loss)	\$ 14.62		15.18
Diluted net income (loss)	14.57		15.13

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 transactions been completed on January 1, 2022, nor is it necessarily indicative of future operating results of the combined entity. The unaudited pro forma financial information for the years ending December 31, 2023 and 2022, respectively, is a result of combining the consolidated income statement of ConocoPhillips with the assets acquired from TotalEnergies EP Canada Ltd. The pro forma results do not include transaction-related costs, nor any 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 properties, plants and equipment. We believe the estimates and assumptions are reasonable, and the relative effects of the transaction are properly reflected.

QatarEnergy LNG NFS(3) (NFS3), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (12) (QG12)

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. 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.*

Contingent Payments

We recorded contingent payments related to the previous dispositions of our working interests in the Foster Creek Christina Lake Partnership and western Canada gas assets, and our San Juan assets. Contingent payments were recorded as (gain) loss on disposition on our consolidated income statement and reflected within our Canada and Lower 48 segments. In our Canada segment, the contingent payment, calculated and paid quarterly, was \$6 million CAD for every \$1 CAD by which the WCS quarterly average crude oil price exceeded \$52 CAD per barrel. In our Lower 48 segment, the contingent payment, paid annually, was calculated monthly at \$7 million per month when the U.S. Henry Hub natural gas price was at or above \$3.20 per MMBTU. The term of contingent payments in our Canada segment ended in the second quarter of 2022 and the term of contingent payments in our Lower 48 segment ended at the end of 2023. Contingent payments recorded in the years 2023, 2022 and 2021 were \$7 million, \$451 million and \$369 million, respectively.

2022*Acquisition of Additional Shareholding Interest in Australia Pacific LNG (APLNG)*

In February 2022, we completed the acquisition of an additional 10 percent interest in APLNG from Origin Energy for approximately \$1.4 billion, after customary adjustments, in an all-cash transaction resulting from the exercise of our preemption right. This increased our ownership in APLNG to 47.5 percent, with Origin Energy and Sinopec owning 27.5 percent and 25.0 percent, respectively. APLNG is reported as an equity investment in our Asia Pacific segment.

QatarEnergy LNG NFE(4) (NFE4), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (8) (QG8)

During 2022, we were awarded a 25 percent interest in NFE4, a new joint venture with QatarEnergy to participate in the North Field East (NFE) LNG project. NFE4 has a 12.5 percent interest in the NFE project and is reported as an equity method investment in our Europe, Middle East and North Africa segment. *See Note 4.*

Asset Acquisition

In September 2022, we completed the acquisition of an additional working interest in certain Eagle Ford acreage in the Lower 48 segment for cash consideration of \$236 million after customary adjustments. This agreement was accounted for as an asset acquisition, with the consideration allocated primarily to PP&E.

Assets Sold

During 2022, we sold our interests in certain noncore assets in our Lower 48 segment for net proceeds of \$680 million, with no gain or loss recognized on sale. At the time of disposition, our interest in these assets had a net carrying value of \$680 million, consisting of \$825 million of assets, primarily related to \$818 million of PP&E, and \$145 million of liabilities, primarily related to AROs.

In March 2022, we completed the divestiture of our subsidiaries that held our Indonesia assets and operations, and based on an effective date of January 1, 2021, we received net proceeds of \$731 million after customary adjustments and recognized a \$534 million before-tax and \$462 million after-tax gain related to this transaction. Together, the subsidiaries sold indirectly held our 54 percent interest in the Indonesia Corridor Block PSC and 35 percent shareholding in the Transasia Pipeline Company. At the time of the disposition, the net carrying value was approximately \$0.2 billion, excluding \$0.2 billion of cash and restricted cash. The net book value consisted primarily of \$0.3 billion of PP&E and \$0.1 billion of ARO. The before-tax earnings associated with the subsidiaries sold, excluding the gain on disposition noted above, were \$138 million and \$604 million for the years ended December 31, 2022 and 2021, respectively. Results of operations for the Indonesia interests sold were reported in our Asia Pacific segment.

2021

During the year, we completed the acquisitions of Concho Resources Inc. (Concho) and of Shell Enterprises LLC's (Shell) Permian assets. The acquisitions were accounted for as business combinations 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. We completed the final allocation of the purchase price to acquired assets and liabilities of Concho by the end of the year, and by the end of the first quarter of 2022 for the Shell assets. It was based on the fair value of the long-lived assets and the conclusion of the fair value determination of all other assets and liabilities acquired.

Acquisition of Concho Resources Inc.

In January 2021, we completed our acquisition of Concho, an independent oil and gas exploration and production company with operations across New Mexico and West Texas focused in the Permian-based Delaware and Midland Basins. Total consideration for the all-stock transaction was valued at \$13.1 billion, in which 1.46 shares of ConocoPhillips common stock were exchanged for each outstanding share of Concho common stock.

We recognized approximately \$157 million of transaction-related costs, all of which were expensed in the first quarter of 2021. These non-recurring costs related primarily to fees paid to advisors and the settlement of share-based awards for certain Concho employees based on the terms of the Merger Agreement.

In the first quarter of 2021, we commenced a company-wide restructuring program, the scope of which included combining the operations of the two companies as well as other global restructuring activities. We recognized non-recurring restructuring costs mainly for employee severance and related incremental pension benefit costs.

The impact from the transaction and restructuring costs to the lines of our consolidated income statement for the year ended December 31, 2021, are below:

	Millions of Dollars		
	Transaction Cost	Restructuring Cost	Total Cost
Production and operating expenses		128	128
Selling, general and administration expenses	135	67	202
Exploration expenses	18	8	26
Taxes other than income taxes	4	2	6
Other expenses	—	29	29
	\$ 157	234	391

In February 2021, we completed a debt exchange offer related to the debt assumed from Concho. As a result of the debt exchange, we recognized an additional income tax-related restructuring charge of \$75 million.

From the acquisition date through December 31, 2021, "Total Revenues and Other Income" and "Net Income (Loss)" associated with the acquired Concho business were approximately \$6,571 million and \$2,330 million, respectively. The results associated with the Concho business for the same period include a before- and after-tax loss of \$305 million and \$233 million, respectively, on the acquired derivative contracts. The before-tax loss is recorded within "Total Revenues and Other Income" on our consolidated income statement. *See Note 12.*

Acquisition of Shell Permian Assets

In December 2021, we completed our acquisition of Shell assets in the Permian based Delaware Basin. The accounting close date used for reporting purposes was December 31, 2021. Assets acquired include approximately 225,000 net acres and producing properties located entirely in Texas. Total consideration for the transaction was \$8.6 billion. We recognized approximately \$44 million of transaction-related costs which were expensed in 2021.

Supplemental Pro Forma (unaudited)

The following table summarizes the unaudited supplemental pro forma financial information for the year ended December 31, 2021, as if we had completed the acquisition of the Shell Permian assets on January 1, 2020.

	Millions of Dollars		
	Year Ended December 31, 2021		
	As reported	Pro forma Shell	Pro forma Combined
Total Revenues and Other Income	\$ 48,349	3,220	51,569
Income (loss) before income taxes	12,712	1,201	13,913
Net Income (Loss)	8,079	920	8,999
Earnings per share:			
Basic net income (loss)	\$ 6.09		6.78
Diluted net income (loss)	6.07		6.76

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 transaction been completed on January 1, 2020, nor is it necessarily indicative of future operating results of the combined entity. The pro forma results do not include transaction-related costs, nor any cost savings anticipated as a result of the transaction. The pro forma includes adjustments which relate primarily to DD&A, which is based on the unit-of-production method, resulting from the purchase price allocated to properties, plants and equipment. We believe the estimates and assumptions are reasonable, and the relative effects of the transaction are properly reflected.

Assets Sold

In 2020, we completed the sale of our Australia-West assets and operations. The sales agreement entitled us to a \$200 million payment upon a FID of the Barossa development project. In March 2021, FID was announced and as such, we recognized a \$200 million gain on disposition in the first quarter of 2021. The purchaser failed to pay the FID bonus when due. We filed an arbitration proceeding against the purchaser to enforce our contractual right to the \$200 million, plus interest accruing from the due date and the matter was resolved in April 2023 to our satisfaction. Results of operations related to this transaction are reflected in our Asia Pacific segment. *See Note 11.*

In the second half of 2021, we sold our interests in certain noncore assets in our Lower 48 segment for approximately \$250 million after customary adjustments, recognizing a before-tax gain on sale of approximately \$58 million. We also completed the sale of our noncore exploration interests in Argentina, recognizing a before-tax loss on disposition of \$179 million. Results of operations for Argentina were reported in our Other International segment.

Note 4—Investments, Loans and Long-Term Receivables

Components of investments and long-term receivables at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
Equity investments	\$ 7,905	7,493
Long-term receivables	143	142
Long-term investments in debt securities	989	522
Other investments	93	68
	\$ 9,130	8,225

Equity Investments

Affiliated companies in which we had a significant equity investment at December 31, 2023, 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.
- Port Arthur Liquefaction Holdings, LLC (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), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (3) (QG3)—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), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (8) (QG8)—25 percent owned joint venture with an affiliate of QatarEnergy (75 percent)—participant in the North Field East (NFE) LNG project. *See Note 3.*
- QatarEnergy LNG NFS(3) (NFS3), formerly Qatar Liquefied Gas Company Limited (12) (QG12)— 25 percent owned joint venture with an affiliate of QatarEnergy (75 percent)—participant in the North Field South project. *See Note 3.*

Summarized 100 percent earnings information for equity method investments in affiliated companies, combined, was as follows:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Revenues	\$ 15,314	18,356	11,824
Income (loss) before income taxes	6,301	8,234	3,946
Net income (loss)	4,214	5,507	2,557

Summarized 100 percent balance sheet information for equity method investments in affiliated companies, combined, was as follows:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
Current assets	\$ 3,827	5,001
Noncurrent assets	39,299	37,789
Current liabilities	3,462	4,169
Noncurrent liabilities	16,665	17,244

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, 2023, retained earnings included \$60 million related to the undistributed earnings of affiliated companies. Dividends received from affiliates were \$2,684 million, \$3,045 million and \$1,279 million in 2023, 2022 and 2021, 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, 2023, a balance of \$4.7 billion was outstanding on the facilities. *See Note 10.*

During the fourth quarter of 2021, Origin Energy Limited agreed to the sale of 10 percent of their interest in APLNG for \$1.645 billion, before customary adjustments. ConocoPhillips announced in December 2021 that we were exercising our preemption right under the APLNG Shareholders Agreement to purchase an additional 10 percent shareholding interest in APLNG, subject to government approvals. The sales price associated with this preemption right was determined to reflect a relevant observable market participant view of APLNG's fair value which was below the carrying value of our existing investment in APLNG. Based on a review of the facts and circumstances surrounding this decline in fair value, we concluded in the fourth quarter of 2021 the impairment was other than temporary under the guidance of FASB ASC Topic 323, and the recognition of an impairment of our existing investment was necessary. Accordingly, we recorded a noncash \$688 million before- and after-tax impairment in the fourth quarter of 2021. The impairment was included in the "Impairments" line on our consolidated income statement. *See Note 7.*

At December 31, 2023, the carrying value of our equity method investment in APLNG was approximately \$5.4 billion. The historical cost basis of our 47.5 percent share of net assets of APLNG was \$5.4 billion, resulting in a basis difference of \$33 million on our books. The basis difference, which is substantially all associated with PP&E and subject to amortization, has been allocated on a relative fair value basis to individual production license areas owned by APLNG. Any future additional payments are expected to be allocated in a similar manner. As the joint venture produces natural gas from each license, we amortize the basis difference allocated to that license using the unit-of-production method. Included in net income (loss) for 2023, 2022 and 2021 was after-tax expense of \$8 million, \$10 million and \$39 million, respectively, representing the amortization of this basis difference on currently producing licenses.

PALNG

PALNG is a joint venture for the development of a large-scale LNG facility. At December 31, 2023, the carrying value of our equity method investment in PALNG was approximately \$1.1 billion. *See Note 3.*

N3

N3 is a joint venture that owns an integrated large-scale LNG project located in Qatar. 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 with QatarEnergy participating in the NFE LNG project. NFE4 has a 12.5 percent interest in the NFE project. *See Note 3.*

NFS3

NFS3 is a joint venture with QatarEnergy to participate in the NFS LNG project. NFS3 has a 25 percent interest in the NFS project. *See Note 3.*

At December 31, 2023, the carrying value of our equity method investments in Qatar was approximately \$1.1 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, 2023, there were no outstanding loans to affiliated companies.

Note 5—Investment in Cenovus Energy

In 2022, we sold our remaining 91 million shares of Cenovus Energy (CVE), recognizing proceeds of \$1.4 billion and a net gain of \$251 million. All gains and losses were recognized within "Other income" on our consolidated income statement. Proceeds related to the sale of our CVE shares were included within "Cash Flows from Investing Activities" on our consolidated statement of cash flows.

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Total Net gain on equity securities		251	1,040
Less: Net gain on equity securities sold during the period		251	473
Unrealized gain on equity securities still held at the reporting date	\$		567

Note 6—Suspended Wells and Exploration Expenses

The following table reflects the net changes in suspended exploratory well costs during 2023, 2022 and 2021:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Beginning balance	\$ 527	660	682
Additions pending the determination of proved reserves	—	5	10
Reclassifications to proved properties	(285)	(7)	—
Charged to dry hole expense	(58)	(131)	(32)
Ending balance	\$ 184	527	660

The following table provides an aging of suspended well balances at December 31:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Exploratory well costs capitalized for a period of one year or less	\$ —	15	4
Exploratory well costs capitalized for a period greater than one year	184	512	656
Ending balance	\$ 184	527	660
Number of projects with exploratory well costs capitalized for a period greater than one year	14	17	22

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, 2023:

	Millions of Dollars			
	Total	Suspended Since		
		2020-2022	2017-2019	2006-2016
WL4-00—Malaysia ⁽²⁾	36	19	17	—
PL891—Norway ⁽¹⁾	30	30	—	—
West Willow—Alaska ⁽¹⁾	29	—	29	—
Narwhal Trend—Alaska ⁽¹⁾	25	—	25	—
PL782S—Norway ⁽¹⁾	19	—	19	—
Montney—Canada ⁽¹⁾	16	8	8	—
Other of \$10 million or less each ⁽¹⁾⁽²⁾	29	—	4	25
Total	\$ 184	57	102	25

(1) Additional appraisal wells planned.

(2) Appraisal drilling complete; costs being incurred to assess development.

Exploration Expenses

The charges discussed below are included in the “Exploration expenses” line on our consolidated income statement.

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.

2022

In the fourth quarter, we recorded a before-tax expense of \$129 million for impairment of certain aged, suspended wells associated with Surmont in our Canada segment.

In our Europe, Middle East and North Africa segment, we recorded a before-tax expense of \$102 million for dry hole costs associated with four operated exploration and appraisal wells and one partner-operated well that were drilled in Norway in 2022.

Note 7—Impairments

During 2023, 2022 and 2021, we recognized the following before-tax impairment charges:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Alaska	\$ —	2	5
Lower 48	7	(11)	(8)
Canada	6	(2)	6
Europe, Middle East and North Africa	—	(1)	(24)
Asia Pacific	—	—	695
Corporate and Other	1	—	—
	\$ 14	(12)	674

2021

We recorded an impairment of \$688 million on our APLNG investment included within the Asia Pacific segment. *See Note 4 and Note 13.*

In our Lower 48 segment, we recorded a credit to impairment of \$89 million due to a decreased ARO estimate for a previously sold asset, in which we retained the ARO liability. This was offset by recorded impairments of \$84 million during the fourth quarter of 2021, related to certain noncore assets due to changes in development plans. *See Note 13.*

In our Europe, Middle East and North Africa segment, we recorded a credit to impairment of \$24 million due to decreased ARO estimates on fields in Norway which ceased production and were fully depreciated in prior years.

Note 8—Asset Retirement Obligations and Accrued Environmental Costs

Asset retirement obligations and accrued environmental costs at December 31 were:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
Asset retirement obligations	\$ 7,227	6,380
Accrued environmental costs	184	182
Total asset retirement obligations and accrued environmental costs	7,411	6,562
Asset retirement obligations and accrued environmental costs due within one year*	(191)	(161)
Long-term asset retirement obligations and accrued environmental costs	\$ 7,220	6,401

*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. Reductions to estimated liabilities for assets that are no longer producing are recorded as a credit to 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 2023 and 2022, our overall ARO changed as follows:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
Balance at January 1	\$ 6,380	5,926
Accretion of discount	278	245
New obligations	257	144
Changes in estimates of existing obligations	484	681
Spending on existing obligations	(119)	(231)
Property dispositions	(27)	(203)
Foreign currency translation	(26)	(182)
Balance at December 31	\$ 7,227	6,380

Accrued Environmental Costs

Total accrued environmental costs at December 31, 2023 and 2022, were \$184 million and \$182 million, respectively.

We had accrued environmental costs of \$112 million and \$107 million at December 31, 2023 and 2022, respectively, related to remediation activities in the U.S. and Canada. We had also accrued in Corporate and Other \$55 million and \$59 million of environmental costs associated with sites no longer in operation at December 31, 2023 and 2022, respectively. In addition, December 31, 2023 and 2022, included a \$17 million and \$16 million accrual, respectively, where the company has been named a potentially responsible party under the Federal Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act, 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 \$116 million at December 31, 2023. The total expected future undiscounted payments related to the portion of the accrued environmental costs that have been discounted are \$151 million.

Note 9—Debt

Long-term debt at December 31 was:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
7.65% Debentures due 2023	—	78
2.125% Notes due 2024	461	900
3.35% Notes due 2024	265	426
2.4% Notes due 2025	366	900
8.2% Notes due 2025	134	134
3.35% Debentures due 2025	199	199
6.875% Debentures due 2026	67	67
7.8% Debentures due 2027	203	203
3.75% Notes due 2027	196	196
4.3% Notes due 2028	223	223
7.375% Debentures due 2029	92	92
7.0% Debentures due 2029	112	112
6.95% Notes due 2029	1,195	1,195
8.125% Notes due 2030	390	390
2.4% Notes due 2031	227	227
7.2% Notes due 2031	447	447
7.25% Notes due 2031	400	400
7.4% Notes due 2031	382	382
5.9% Notes due 2032	505	505
5.05% Notes due 2033	1,000	—
4.15% Notes due 2034	246	246
5.95% Notes due 2036	326	326
5.951% Notes serially maturing 2022 through 2037	603	631
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
5.95% 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	—
5.55% Notes due 2054	1,000	—
4.025% Notes due 2062	1,770	1,770
5.70% Notes due 2063	700	—
Marine Terminal Revenue Refunding Bonds due 2031 at 1.65% – 4.70% during 2023 and 0.07% – 4.10% during 2022	265	265
Industrial Development Bonds due 2035 at 1.85% – 4.70% during 2023 and 0.07% – 4.10% during 2022	18	18
Other	21	23
Debt at face value	18,413	15,855
Finance leases	1,129	1,320
Net unamortized premiums, discounts and debt issuance costs	(605)	(532)
Total debt	18,937	16,643
Short-term debt	(1,074)	(417)
Long-term debt	\$ 17,863	16,226

The principal amounts of long-term debt, excluding finance lease obligations, maturing in 2024 through 2028 are: \$759 million, \$735 million, \$104 million, \$438 million, and \$265 million, respectively.

2023

In December 2023, the company retired \$78 million principal amount of our 7.65 percent Notes at maturity. In the third quarter of 2023, we issued \$2.7 billion in new Notes through our universal shelf registration statement and prospectus supplement. The net proceeds were used to fund the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont which closed in October 2023. *See Note 3.* The following Notes were issued:

- 5.05% Notes due 2033 with principal of \$1.0 billion
- 5.55% Notes due 2054 with principal of \$1.0 billion
- 5.70% Notes due 2063 with principal of \$0.7 billion

In the second quarter of 2023, as described further below, we initiated and completed two concurrent transactions as part of our debt refinancing strategy. We issued \$1.1 billion in new Notes through our universal shelf registration statement and prospectus supplement and used the proceeds to repurchase \$1.1 billion of existing debt.

Debt Issuance

On May 23, 2023, we issued 5.3% Notes due 2053 with principal of \$1.1 billion.

Tender Offers

On May 25, 2023, we repurchased a total of \$1,133 million aggregate principal amount of debt as listed below. We paid \$33 million below face value to repurchase these debt instruments and recognized a gain on debt extinguishment of \$27 million, which is included in the "Other expenses" line on our consolidated income statement.

- 2.125% Notes due 2024 with principal of \$900 million (partial repurchase of \$439 million)
- 3.350% Notes due 2024 with principal of \$426 million (partial repurchase of \$160 million)
- 2.400% Notes due 2025 with principal of \$900 million (partial repurchase of \$534 million)

2022

In December 2022, the company retired \$329 million principal amount of our 2.40 percent Notes at maturity. In May 2022, we redeemed \$1,250 million principal amount of our 4.95 percent Notes due 2026. We paid premiums above face value of \$79 million to redeem the debt and recognized a loss on debt extinguishment of \$83 million which is included in the "Other expenses" line on our consolidated income statement. We also paid \$500 million to retire the outstanding principal amount of the floating rate notes due 2022 at maturity.

In the first quarter of 2022, we completed a debt refinancing consisting of three concurrent transactions: a tender offer to repurchase existing debt for cash; exchange offers to retire certain debt in exchange for new debt and cash; and a new debt issuance to partially fund the cash paid in the tender and exchange offers.

Tender Offer

In March 2022, we repurchased a total of \$2,716 million aggregate principal amount of debt as listed below. We paid premiums above face value of \$333 million to repurchase these debt instruments and recognized a gain on debt extinguishment of \$155 million, which is included in the "Other expenses" line on our consolidated income statement.

- 3.75% Notes due 2027 with principal of \$1,000 million (partial repurchase of \$804 million)
- 4.3% Notes due 2028 with principal of \$1,000 million (partial repurchase of \$777 million)
- 2.4% Notes due 2031 with principal of \$500 million (partial repurchase of \$273 million)
- 4.875% Notes due 2047 with principal of \$800 million (partial repurchase of \$481 million)
- 4.85% Notes due 2048 with principal of \$600 million (partial repurchase of \$381 million)

Exchange Offers

Also in March 2022, we completed two concurrent debt exchange offers through which \$2,544 million of aggregate principal of existing notes was tendered and accepted in exchange for a combination of new notes and cash. The debt exchange offers were treated as debt modifications for accounting purposes resulting in a portion of the unamortized debt discount, premiums and debt issuance costs of the existing notes being allocated to the new notes on the settlement dates of the exchange offers. We paid premiums above face value of \$883 million, comprised of \$872 million of cash as well as new notes, which were capitalized as additional debt discount. We incurred expenses of \$28 million in the exchanges, which are included in the "Other expenses" line on our consolidated income statement.

The notes tendered and accepted in the exchange offers were:

- 7.0% Debentures due 2029 with principal amount of \$200 million (partial exchange of \$88 million)
- 6.95% Notes due 2029 with principal amount of \$1,549 million (partial exchange of \$354 million)
- 7.4% Notes due 2031 with principal amount of \$500 million (partial exchange of \$118 million)
- 7.25% Notes due 2031 with principal amount of \$500 million (partial exchange of \$100 million)
- 7.2% Notes due 2031 with principal amount of \$575 million (partial exchange of \$128 million)
- 5.95% Notes due 2036 with principal amount of \$500 million (partial exchange of \$174 million)
- 5.9% Notes due 2038 with principal amount of \$600 million (partial exchange of \$250 million)
- 6.5% Notes due 2039 with principal amount of \$2,750 million (partial exchange of \$1,162 million)
- 5.95% Notes due 2046 with principal amount of \$500 million (partial exchange of \$171 million)

The notes tendered and accepted were exchanged for the following notes:

- 3.758% Notes due 2042 with principal amount of \$785 million
- 4.025% Notes due 2062 with principal amount of \$1,770 million

Debt Issuance

In March 2022, we issued the following notes:

- 2.125% Notes due 2024 with principal of \$900 million
- 2.4% Notes due 2025 with principal of \$900 million
- 3.8% Notes due 2052 with principal of \$1,100 million

Revolving Credit Facility and Credit Rating Information

In 2022, we refinanced our revolving credit facility from a total borrowing capacity of \$6.0 billion down to \$5.5 billion with an expiration date of February 2027. 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, 2023 and December 31, 2022.

For information on Finance Leases, *see Note 15*.

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, 2023 and 2022, 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 10—Guarantees

At December 31, 2023, 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, 2023, we had outstanding multiple 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 2023 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 seven 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, 2023, 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 \$730 million (\$1.2 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 13 to 22 years or the life of the venture. Our maximum potential amount of future payments related to these guarantees is approximately \$390 million and would become payable if APLNG does not perform. At December 31, 2023, the carrying value of these guarantees was approximately \$29 million.

QatarEnergy LNG Limited Guarantee

We have guaranteed our portion of certain fiscal and other joint venture obligations as a shareholder in NFE4 and NFS3. This guarantee has an approximate 30-year term with no maximum limit. At December 31, 2023, the carrying value of this guarantee was approximately \$14 million.

Other Guarantees

We have other guarantees with maximum future potential payment amounts totaling approximately \$620 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 two 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, 2023, there was no carrying value associated with 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, 2023, was approximately \$20 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 11* for additional information about environmental liabilities.

Note 11—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 17*, 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 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 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 8* 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, 2023, we had performance obligations secured by letters of credit of \$340 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, ConocoPhillips was unable to reach agreement with respect to the empresa mixta structure mandated by the Venezuelan government's Nationalization Decree. As a result, Venezuela's national oil company, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), or its affiliates, directly assumed control over ConocoPhillips' interests in the Petrozuata and Hamaca heavy oil ventures and the offshore Corocoro development project. In response to this expropriation, ConocoPhillips initiated international arbitration on November 2, 2007, with the ICSID. On September 3, 2013, an ICSID arbitration tribunal held that Venezuela unlawfully expropriated ConocoPhillips' significant oil investments in June 2007. On January 17, 2017, the Tribunal reconfirmed the decision that the expropriation was unlawful. In March 2019, the Tribunal unanimously ordered the government of Venezuela to pay ConocoPhillips approximately \$8.7 billion in compensation for the government's unlawful expropriation of the company's investments in Venezuela in 2007. On August 29, 2019, the ICSID Tribunal issued a decision rectifying the award and reducing it by approximately \$227 million. The award now stands at \$8.5 billion plus interest. The government of Venezuela sought annulment of the award, which automatically stayed enforcement of the award. On September 29, 2021, the ICSID annulment committee lifted the stay of enforcement of the award. The annulment proceedings are underway.

In 2014, ConocoPhillips filed a separate and independent arbitration under the rules of the ICC against PDVSA under the contracts that had established the Petrozuata and Hamaca projects. The ICC Tribunal issued an award in April 2018, finding that PDVSA owed ConocoPhillips approximately \$2 billion under their agreements in connection with the expropriation of the projects and other pre-expropriation fiscal measures. In August 2018, ConocoPhillips entered into a settlement with PDVSA to recover the full amount of this ICC award, plus interest through the payment period, including initial payments totaling approximately \$500 million within a period of 90 days from the time of signing of the settlement agreement. The balance of the settlement is to be paid quarterly over a period of four and a half years. Per the settlement, PDVSA recognized the ICC award as a judgment in various jurisdictions, and ConocoPhillips agreed to suspend its legal enforcement actions. ConocoPhillips sent notices of default to PDVSA on October 14 and November 12, 2019, and to date PDVSA has failed to cure its breach. As a result, ConocoPhillips has resumed legal enforcement actions. To date, ConocoPhillips has received approximately \$777 million in connection with the ICC award. ConocoPhillips has ensured that the settlement and any actions taken in enforcement thereof meet all appropriate U.S. regulatory requirements, including those related to any applicable sanctions imposed by the U.S. against Venezuela.

In 2016, ConocoPhillips filed a separate and independent arbitration under the rules of the ICC against PDVSA under the contracts that had established the Corocoro Project. On August 2, 2019, the ICC Tribunal awarded ConocoPhillips approximately \$33 million plus interest under the Corocoro contracts. ConocoPhillips is seeking recognition and enforcement of the award in various jurisdictions. ConocoPhillips has ensured that all the actions related to the award 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 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. The amounts claimed by plaintiffs are unspecified and 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 22 of the lawsuits and will vigorously defend against them. On October 17, 2022, the Fifth Circuit affirmed remand of the lead case to state court and the subsequent request for rehearing was denied. Accordingly, the federal district courts have issued remands to state court. 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.

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.

On May 10, 2021, ConocoPhillips filed arbitration under the rules of the Singapore International Arbitration Centre (SIAC) against Santos KOTN Pty Ltd. and Santos Limited for their failure to timely pay the \$200 million bonus due upon final investment decision of the Barossa development project under the sale and purchase agreement for the sale of our Australia-West asset and operations. The matter was resolved in April 2023 to our satisfaction.

In July 2021, a federal securities class action was filed against 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. We believe the allegations in the action are without merit and are vigorously defending this litigation.

ConocoPhillips is involved in pending disputes with commercial counterparties relating to the propriety of its force majeure notices following Winter Storm Uri in 2021. We believe these claims are without merit and are vigorously defending them.

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 typically provide for natural gas or crude oil transportation and LNG purchase commitments. The fixed and determinable portion of the remaining estimated payments under these various agreements as of December 31, 2023 are: 2024—\$7 million; 2025—\$7 million; 2026—\$7 million; 2027—\$7 million; 2028—\$283 million; and 2029 and after—\$11 billion. Generally, variable components of these obligations include commodity futures prices and 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 the agreements were \$26 million in 2023, \$26 million in 2022 and \$27 million in 2021.

Note 12—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	
	2023	2022
Assets		
Prepaid expenses and other current assets	\$ 611	1,795
Other assets	113	242
Liabilities		
Other accruals	567	1,800
Other liabilities and deferred credits	80	210

The gains (losses) from commodity derivatives included in our consolidated income statement are presented in the following table:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Sales and other operating revenues	\$ 86	(88)	(228)
Other income	(6)	(5)	25
Purchased commodities	(90)	(91)	75

On January 15, 2021, we assumed financial derivative instruments consisting of oil and natural gas swaps in connection with the acquisition of Concho. At the acquisition date, these financial derivative instruments acquired were recognized at fair value as a net liability of \$456 million with settlement dates under the contracts through December 31, 2022. During 2021, we recognized a loss on settlement of these derivatives contracts of \$305 million. This loss is recorded within the "Sales and other operating revenues" line on our consolidated income statement. In connection with the settlement, we issued a cash payment of \$761 million during 2021 which is included within "Cash Flows From Operating Activities" on our consolidated statement of cash flows.

The table below summarizes our net exposures resulting from outstanding commodity derivative contracts:

Commodity	Open Position Long/(Short)	
	2023	2022
Natural gas and power (billions of cubic feet equivalent)		
Fixed price	(12)	(14)
Basis	(2)	(8)

Interest Rate Derivative Instruments

During 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. These swaps were designated and qualify for hedge accounting under ASC Topic 815, "Derivatives and Hedging," as a cash flow hedge with changes in the fair value of the designated hedging instruments reported as a component of other comprehensive income and reclassified into earnings in the same periods that the hedged transactions will affect earnings. We recognize our proportionate share of PALNG's adjustments for other comprehensive income as a change to our equity method investment with corresponding adjustments in equity. For the year ended December 31, 2023, we recognized an unrealized gain of \$78 million in other comprehensive income 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, 2023 and 2022:

	Millions of Dollars			
	Carrying Amount			
	Cash and Cash Equivalents		Short-Term Investments	
	2023	2022	2023	2022
Cash	\$ 474	593		
Demand Deposits	1,424	1,638		
Time Deposits				
1 to 90 days	3,713	4,116	511	1,288
91 to 180 days			22	883
Within one year			3	11
U.S. Government Obligations				
1 to 90 days	24	14	—	—
	\$ 5,635	6,361	536	2,182

The following investments in debt securities classified as available for sale are carried at fair value on our consolidated balance sheet at December 31, 2023 and 2022:

	Millions of Dollars					
	Carrying Amount					
	Cash and Cash Equivalents		Short-Term Investments		Investments and Long-Term Receivables	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Major Security Type						
Corporate Bonds	\$ —	—	201	323	606	309
Commercial Paper	—	97	131	156		
U.S. Government Obligations	—	—	89	115	189	63
U.S. Government Agency Obligations			5	8	7	5
Foreign Government Obligations			7	—	4	7
Asset-backed Securities			2	1	183	138
	\$ —	97	435	603	989	522

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 five 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:

	Millions of Dollars			
	Amortized Cost Basis		Fair Value	
	2023	2022	2023	2022
Major Security Type				
Corporate Bonds	\$ 806	641	807	632
Commercial Paper	131	253	131	253
U.S. Government Obligations	278	181	278	178
U.S. Government Agency Obligations	12	13	12	13
Foreign Government Obligations	11	7	11	7
Asset-backed Securities	184	139	185	139
	\$ 1,422	1,234	1,424	1,222

As of December 31, 2023, total unrealized gains for debt securities classified as available for sale with net unrealized gains were \$5 million and as of December 31, 2022, total unrealized losses for debt securities classified as available for sale with net unrealized losses were \$12 million. 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, 2023 and 2022, proceeds from sales and redemptions of investments in debt securities classified as available for sale were \$983 million and \$644 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 are 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, foreign government obligations, and time deposits with major international banks and financial institutions.

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 on December 31, 2023 and December 31, 2022, was \$181 million and \$333 million, respectively. For these instruments, no collateral was posted as of December 31, 2023 and \$42 million collateral was posted as of December 31, 2022. If our credit rating had been downgraded below investment grade on December 31, 2023, we would have been required to post \$152 million of additional collateral, either with cash or letters of credit.

Note 13—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 2023 or 2022.

Recurring Fair Value Measurement

Financial assets and liabilities reported at fair value on a recurring basis primarily 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 to Total Energies EP Canada Ltd. in connection with the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont. Contingent consideration consists of payments up to approximately \$0.4 billion CAD over a five-year term ending in the fourth quarter of 2028. The contingent payments represent \$2.0 million for every dollar that the monthly WCS average pricing exceeds \$52 per barrel. The terms include adjustments related to not achieving certain production targets. The fair value of the contingent consideration as of December 31, 2023 is calculated using the income approach and is largely based on the estimated commodity price outlook using a combination of external pricing service companies' and our internal price outlook (unobservable input) and a discount rate consistent with those used by principal market participants (observable input). Impact of other unobservable inputs on the fair value as of December 31, 2023 was not significant.

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, 2023				December 31, 2022			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Assets								
Investments in debt securities	\$ 278	1,146	—	1,424	178	1,044	—	1,222
Commodity derivatives	308	301	115	724	958	951	128	2,037
Total assets	\$ 586	1,447	115	2,148	1,136	1,995	128	3,259
Liabilities								
Commodity derivatives	\$ 350	283	14	647	906	843	261	2,010
Contingent consideration	—	—	312	312	—	—	—	—
Total liabilities	\$ 350	283	326	959	906	843	261	2,010

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)
December 31, 2023				
Contingent consideration - Surmont	\$ 312	Discounted cash flow	Commodity price outlook* (\$/BOE)	\$45.48 - \$63.04 (\$57.45)

*Commodity price outlook based on a combination of external pricing service companies' outlooks and our 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						
	Gross Amounts Recognized	Amounts Not Subject to Right of Setoff	Amounts Subject to Right of Setoff				
			Gross Amounts	Gross Amounts Offset	Net Amounts Presented	Cash Collateral	Net Amounts
December 31, 2023							
Assets	\$ 724	39	685	375	310	4	306
Liabilities	647	34	613	375	238	47	191
December 31, 2022							
Assets	\$ 2,037	39	1,998	1,176	822	37	785
Liabilities	2,010	20	1,990	1,176	814	52	762

At December 31, 2023 and December 31, 2022, we did not present any amounts gross on our consolidated balance sheet where we had the right of setoff.

Non-Recurring Fair Value Measurement

The following table summarizes the fair value hierarchy by major category and date of remeasurement for assets accounted for at fair value on a non-recurring basis:

	Millions of Dollars				
	Fair Value	Fair Value Measurements Using			Before-Tax Loss
		Level 1 Inputs	Level 2 Inputs	Level 3 Inputs	
Year ended December 31, 2021					
Net PP&E (held for use)					
December 31, 2021	\$ 472	—	—	472	80
Equity Method Investments					
December 31, 2021	5,574	—	5,574	—	688

Net PP&E (held for use)

During 2021, the estimated fair value of certain noncore assets included in our Lower 48 segment declined to amounts below the carrying values. The carrying values were written down to fair value. The fair values were estimated based on internal discounted cash flow models using the following estimated assumptions: estimated future production, an outlook of future prices from a combination of exchanges (short-term) coupled with pricing service companies and our internal outlook (long-term), future operating costs and capital expenditures, and a discount rate believed to be consistent with those used by principal market participants. The range and arithmetic average of significant unobservable inputs used in the Level 3 fair value measurements for significant assets were as follows:

	Fair Value (Millions of Dollars)	Valuation Technique	Unobservable Inputs	Range (Arithmetic Average)
December 31, 2021				
Lower 48 Gulf Coast and Rockies noncore field	\$ 472	Discounted cash flow	Commodity production (MBOED)	0.2 - 17 (5.4)
			Commodity price outlook* (\$/BOE)	\$41.45 - \$93.68 (\$64.39)
			Discount rate**	7.3% - 9.7% (8.7%)

*Commodity price outlook based on a combination of external pricing service companies' and our internal outlook for years 2024-2050; future prices escalated at 2.0 percent annually after year 2050.

**Determined as the weighted average cost of capital of a group of peer companies, adjusted for risks where appropriate.

Equity Method Investments

During 2021, Origin Energy Limited agreed to the sale of 10 percent of their interest in APLNG for \$1.645 billion, before customary adjustments. ConocoPhillips announced in December 2021 that we were exercising our preemption right under the APLNG Shareholders Agreement to purchase an additional 10 percent shareholding interest in APLNG, subject to government approvals. The sales price associated with this preemption right was determined to reflect a relevant observable market participant view of APLNG's fair value which was below the carrying value of our existing investment in APLNG. As such, our investment in APLNG was written down to its fair value of \$5,574 million, resulting in a before-tax charge of \$688 million. *See Note 4 and Note 7.*

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 12.*
- 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	
	2023	2022	2023	2022
Financial assets				
Commodity derivatives	345	824	345	824
Investments in debt securities	1,424	1,222	1,424	1,222
Financial liabilities				
Total debt, excluding finance leases	17,808	15,323	18,621	15,545
Commodity derivatives	225	782	225	782

Note 14—Equity

Common Stock

The changes in our shares of common stock, as categorized in the equity section of the balance sheet, were:

	Shares		
	2023	2022	2021
Issued			
Beginning of year	2,100,885,134	2,091,562,747	1,798,844,267
Acquisition of Concho	—	—	285,928,872
Distributed under benefit plans	2,887,382	9,322,387	6,789,608
End of year	2,103,772,516	2,100,885,134	2,091,562,747
Held in Treasury			
Beginning of year	877,029,062	789,319,875	730,802,089
Repurchase of common stock	48,641,899	87,709,187	58,517,786
End of year	925,670,961	877,029,062	789,319,875

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, 2023 or 2022.

Repurchase of Common Stock

In late 2016, we initiated our current share repurchase program. In October 2022, our Board of Directors approved an increase to our authorization from \$25 billion to \$45 billion of our common stock to support our plan for future share repurchases. Share repurchases since inception of our current program totaled 383 million shares at a cost of \$29 billion through the end of December 2023.

In May 2021, we began a paced monetization of our CVE common shares, the proceeds of which have been applied to share repurchases. During the first quarter of 2022, we sold our remaining 91 million CVE common shares.

Note 15—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 10*. 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, 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 (as of the adoption date of ASC 842) for accounting purposes. 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 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			
	2023		2022	
	Operating Leases	Finance Leases	Operating Leases	Finance Leases
Right-of-Use Assets				
Properties, plants and equipment				
Gross		2,010		2,043
Accumulated DD&A		(1,185)		(1,022)
Net PP&E*		825		1,021
Other assets	691		536	
Lease Liabilities				
Short-term debt**		291		284
Other accruals	193		155	
Long-term debt***		838		1,036
Other liabilities and deferred credits	504		390	
Total lease liabilities	\$ 697	1,129	545	1,320

* Includes proportionately consolidated finance lease assets of \$134 million at December 31, 2023 and \$171 million at December 31, 2022.

** Includes proportionately consolidated finance lease liabilities of \$175 million at December 31, 2023 and \$169 million at December 31, 2022.

*** Includes proportionately consolidated finance lease liabilities of \$326 million at December 31, 2023 and \$399 million at December 31, 2022.

The following table summarizes our lease costs:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Lease Cost*			
Operating lease cost	\$ 229	212	278
Finance lease cost			
Amortization of right-of-use assets	180	189	148
Interest on lease liabilities	35	32	27
Short-term lease cost**	40	94	21
Total lease cost***	\$ 484	527	474

* 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:

	2023	2022
Lease Term and Discount Rate		
Weighted-average term (years)		
Operating leases	5.83	5.64
Finance leases	5.73	6.60
Weighted-average discount rate (percent)		
Operating leases	4.13	2.99
Finance leases	3.39	3.40

The following table summarizes other lease information:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Other Information*			
Cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities			
Operating cash flows from operating leases	\$ 173	148	204
Operating cash flows from finance leases	33	30	6
Financing cash flows from finance leases	169	166	73
Right-of-use assets obtained in exchange for operating lease liabilities	\$ 355	114	174
Right-of-use assets obtained in exchange for finance lease liabilities	9	256	447

*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, 2023:

	Millions of Dollars	
	Operating Leases	Finance Leases
Maturity of Lease Liabilities		
2024	\$ 217	358
2025	150	207
2026	113	204
2027	88	161
2028	67	178
Remaining years	153	174
Total*	788	1,282
Less: portion representing imputed interest	(91)	(153)
Total lease liabilities	\$ 697	\$ 1,129

*Future lease payments for operating and finance leases commencing on or after January 1, 2019, also include payments related to non-lease components in accordance with our election to adopt the optional practical expedient not to separate lease components apart from non-lease components for accounting purposes. In addition, future payments related to operating and finance leases proportionately consolidated by the company have been included in the table on a proportionate basis consistent with our respective ownership interest in the underlying investee company or oil and gas venture.

Note 16—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	
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Change in Benefit Obligation						
Benefit obligation at January 1	\$ 1,478	2,776	1,924	4,124	102	137
Service cost	51	38	58	47	1	1
Interest cost	77	113	62	77	5	4
Plan participant contributions	—	—	—	—	14	16
Plan amendments	—	—	—	—	—	9
Actuarial (gain) loss	40	11	(325)	(847)	22	(27)
Benefits paid	(121)	(124)	(241)	(144)	(37)	(38)
Divestiture	—	—	—	(56)	—	—
Foreign currency exchange rate change	—	52	—	(425)	—	—
Benefit obligation at December 31*	\$ 1,525	2,866	1,478	2,776	107	102
*Accumulated benefit obligation portion of above at December 31:	\$ 1,414	2,642	1,384	2,542		
Change in Fair Value of Plan Assets						
Fair value of plan assets at January 1	\$ 1,179	2,879	1,664	4,812	—	—
Actual return on plan assets	129	199	(319)	(1,372)	—	—
Company contributions	119	58	75	96	23	22
Plan participant contributions	—	—	—	1	14	16
Benefits paid	(121)	(124)	(241)	(144)	(37)	(38)
Divestiture	—	—	—	(46)	—	—
Foreign currency exchange rate change	—	73	—	(468)	—	—
Fair value of plan assets at December 31	\$ 1,306	3,085	1,179	2,879	—	—
Funded Status	\$ (219)	219	(299)	103	(107)	(102)

Millions of Dollars

	Pension Benefits				Other Benefits	
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Amounts Recognized in the Consolidated Balance Sheet at December 31						
Noncurrent assets	\$ —	491	—	373	—	—
Current liabilities	(16)	(9)	(28)	(10)	(24)	(32)
Noncurrent liabilities	(203)	(263)	(271)	(260)	(83)	(70)
Total recognized	\$ (219)	219	(299)	103	(107)	(102)

Weighted-Average Assumptions Used to Determine Benefit Obligations at December 31

Discount rate	5.35 %	4.10	5.65	4.20	5.30	5.65
Rate of compensation increase	5.00	3.65	5.00	3.65		
Interest crediting rate for applicable benefits	4.20		3.55			

Weighted-Average Assumptions Used to Determine Net Periodic Benefit Cost for Years Ended December 31

Discount rate	5.65 %	4.20	3.85	2.15	5.65	2.65
Expected return on plan assets	5.30	5.20	3.90	2.85		
Rate of compensation increase	5.00	3.65	4.00	3.40		
Interest crediting rate for applicable benefits	3.55		2.50			

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 2023, the actuarial losses related to the benefit obligations for U.S. and international plans were primarily related to a decrease in the discount rates. During 2022 and 2021, the actuarial gains related to the benefit obligations for U.S. and 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			
	2023		2022	
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.
Pension Plans with Projected Benefit Obligation in Excess of Plan Assets				
Projected benefit obligation	\$ 1,525	279	1,478	277
Fair value of plan assets	1,306	6	1,179	6

Pension Plans with Accumulated Benefit Obligation in Excess of Plan Assets

Accumulated benefit obligation	\$ 165	243	1,384	239
Fair value of plan assets	—	6	1,179	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	
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Unrecognized net actuarial loss (gain)	\$ 123	585	172	681	3	(28)
Unrecognized prior service cost (credit)	—	1	—	1	(60)	(98)

	Millions of Dollars					
	Pension Benefits				Other Benefits	
	2023		2022		2023	2022
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.		
Sources of Change in Other Comprehensive Income (Loss)						
Net gain (loss) arising during the period	\$ 30	29	(44)	(606)	(22)	27
Amortization of actuarial loss included in income (loss)*	18	67	61	11	(3)	—
Net change during the period	\$ 48	96	17	(595)	(25)	27
Prior service credit (cost) arising during the period	\$ —	—	—	(1)	—	(9)
Amortization of prior service (credit) included in income (loss)	—	—	—	(1)	(38)	(38)
Net change during the period	\$ —	—	—	(2)	(38)	(47)

*Includes settlement (gains) losses recognized in 2023 and 2022.

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		
	2023		2022		2021		2023	2022	2021
	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.	U.S.	Int'l.			
Components of Net Periodic Benefit Cost									
Service cost	\$ 51	38	58	47	73	61	1	1	2
Interest cost	77	113	62	77	53	79	5	4	4
Expected return on plan assets	(58)	(148)	(50)	(124)	(80)	(120)	—	—	—
Amortization of prior service credit	—	—	—	(1)	—	(1)	(38)	(38)	(37)
Recognized net actuarial loss (gain)	12	67	24	11	43	33	(3)	—	—
Settlements loss (gain)	6	—	37	—	102	—	—	—	—
Curtailment loss (gain)	—	—	—	—	12	—	—	—	—
Net periodic benefit cost	\$ 88	70	131	10	203	52	(35)	(33)	(31)

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 pension settlement losses of \$6 million in 2023, \$37 million in 2022, and \$102 million in 2021 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 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 7 percent in 2024 that declines to 5 percent by 2031. The measurement of the U.S. post-65 retiree medical accumulated postretirement benefit obligation assumes a health care cost trend rate of 4.5 percent in 2024 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 24 percent equity securities, 72 percent debt securities, and 4 percent 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, 2023 and 2022.

- 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, 2023, the participating interest in the annuity contract was valued at \$46 million and consisted of \$130 million in debt securities, less \$84 million for the accumulated benefit obligation covered by the contract. At December 31, 2022, the participating interest in the annuity contract was valued at \$55 million and consisted of \$144 million in debt securities, less \$89 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
2023								
Equity securities								
U.S.	\$ 6	—	—	6	—	—	—	—
International	35	—	—	35	—	—	—	—
Mutual funds	15	—	—	15	244	276	—	520
Debt securities								
Corporate	—	1	—	1	—	—	—	—
Mutual funds	—	—	—	—	421	—	—	421
Cash and cash equivalents	—	—	—	—	25	—	—	25
Real estate	—	—	—	—	—	—	126	126
Total in fair value hierarchy	\$ 56	1	—	57	690	276	126	1,092
Investments measured at net asset value*								
Equity securities								
Common/collective trusts				300				198
Debt securities								
Common/collective trusts				868				1,791
Cash and cash equivalents				6				—
Real estate				28				—
Total**	\$ 56	1	—	1,259	690	276	126	3,081

*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 \$46 million and net receivables related to security transactions of \$5 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
2022								
Equity securities								
U.S.	\$ 4	—	—	4	—	—	—	—
International	36	—	—	36	—	—	—	—
Mutual funds	14	—	—	14	201	298	—	499
Debt securities								
Corporate	—	1	—	1	—	—	—	—
Mutual funds	—	—	—	—	365	—	—	365
Cash and cash equivalents	—	—	—	—	36	—	—	36
Derivatives								
Real estate	—	—	—	—	—	—	146	146
Total in fair value hierarchy	\$ 54	1	—	55	602	298	146	1,046
Investments measured at net asset value*								
Equity securities								
Common/collective trusts				265				192
Debt securities								
Common/collective trusts				759				1,637
Cash and cash equivalents				10				—
Real estate				34				—
Total**	\$ 54	1	—	1,123	602	298	146	2,875

*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 \$55 million and net receivables related to security transactions of \$5 million.

Level 3 activity was not material for all periods.

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 2024, we expect to contribute approximately \$125 million to our domestic qualified and nonqualified pension and postretirement benefit plans and \$75 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.	
2024	\$ 205	128	16
2025	191	130	14
2026	175	133	14
2027	170	136	12
2028	162	141	11
2029–2033	664	778	45

The following table summarizes our severance accrual activity:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Balance at January 1	\$ 31	78	24
Accruals	1	1	170
Benefit payments	(20)	(48)	(116)
Balance at December 31	\$ 12	31	78

Accruals include severance costs associated with our company-wide restructuring program. Of the remaining balance at December 31, 2023, \$3 million is classified as short-term.

Defined Contribution Plans

Most U.S. employees are eligible to participate in the ConocoPhillips Savings Plan (CPSP). Employees can contribute up to 75 percent of their eligible pay, subject to statutory limits, in the CPSP to a choice of 17 investment options. Employees who participate in the CPSP and contribute 1 percent of their eligible pay receive a 6 percent company cash match with a potential company discretionary cash contribution of up to 6 percent. Effective January 1, 2019, new employees, rehires and employees that elected to opt out of Title II of the ConocoPhillips Retirement Plan are eligible to receive a Company Retirement Contribution (CRC) of 6 percent of eligible pay into their CPSP. After three years of service with the company, the employee is 100 percent vested in any CRC. Company contributions charged to expense for the CPSP and predecessor plans were \$151 million in 2023, \$140 million in 2022 and \$93 million in 2021.

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 \$23 million in 2023, \$24 million in 2022 and \$26 million in 2021.

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, restricted stock units and performance share units 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 later to occur of the date when an employee first becomes eligible for retirement or the date that is six months after the grant date (generally the minimum period of time required for an award to not be subject to forfeiture). Other than certain retention awards, our share-based compensation programs generally provide accelerated vesting (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		
	2023	2022	2021
Compensation cost	\$ 334	377	304
Tax benefit	84	95	76

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, with one-third of the options awarded vesting and becoming exercisable on each anniversary date following 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 and replaced with three-year, time-vested restricted stock units which generally were cash-settled for 2018 and 2019 awards and will be stock-settled beginning with 2020 awards.

The following summarizes our stock option activity for the year ended December 31, 2023:

	Options	Weighted-Average Exercise Price	Millions of Dollars	
			Aggregate Intrinsic Value	
Outstanding at December 31, 2022	4,303,575	\$ 55.28	\$	266
Exercised	(1,038,900)	63.87		58
Expired or cancelled	—	—		
Outstanding at December 31, 2023	3,264,675	\$ 52.55	\$	209
Vested at December 31, 2023	3,264,675	\$ 52.55	\$	209
Exercisable at December 31, 2023	3,264,675	\$ 52.55	\$	209

The weighted-average remaining contractual term of outstanding options, vested options and exercisable options at December 31, 2023, were all 1.98 years. The aggregate intrinsic value of options exercised was \$308 million in 2022 and \$68 million in 2021.

During 2023, we received \$66 million in cash and realized a tax benefit of \$12 million from the exercise of options. At December 31, 2023, all outstanding stock options were fully vested and there was no remaining compensation cost to be recorded.

Stock Unit Programs—Restricted stock units (RSU) 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 in three equal annual installments beginning on the first anniversary of the grant date. Restricted stock units are also granted ad hoc to attract or retain key personnel, and the terms and conditions under which these restricted stock units vest vary by award.

Stock-Settled

Upon vesting, these restricted stock units 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 vest six months from the grant date; however, those units are not settled through the issuance of common stock until 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 stock RSU activity for the year ended December 31, 2023:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2022	7,578,193	\$ 61.20	
Granted	2,178,117	110.91	
Forfeited	(144,021)	88.54	
Issued	(2,518,599)	58.77	\$ 284
Outstanding at December 31, 2023	7,093,690	\$ 76.78	
Not Vested at December 31, 2023	4,791,110	\$ 78.20	

At December 31, 2023, the remaining unrecognized compensation cost from the unvested stock-settled RSUs was \$166 million, which will be recognized over a weighted-average period of 1.70 years, the longest period being 2.58 years. The weighted-average grant date fair value of stock-settled RSUs granted during 2022 and 2021 was \$90.57 and 46.56, respectively. The total fair value of stock-settled RSUs issued during 2022 and 2021 was \$193 million and \$144 million, respectively.

Cash-Settled

Cash-settled executive RSUs granted in 2018 and 2019 replaced the stock option program. These RSUs, subject to elections to defer, were 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. Executive RSUs awarded to retirement eligible employees vest six months from the grant date; however, those units were not settled until the earlier of separation from the company or the end of the regularly scheduled vesting period. Compensation expense was initially measured using the average fair market value of ConocoPhillips common stock and was subsequently adjusted, based on changes in the ConocoPhillips stock price through the end of each subsequent reporting period, through the settlement date. Recipients received an accrued reinvested dividend equivalent that was charged to compensation expense. The accrued reinvested dividend was paid at the time of settlement, subject to the terms and conditions of the award. Beginning with executive RSUs granted in 2020, awards will be settled in stock.

There was no cash-settled stock unit activity and no remaining unrecognized compensation cost to be recorded for the unvested cash-settled units for the year ended December 31, 2023. The total fair value of cash-settled executive RSUs issued during 2022 and 2021 were \$21 million and \$20 million, respectively.

Performance Share Program—Under the Omnibus Plan, we also annually grant restricted performance share units (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 will vest, absent employee election to defer, 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, 2023:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2022	1,231,615	\$ 50.68	
Granted	3,797	112.50	
Forfeited	(72)	55.13	
Issued	(272,522)	51.15	\$ 29
Outstanding at December 31, 2023	962,818	\$ 50.79	

At December 31, 2023, 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 2022 was \$91.58; however, there were no stock-settled PSUs granted during 2021. The total fair value of stock-settled PSUs issued during 2022 and 2021 were \$21 million and \$18 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 authorized for future grants will 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, 2023:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2022	109,823	\$ 117.11	
Granted	1,044,251	112.50	
Settled	(1,053,204)	104.94	\$ 111
Outstanding at December 31, 2023	100,870	\$ 116.68	

At December 31, 2023, all outstanding cash-settled performance awards were fully vested and there was no remaining compensation cost to be recorded. The weighted-average grant date fair value of cash-settled PSUs granted during 2022 and 2021 was \$91.58 and \$46.65, respectively. The total fair value of cash-settled performance share awards settled during 2022 and 2021 was \$88 million and \$52 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 restricted stock units 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 acquired 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, 2023:

	Stock Units	Weighted-Average Grant Date Fair Value	Millions of Dollars Total Fair Value
Outstanding at December 31, 2022	1,239,759	\$ 49.78	
Granted	54,141	115.88	
Cancelled	(6,904)	45.90	
Issued	(392,728)	47.64	\$ 46
Outstanding at December 31, 2023	894,268	\$ 54.76	
Not Vested at December 31, 2023	149,270	\$ 45.90	

At December 31, 2023, the remaining compensation cost from the unvested restricted stock was negligible, which will be recognized over a weighted-average period of 0.01 years. The weighted-average grant date fair value of awards granted during 2022 and 2021 was \$96.20 and \$46.43, respectively. The total fair value of awards issued during 2022 and 2021 was \$40 million and \$8 million, respectively.

Note 17—Income Taxes

Components of income tax provision (benefit) were:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Income Taxes			
Federal			
Current	\$ 1,054	1,263	32
Deferred	825	1,629	1,161
Foreign			
Current	2,931	5,813	3,128
Deferred	254	387	66
State and local			
Current	202	386	127
Deferred	65	70	119
Total tax provision (benefit)	\$ 5,331	9,548	4,633

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	
	2023	2022
Deferred Tax Liabilities		
PP&E and intangibles	\$ 11,992	11,100
Inventory	46	48
Other	216	190
Total deferred tax liabilities	12,254	11,338
Deferred Tax Assets		
Benefit plan accruals	413	450
Asset retirement obligations and accrued environmental costs	2,608	2,333
Investments in joint ventures	2,133	1,917
Other financial accruals and deferrals	448	736
Loss and credit carryforwards	5,629	6,354
Other	121	112
Total deferred tax assets	11,352	11,902
Less: valuation allowance	(7,656)	(8,049)
Total deferred tax assets net of valuation allowance	3,696	3,853
Net deferred tax liabilities	\$ 8,558	7,485

At December 31, 2023, noncurrent assets and liabilities included deferred taxes of \$255 million and \$8,813 million, respectively. At December 31, 2022, noncurrent assets and liabilities included deferred taxes of \$241 million and \$7,726 million, respectively.

At December 31, 2023, the loss and credit carryforward deferred tax assets were primarily related to U.S. foreign tax credit carryforwards of \$4.7 billion and various jurisdictions net operating loss and credit carryforwards of \$0.9 billion. If not utilized, U.S. foreign tax credits and net operating losses will begin to expire in 2024.

The following table shows a reconciliation of the beginning and ending deferred tax asset valuation allowance for 2023, 2022 and 2021:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Balance at January 1	\$ 8,049	8,342	9,965
Charged to expense (benefit)	(2)	5	(45)
Other*	(391)	(298)	(1,578)
Balance at December 31	\$ 7,656	8,049	8,342

*Represents changes due to originating 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, 2023, 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 2022, the valuation allowance movement charged to earnings primarily relates to the impact of 2022 changes to Norway's Petroleum Tax System which is partly offset by the U.S. tax impact of the disposition of our CVE common shares. 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.

During the second quarter of 2022, Norway enacted changes to the Petroleum Tax System. As a result of the enactment, a valuation allowance of \$58 million was recorded during the second quarter to reflect changes to our ability to realize certain deferred tax assets under the new law.

During 2021, the valuation allowance movement charged to earnings primarily relates to the fair value measurement of our CVE common shares that are not expected to be realized, and the expected realization of certain U.S. tax attributes associated with our planned disposition of our Indonesia assets. This is partially offset by Australian tax benefits associated with our impairment of APLNG that we do not expect to be realized. Other movements are primarily related to valuation allowances on expiring tax attributes. For more information on our Indonesia disposition *see Note 3*.

At December 31, 2023, unremitted income considered to be permanently reinvested in certain foreign subsidiaries and foreign corporate joint ventures totaled approximately \$4,975 million. 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 \$249 million.

The following table shows a reconciliation of the beginning and ending unrecognized tax benefits for 2023, 2022 and 2021:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Balance at January 1	\$ 710	1,345	1,206
Additions based on tax positions related to the current year	5	6	15
Additions for tax positions of prior years	1	6	177
Reductions for tax positions of prior years	(9)	(62)	(5)
Settlements	(96)	(510)	—
Lapse of statute	(224)	(75)	(48)
Balance at December 31	\$ 387	710	1,345

Included in the balance of unrecognized tax benefits for 2023, 2022 and 2021 were \$378 million, \$701 million and \$1,261 million, respectively, which, if recognized, would impact our effective tax rate.

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.

The balance of the unrecognized tax benefits decreased in 2022 due to the closing of the 2017 audit of our federal income tax return. As a result, we recognized federal and state tax benefits totaling \$515 million relating to the recovery of outside tax basis previously offset by a full reserve. The balance of the unrecognized tax benefits increased in 2021 mainly due to U.S. tax credits acquired through our Concho acquisition. *See Note 3 and Note 11.*

At December 31, 2023, 2022 and 2021, accrued liabilities for interest and penalties totaled \$45 million, \$35 million and \$47 million, respectively, net of accrued income taxes. Interest and penalties resulted in a reduction to earnings of \$10 million in 2023, an increase of \$12 million in 2022 and a reduction to earnings of \$1 million in 2021.

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 (2016), Norway (2022) and U.S. (2019). 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, were:

	Millions of Dollars			Percent of Pre-Tax Income (Loss)		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Income (loss) before income taxes						
United States	\$ 9,472	16,739	8,024	58.2 %	59.3	63.1
Foreign	6,816	11,489	4,688	41.8	40.7	36.9
	\$ 16,288	28,228	12,712	100.0 %	100.0	100.0
Federal statutory income tax	\$ 3,421	5,928	2,670	21.0 %	21.0	21.0
Non-U.S. effective tax rates	2,063	3,866	1,915	12.7	13.7	15.1
Recovery of outside basis	(4)	(30)	(55)	—	(0.1)	(0.4)
Adjustment to tax reserves	(317)	(551)	(11)	(1.9)	(2.0)	(0.1)
Adjustment to valuation allowance	(2)	5	(45)	—	—	(0.4)
State income tax	214	405	194	1.3	1.4	1.5
Enhanced oil recovery credit	—	(37)	(99)	—	(0.1)	(0.8)
Other	(44)	(38)	64	(0.3)	(0.1)	0.5
Total	\$ 5,331	9,548	4,633	32.7 %	33.8	36.4

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.

Our effective tax rate for 2022 was driven by our jurisdictional tax rates for this profit mix with net favorable impacts from routine tax credits and valuation allowance adjustments. The adjustment to tax reserves primarily relates to the closing of the audit of our 2017 U.S. federal tax return and the recognition of the U.S. federal and state tax benefits described above.

Our effective tax rate for 2021 was driven by our jurisdictional tax rates for this profit mix with net favorable impacts from routine tax credits and valuation allowance adjustments. The valuation allowance adjustment is primarily related to the fair value measurement and disposition of our CVE common shares of \$218 million and the ability to utilize the U.S. foreign tax credit and capital loss carryforward due to our anticipated disposition of our Indonesia entities of \$29 million. This was partially offset by an increase to our valuation allowance related to the tax impact of the impairment of our APLNG investment of \$206 million for which we do not expect to receive a tax benefit.

On August 16, 2022, the U.S. enacted the Inflation Reduction Act of 2022, which among other things, implements a 15 percent minimum tax on book income of certain large corporations, a 1 percent excise tax on net stock repurchases and several tax incentives to promote lower carbon energy. Based upon our current analysis, these law changes are not expected to have a material impact to our consolidated financial statements.

Note 18—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, 2020	\$ (425)	2	(4,795)	—	(5,218)
Other comprehensive income (loss)	394	(2)	(124)	—	268
December 31, 2021	(31)	—	(4,919)	—	(4,950)
Other comprehensive income (loss)	(417)	(11)	(622)	—	(1,050)
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)

The following table summarizes reclassifications out of accumulated other comprehensive income (loss) during the years ended December 31:

	Millions of Dollars	
	2023	2022
Defined Benefit Plans*	\$ 33	26
<i>*Included in the computation of net periodic benefit cost and are presented net of tax expense of:</i>	\$ 11	7
<i>See Note 16.</i>		

Note 19—Cash Flow Information

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Noncash Investing and Financing Activities			
Increase (decrease) in PP&E related to an increase (decrease) in asset retirement obligations	\$ 727	825	442
Fair value of contingent consideration on acquisition	320		
Cash Payments			
Interest	\$ 701	873	924
Income taxes	5,406	7,368	856
Net Sales (Purchases) of Investments			
Short-term investments purchased	\$ (1,463)	(5,046)	(5,554)
Short-term investments sold	3,574	3,102	8,810
Investments and long-term receivables purchased	(867)	(775)	(279)
Investments and long-term receivables sold	129	90	114
	\$ 1,373	(2,629)	3,091

Income tax payments increased in 2022 as the company returned to a tax paying position in the U.S. as well as, increased taxes in Norway, and timing of tax payments in Libya.

For additional information on cash and non-cash changes to our consolidated balance sheet, see *Note 3 and Note 13* for the Surmont acquisition and see *Note 3 and Note 12* for the Concho acquisition.

Note 20—Other Financial Information

		Millions of Dollars		
		2023	2022	2021
Interest and Debt Expense				
Incurred				
Debt	\$	824	791	887
Other		109	72	59
		933	863	946
Capitalized		(153)	(58)	(62)
Expensed	\$	780	805	884
Other Income				
Interest income	\$	412	195	33
Gain (loss) on investment in Cenovus Energy*		—	251	1,040
Other, net		73	58	130
	\$	485	504	1,203
<i>*See Note 5.</i>				
Research and Development Expenditures—expensed	\$	81	71	62
Shipping and Handling Costs	\$	1,695	1,595	1,047
Foreign Currency Transaction (Gains) Losses—after-tax				
Alaska	\$	—	—	—
Lower 48		—	—	—
Canada		11	(20)	(1)
Europe, Middle East and North Africa		(39)	(110)	(11)
Asia Pacific		12	30	2
Other International		—	(1)	1
Corporate and Other		86	21	(7)
	\$	70	(80)	(16)

		Millions of Dollars	
		2023	2022
Properties, Plants and Equipment			
Proved properties	\$	134,394	119,609
Unproved properties		5,206	7,325
Other		4,805	4,562
Gross properties, plants and equipment		144,405	131,496
Less: Accumulated depreciation, depletion and amortization		(74,361)	(66,630)
Net properties, plants and equipment	\$	70,044	64,866

Note 21—Related Party Transactions

Our related parties primarily include equity method investments and certain trusts for the benefit of employees. For disclosures on trusts for the benefit of employees, *see Note 16*.

Significant transactions with our equity affiliates were:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Operating revenues and other income	\$ 90	88	88
Purchases	—	1	5
Operating expenses and selling, general and administrative expenses	282	189	196
Net interest (income)/loss*	—	(1)	(2)

*We paid interest to, or received interest from, various affiliates. *See Note 4*, for additional information on loans to affiliated companies.

Note 22—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		
	2023	2022	2021
Revenue from contracts with customers	\$ 48,522	61,049	34,590
Revenue from contracts outside the scope of ASC Topic 606			
Physical contracts meeting the definition of a derivative	8,203	17,150	11,500
Financial derivative contracts	(584)	295	(262)
Consolidated sales and other operating revenues	\$ 56,141	78,494	45,828

Revenues from contracts outside the scope of ASC Topic 606 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. The following disaggregation of revenues is provided in conjunction with *Note 24—Segment Disclosures and Related Information*:

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Revenue from Contracts Outside the Scope of ASC Topic 606 by Segment			
Lower 48	\$ 6,607	13,919	9,050
Canada	1,248	2,717	1,457
Europe, Middle East and North Africa	348	514	993
Physical contracts meeting the definition of a derivative	\$ 8,203	17,150	11,500

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Revenue from Contracts Outside the Scope of ASC Topic 606 by Product			
Crude oil	\$ 143	495	757
Natural gas	6,622	15,368	10,034
Other	1,438	1,287	709
Physical contracts meeting the definition of a derivative	\$ 8,203	17,150	11,500

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 (or partially unsatisfied) as of the end of the reporting period.

Receivables and Contract LiabilitiesReceivables from Contracts with Customers

At December 31, 2023, the "Accounts and notes receivable" line on our consolidated balance sheet included trade receivables of \$4,414 million compared with \$5,241 million at December 31, 2022, 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 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 gas sold under contracts for which NPNS has not been elected compared with trade receivables where NPNS has been elected.

Contract Liabilities from Contracts with Customers

We have entered into certain agreements under which we license our proprietary technology, including the Optimized Cascade® process technology, to customers to maximize the efficiency of LNG plants. These agreements typically provide for milestone payments to be made during and after the construction phases of the LNG plant. The payments are not directly related to our performance obligations under the contract and are recorded as deferred revenue to be recognized when the customer is able to benefit from their right to use the applicable licensed technology. Revenue recognized during the year ended December 31, 2023 was immaterial. We expect to recognize the outstanding contract liabilities of \$26 million as of December 31, 2023, as revenue during the years 2026, 2028 and 2029.

Note 23—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, 2023, 2022, and 2021. 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)		
	2023	2022	2021
Basic earnings per share			
Net Income (Loss)	\$ 10,957	18,680	8,079
Less: Dividends and undistributed earnings allocated to participating securities	35	60	19
Net Income (Loss) available to common shareholders	\$ 10,922	18,620	8,060
Average common shares outstanding (in Millions)	1,203	1,274	1,324
Net Income (Loss) Per Share of Common Stock	\$ 9.08	14.62	6.09
Diluted earnings per share			
Net Income (Loss) available to common shareholders	\$ 10,922	18,620	8,060
Average common shares outstanding (in Millions)	1,203	1,274	1,324
Add: Dilutive impact of options and unvested non-participating RSU/PSUs	3	4	4
Average diluted shares outstanding (in Millions)	1,206	1,278	1,328
Net Income (Loss) Per Share of Common Stock	\$ 9.06	14.57	6.07

Note 24—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 six operating segments, which are primarily defined by geographic region: Alaska; Lower 48; Canada; Europe, Middle East and North Africa; Asia Pacific; and Other International.

Corporate and Other 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.

We evaluate performance and allocate resources based on net income (loss). Segment accounting policies are the same as those in *Note 1*. Intersegment sales are at prices that approximate market.

Analysis of Results by Operating Segment

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Sales and Other Operating Revenues			
Alaska	7,098	7,905	5,480
Lower 48	38,244	52,921	29,306
Intersegment eliminations	(7)	(18)	(12)
Lower 48	38,237	52,903	29,294
Canada	4,873	6,159	4,077
Intersegment eliminations	(1,867)	(2,445)	(1,583)
Canada	3,006	3,714	2,494
Europe, Middle East and North Africa	5,854	11,271	5,902
Intersegment eliminations	—	(1)	—
Europe, Middle East and North Africa	5,854	11,270	5,902
Asia Pacific	1,913	2,606	2,579
Other International	—	—	4
Corporate and Other	33	96	75
Consolidated sales and other operating revenues	\$ 56,141	78,494	45,828

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.

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Depreciation, Depletion, Amortization and Impairments			
Alaska	\$ 1,061	941	1,002
Lower 48	5,729	4,854	4,067
Canada	425	400	392
Europe, Middle East and North Africa	587	735	862
Asia Pacific	455	518	1,483
Other International	—	—	—
Corporate and Other	27	44	76
Consolidated depreciation, depletion, amortization and impairments	\$ 8,284	7,492	7,882

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Equity in Earnings of Affiliates			
Alaska	\$ 1	4	5
Lower 48	(9)	(14)	(18)
Canada	—	—	—
Europe, Middle East and North Africa	580	780	502
Asia Pacific	1,151	1,310	343
Other International	—	1	—
Corporate and Other	(3)	—	—
Consolidated equity in earnings of affiliates	\$ 1,720	2,081	832
Income Tax Provision (Benefit)			
Alaska	\$ 642	885	402
Lower 48	1,763	3,088	1,390
Canada	26	206	150
Europe, Middle East and North Africa	3,065	5,445	2,543
Asia Pacific	42	480	483
Other International	—	53	(53)
Corporate and Other	(207)	(609)	(282)
Consolidated income tax provision (benefit)	\$ 5,331	9,548	4,633
Net Income (Loss)			
Alaska	\$ 1,778	2,352	1,386
Lower 48	6,461	11,015	4,932
Canada	402	714	458
Europe, Middle East and North Africa	1,189	2,244	1,167
Asia Pacific	1,961	2,736	453
Other International	(13)	(51)	(107)
Corporate and Other	(821)	(330)	(210)
Consolidated net income (loss)	\$ 10,957	18,680	8,079
Investments in and Advances to Affiliates			
Alaska	\$ 32	55	58
Lower 48	118	235	242
Canada	—	—	—
Europe, Middle East and North Africa	1,191	1,049	797
Asia Pacific	5,419	6,154	5,603
Other International	—	—	1
Corporate and Other	1,145	—	—
Consolidated investments in and advances to affiliates	\$ 7,905	7,493	6,701

	Millions of Dollars		
	2023	2022	2021
Total Assets			
Alaska	\$ 16,174	15,126	14,812
Lower 48	42,415	42,950	41,699
Canada	10,277	6,971	7,439
Europe, Middle East and North Africa	8,396	8,263	9,125
Asia Pacific	8,903	9,511	9,840
Other International	—	—	1
Corporate and Other	9,759	11,008	7,745
Consolidated total assets	\$ 95,924	93,829	90,661
Capital Expenditures and Investments			
Alaska	\$ 1,705	1,091	982
Lower 48	6,487	5,630	3,129
Canada	456	530	203
Europe, Middle East and North Africa	1,111	998	534
Asia Pacific	354	1,880	390
Other International	—	—	33
Corporate and Other	1,135	30	53
Consolidated capital expenditures and investments	\$ 11,248	10,159	5,324
Interest Income and Expense			
Interest income			
Alaska	\$ —	—	—
Lower 48	—	—	—
Canada	—	—	—
Europe, Middle East and North Africa	1	1	2
Asia Pacific	8	9	9
Other International	—	—	—
Corporate and Other	403	185	22
Interest and debt expense			
Corporate and Other	\$ 780	805	884
Sales and Other Operating Revenues by Product			
Crude oil	\$ 37,833	41,492	23,648
Natural gas	10,725	26,941	16,904
Natural gas liquids	2,609	3,650	1,668
Other*	4,974	6,411	3,608
Consolidated sales and other operating revenues by product	\$ 56,141	78,494	45,828

*Includes bitumen and power.

Geographic Information

	Millions of Dollars					
	Sales and Other Operating Revenues ⁽¹⁾			Long-Lived Assets ⁽²⁾		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
U.S.	\$ 45,101	60,899	34,847	53,955	51,200	50,580
Australia	—	—	—	5,426	6,158	5,579
Canada	3,006	3,714	2,494	9,666	6,269	6,608
China	952	1,135	724	1,635	1,538	1,476
Indonesia ⁽³⁾	—	159	879	—	—	28
Libya	1,730	1,582	1,102	703	714	659
Malaysia	961	1,312	975	939	1,107	1,252
Norway	2,408	3,415	2,563	4,489	4,369	4,681
U.K.	1,978	6,273	2,236	2	1	1
Other foreign countries	5	5	8	1,134	1,003	748
Worldwide consolidated	\$ 56,141	78,494	45,828	77,949	72,359	71,612

(1) Sales and other operating revenues are attributable to countries based on the location of the selling operation.

(2) Defined as net PP&E plus equity investments and advances to affiliated companies.

(3) Assets divested in 2022. See Note 3.

Note 25—New Accounting Standards

In November 2023, the FASB issued ASU No. 2023-07, “Improvements to Reportable Segment Disclosures” which sets forth improvements to the current segment disclosure requirements in accordance with Topic 280 “Segment Reporting”. The amendments do not change how we identify our operating segments. On adoption, the disclosure improvements will be applied retrospectively to prior periods presented. The ASU is effective for fiscal years beginning after December 15, 2023, and interim periods within fiscal years beginning after December 15, 2024 and early adoption is permitted. We are currently evaluating the impact of the adoption of this ASU.

In December 2023, the FASB issued ASU No. 2023-09, “Improvements to Income Tax Disclosures” which enhances the disclosure requirements within Topic 740 “Income Taxes”. The enhancements will impact our financial statement disclosures only and will be applied prospectively with retrospective application permitted. The ASU is effective for annual periods beginning after December 15, 2024 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, 2023, approximately 3 percent of our total proved reserves were under PSCs, located in our Asia Pacific/Middle East geographic reporting area, and 7 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 2023, our processes and controls used to assess over 90 percent of proved reserves as of December 31, 2023, 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, 2023 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 petroleum engineering. He is a member of the Society of Petroleum Engineers with over 30 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 2020	879	693	1,572	6	174	108	191	2,051	68	2,119
Revisions	209	(52)	157	2	14	37	6	216	—	216
Improved recovery	1	—	1	—	—	—	—	1	—	1
Purchases	—	691	691	—	—	—	—	691	—	691
Extensions and discoveries	10	289	299	5	2	1	—	307	—	307
Production	(64)	(160)	(224)	(3)	(29)	(24)	(13)	(293)	(5)	(298)
Sales	—	(9)	(9)	—	—	—	—	(9)	—	(9)
End of 2021	1,035	1,452	2,487	10	161	122	184	2,964	63	3,027
Revisions	(31)	24	(7)	—	31	19	(3)	40	—	40
Improved recovery	—	—	—	—	—	3	—	3	—	3
Purchases	—	6	6	—	—	—	42	48	—	48
Extensions and discoveries	15	250	265	—	8	—	—	273	35	308
Production	(64)	(193)	(257)	(2)	(25)	(22)	(13)	(319)	(5)	(324)
Sales	—	(31)	(31)	—	—	(3)	—	(34)	—	(34)
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

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 2020	765	263	1,028	6	129	77	175	1,415	68	1,483
End of 2021	912	916	1,828	4	122	98	171	2,223	63	2,286
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
Undeveloped										
End of 2020	114	430	544	—	45	31	16	636	—	636
End of 2021	123	536	659	6	39	24	13	741	—	741
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

*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, 2023, included:

- Revisions: 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.

In 2022, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling in the unconventional plays of 81 million barrels and higher prices of 33 million barrels, partially offset by increasing operating costs of 72 million barrels and technical revisions of 18 million barrels. Upward revisions in Europe were primarily due to technical revisions of 23 million barrels and 8 million barrels due to higher prices. Upward revisions of 19 million barrels in our consolidated operations in Asia Pacific/Middle East were primarily due to technical revisions.

In 2021, Alaska upward revisions were primarily driven by higher prices. Downward revisions in Lower 48 were due to development timing for specific well locations from unconventional plays of 203 million barrels and technical revisions of 35 million barrels, partially offset by upward revisions due to higher prices of 115 million barrels and additional infill drilling in the unconventional plays of 71 million barrels. Upward revisions in Europe were primarily due to higher prices. In Asia Pacific/Middle East, increases were due to higher prices of 21 million barrels and technical revisions of 16 million barrels.

- Purchases: In 2022, crude oil reserve purchases were primarily in Africa, as a result of the acquisition of additional interest in the Libya Waha Concession.

In 2021, Lower 48 purchases were due to the Concho and Shell Permian acquisitions.

- Extensions and discoveries: 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.

In 2022, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in the Middle East.

In 2021, extensions and discoveries in Lower 48 were due to planned development to add specific well locations from the unconventional plays which more than offset the decreases resulting from development plan timing in the revisions category.

Years Ended
December 31**Natural Gas Liquids**

Millions of Barrels

	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed and Undeveloped									
End of 2020	94	230	324	4	12	—	340	36	376
Revisions	(6)	213	207	—	1	—	208	—	208
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	72	72	—	—	—	72	—	72
Extensions and discoveries	—	82	82	2	—	—	84	—	84
Production	(6)	(50)	(56)	(1)	(2)	—	(59)	(3)	(62)
Sales	—	(1)	(1)	—	—	—	(1)	—	(1)
End of 2021	82	546	628	5	11	—	644	33	677
Revisions	1	208	209	1	3	—	213	—	213
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	3	3	—	—	—	3	—	3
Extensions and discoveries	—	80	80	—	1	—	81	20	101
Production	(5)	(81)	(86)	(1)	(2)	—	(89)	(3)	(92)
Sales	—	(7)	(7)	—	—	—	(7)	—	(7)
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

Years Ended
December 31**Natural Gas Liquids**

Millions of Barrels

	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Total Consolidated Operations	Equity Affiliates*	Total
Developed									
End of 2020	94	83	177	4	9	—	190	36	226
End of 2021	82	334	416	3	9	—	428	33	461
End of 2022	78	409	487	3	10	—	500	31	531
End of 2023	72	426	498	4	9	—	511	28	539
Undeveloped									
End of 2020	—	147	147	—	3	—	150	—	150
End of 2021	—	212	212	2	2	—	216	—	216
End of 2022	—	340	340	2	3	—	345	19	364
End of 2023	—	371	371	6	4	—	381	20	401

*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, 2023, included:

- Revisions: 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.

In 2022, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling in the unconventional plays of 88 million barrels, technical revisions of 75 million barrels, continued conversion of acquired Concho Permian two-stream contracts to a three-stream (crude oil, natural gas and NGLs) basis adding 70 million barrels, and higher prices of 13 million barrels. This was partially offset by increasing operating costs of 38 million barrels.

In 2021, upward revisions in Lower 48 were due to conversion of acquired Concho Permian two-stream contracts to a three-stream (crude oil, natural gas and NGLs) basis, adding 182 million barrels, additional infill drilling in the unconventional plays of 44 million barrels, technical revisions of 21 million barrels and higher prices of 28 million barrels, partially offset by downward revisions related to development timing for specific well locations from unconventional plays of 62 million barrels.

- Purchases: In 2021, Lower 48 purchases were due to the Shell Permian acquisition.
- Extensions and discoveries: In 2023, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Canada extensions and discoveries were in Montney.

In 2022, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. Extensions and discoveries in our equity affiliates were in the Middle East.

In 2021, extensions and discoveries in Lower 48 were due to planned development to add specific well locations from the unconventional plays which more than offset the decreases in the revisions category.

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 2020	1,996	2,100	4,096	74	825	851	224	6,070	3,724	9,794
Revisions	715	41	756	15	54	60	—	885	247	1,132
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	2,438	2,438	—	—	—	—	2,438	—	2,438
Extensions and discoveries	—	822	822	46	2	—	—	870	116	986
Production	(86)	(473)	(559)	(30)	(113)	(147)	(7)	(856)	(390)	(1,246)
Sales	—	(270)	(270)	—	—	—	—	(270)	—	(270)
End of 2021	2,625	4,658	7,283	105	768	764	217	9,137	3,697	12,834
Revisions	(35)	361	326	8	108	(2)	(14)	426	898	1,324
Improved recovery	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Purchases	—	23	23	—	—	—	48	71	479	550
Extensions and discoveries	—	505	505	4	103	—	—	612	1,118	1,730
Production	(88)	(543)	(631)	(23)	(117)	(51)	(10)	(832)	(439)	(1,271)
Sales	—	(262)	(262)	—	—	(385)	—	(647)	—	(647)
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

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 2020	1,961	1,051	3,012	74	598	806	224	4,714	3,293	8,007
End of 2021	2,579	3,100	5,679	52	679	688	217	7,315	3,204	10,519
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
Undeveloped										
End of 2020	35	1,049	1,084	—	227	45	—	1,356	431	1,787
End of 2021	46	1,558	1,604	53	89	76	—	1,822	493	2,315
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

*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 2,263 BCF, 2,416 BCF and 2,748 BCF, as of December 31, 2023, 2022 and 2021, 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, 2023, included:

- Revisions: 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.

In 2022, upward revisions in Lower 48 were due to additional development drilling in the unconventional plays of 544 BCF, higher prices of 109 BCF, and technical revisions of 41 BCF. These were partially offset by decreases of 233 BCF due to increasing operating costs, and 100 BCF due to the continued conversion of acquired Concho Permian two-stream contracts to a three-stream (crude oil, natural gas and natural gas liquids) basis. Upward revisions in Canada were driven by higher prices of 26 BCF, partially offset by technical revisions of 18 BCF. In Europe, technical revisions contributed 96 BCF, and higher prices 12 BCF of upward revisions. Downward revisions in Africa were primarily due to technical revisions. In our equity affiliates in Asia Pacific/Middle East, upward revisions were due to higher prices of 423 BCF, changing dynamics and improved prices in the regional LNG spot market of 331 BCF, and technical revisions of 204 BCF, partially offset by downward revisions due to increasing operating costs of 60 BCF.

In 2021, upward revisions in Alaska were due to higher prices of 587 BCF and technical revisions of 128 BCF. In Lower 48, upward revisions of 614 BCF were due to higher prices, additional infill drilling in the unconventional plays of 277 BCF and technical revisions of 60 BCF, partially offset by downward revisions due to development timing for specific well locations from unconventional plays of 498 BCF and conversion of previously acquired Permian two-stream contracted volumes to a three-stream (crude oil, natural gas and natural gas liquids) basis of 412 BCF. Upward revisions in Canada were due to higher prices of 29 BCF, partially offset by downward revisions due to technical revisions of 14 BCF. In Europe, upward revisions were primarily due to higher prices. Upward revisions in our consolidated operations in Asia Pacific/Middle East were due to technical revisions of 76 BCF, partially offset by price revisions of 16 BCF. In our equity affiliates in Asia Pacific/Middle East, upward revisions were due to higher prices of 124 BCF and technical and cost revisions of 123 BCF.

- Purchases: In 2022, purchases in Africa were a result of the acquisition of additional interest in the Libya Waha Concession. In our equity affiliates, purchases were due to the acquisition of additional affiliate interest in Asia Pacific.

In 2021, Lower 48 purchases were due to the Concho and Shell Permian acquisitions.

- Extensions and discoveries: 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.

In 2022, extensions and discoveries in Lower 48 were primarily within unconventional plays in the Permian Basin. In Europe, extensions and discoveries were due to additional planned development. Extensions and discoveries in our equity affiliates were primarily in the Middle East.

In 2021, extensions and discoveries in Lower 48 were due to planned development to add specific well locations from the unconventional plays which more than offset the decreases resulting from development plan timing in the revisions category. Extensions and discoveries in Canada were primarily driven by ongoing drilling successes in Montney.

- Sales: In 2023, Lower 48 sales represent the disposition of noncore assets.

In 2022, Lower 48 sales represent the disposition of noncore assets. Sales in our consolidated operations in Asia Pacific/Middle East represent the disposition of our Indonesia assets.

In 2021, Lower 48 sales represent the disposition of noncore assets.

Years Ended
December 31**Bitumen**

Millions of Barrels

Canada

Total*

Developed and Undeveloped

End of 2020	332	332
Revisions	(50)	(50)
Improved recovery	—	—
Purchases	—	—
Extensions and discoveries	—	—
Production	(25)	(25)
Sales	—	—
End of 2021	257	257
Revisions	(17)	(17)
Improved recovery	—	—
Purchases	—	—
Extensions and discoveries	—	—
Production	(24)	(24)
Sales	—	—
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

Years Ended
December 31**Bitumen**

Millions of Barrels

Canada

Total*

Developed

End of 2020	117	117
End of 2021	150	150
End of 2022	127	127
End of 2023	293	293

Undeveloped

End of 2020	215	215
End of 2021	107	107
End of 2022	89	89
End of 2023	117	117

*There are no Bitumen reserves associated with our Equity Affiliates.

Notable changes in proved bitumen reserves in the three years ended December 31, 2023, included:

- **Revisions:** In 2023, the upward revision of 15 million barrels is primarily due to the impact of price on variable royalties.
In 2022, the impact of variable royalties on price resulted in downward revisions of 30 million barrels, partially offset by upward revisions primarily due to changes in development timing for specific pad locations from the Surmont development program.
In 2021, downward revisions of 64 million barrels were driven by changes in carbon tax costs and 39 million barrels due to changes in development timing for specific pad locations from the Surmont development program, partially offset by upward revisions from price of 53 million barrels.
- **Purchases:** In 2023, purchases in Canada were a result of the acquisition of the remaining 50 percent working interest in Surmont.
- **Extensions and discoveries:** In 2021, extensions and discoveries in Canada were primarily due to planned development to add specific pad locations from the Surmont development program, which more than offset the decrease in the revisions category.

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 2020	1,306	1,273	2,579	355	323	249	228	3,734	725	4,459
Revisions	322	168	490	(45)	23	47	6	521	42	563
Improved recovery	1	—	1	—	—	—	—	1	—	1
Purchases	—	1,169	1,169	—	—	—	—	1,169	—	1,169
Extensions and discoveries	10	508	518	15	3	1	—	537	19	556
Production	(84)	(289)	(373)	(35)	(50)	(48)	(14)	(520)	(73)	(593)
Sales	—	(54)	(54)	—	—	—	—	(54)	—	(54)
End of 2021	1,555	2,775	4,330	290	299	249	220	5,388	713	6,101
Revisions	(35)	292	257	(15)	52	19	(5)	308	149	457
Improved recovery	—	—	—	—	—	3	—	3	—	3
Purchases	—	13	13	—	—	—	50	63	80	143
Extensions and discoveries	15	414	429	1	26	—	—	456	241	697
Production	(85)	(364)	(449)	(31)	(46)	(31)	(15)	(572)	(81)	(653)
Sales	—	(82)	(82)	—	—	(67)	—	(149)	—	(149)
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

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 2020	1,186	521	1,707	140	238	211	212	2,508	653	3,161
End of 2021	1,424	1,767	3,191	166	244	212	207	4,020	631	4,651
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
Undeveloped										
End of 2020	120	752	872	215	85	38	16	1,226	72	1,298
End of 2021	131	1,008	1,139	124	55	37	13	1,368	82	1,450
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

*All Equity Affiliate reserves are located in our Asia Pacific/Middle East Region.

Natural gas reserves are converted to barrels of oil equivalent (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 2023:

	Proved Undeveloped Reserves
	Millions of Barrels of Oil Equivalent
End of 2022	2,042
Revisions	354
Improved recovery	—
Purchases	60
Extensions and discoveries	335
Sales	(10)
Transfers to Proved Developed	(447)
End of 2023	2,334

Revisions of 354 MMBOE were predominately driven by progression of development plans in the Lower 48 unconventional plays partially offset by 23 MMBOE due to product price changes across the portfolio.

Extensions and discoveries were largely driven by the addition of 219 MMBOE in Alaska, primarily due to Willow and Nuna projects, 44 MMBOE in the Lower 48 unconventional plays and 39 MMBOE in Canada for Montney development. The remaining extensions and discoveries were driven by the continued development planned in the other geographic regions, including 10 MMBOE from equity affiliates in Asia Pacific/Middle East.

Transfers to proved developed reserves were driven by the ongoing development of our assets. Approximately 75 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, 2023, our PUDs represented 35 percent of total proved reserves, compared with 31 percent at December 31, 2022. Costs incurred for the year ended December 31, 2023, relating to the development of PUDs were \$7.9 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 2023, approximately 86 percent of total PUDs were under development or scheduled for development within five years of initial disclosure, including all of our Lower 48 PUDs. Increases in 2023 to PUDs scheduled for development beyond five years are primarily in Alaska, due to the initial recognition of PUDs associated with the Willow project, a development that is currently underway with production anticipated in 2029 due to its large scale and remote location. The remaining PUDs to be developed beyond five years are in major development areas which are currently producing and located within our Canada and Asia Pacific/Middle East geographic areas.

Results of Operations

The company's results of operations from oil and gas activities for the years 2023, 2022 and 2021 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

Year Ended December 31, 2023	Millions of Dollars								
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total
<i>Consolidated operations</i>									
Sales	\$ 5,918	18,976	24,894	1,517	3,449	1,914	1,447	—	33,221
Transfers	5	—	5	—	—	—	—	—	5
Transportation costs	(611)	—	(611)	—	—	—	—	—	(611)
Other revenues	(4)	142	138	(1)	3	(1)	181	3	323
Total revenues	5,308	19,118	24,426	1,516	3,452	1,913	1,628	3	32,938
Production costs excluding taxes	1,242	4,175	5,417	602	499	348	74	1	6,941
Taxes other than income taxes	442	1,347	1,789	26	35	115	3	—	1,968
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
Impairments	—	7	7	6	—	—	—	—	13
Other related expenses	71	42	113	60	(24)	17	3	12	181
Accretion	94	65	159	12	61	27	—	—	259
	2,449	7,627	10,076	387	2,276	908	1,494	(13)	15,128
Income tax provision (benefit)	640	1,667	2,307	5	1,704	66	1,375	—	5,457
Results of operations	\$ 1,809	5,960	7,769	382	572	842	119	(13)	9,671
<i>Equity affiliates</i>									
Sales	\$ —	—	—	—	—	822	—	—	822
Transfers	—	—	—	—	—	3,429	—	—	3,429
Transportation costs	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Other revenues	—	—	—	—	—	14	—	—	14
Total revenues	—	—	—	—	—	4,265	—	—	4,265
Production costs excluding taxes	—	—	—	—	—	493	—	—	493
Taxes other than income taxes	—	—	—	—	—	1,208	—	—	1,208
Exploration expenses	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Depreciation, depletion and amortization	—	—	—	—	—	390	—	—	390
Impairments	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Other related expenses	—	—	—	—	—	(8)	—	—	(8)
Accretion	—	—	—	—	—	30	—	—	30
	—	—	—	—	—	2,152	—	—	2,152
Income tax provision (benefit)	—	—	—	—	—	658	—	—	658
Results of operations	\$ —	—	—	—	—	1,494	—	—	1,494

Year Ended December 31,2022	Millions of Dollars								
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total
<i>Consolidated operations</i>									
Sales	\$ 7,210	24,309	31,519	1,622	6,594	2,602	1,339	—	43,676
Transfers	6	—	6	—	—	—	—	—	6
Transportation costs	(647)	—	(647)	—	—	—	—	—	(647)
Other revenues	(1)	115	114	338	1	536	184	10	1,183
Total revenues	6,568	24,424	30,992	1,960	6,595	3,138	1,523	10	44,218
Production costs excluding taxes	1,160	3,600	4,760	581	511	342	55	—	6,249
Taxes other than income taxes	1,265	1,687	2,952	21	36	243	2	—	3,254
Exploration expenses	34	189	223	149	122	49	19	2	564
Depreciation, depletion and amortization	833	4,843	5,676	354	693	517	36	—	7,276
Impairments	2	(11)	(9)	(2)	(1)	—	—	—	(12)
Other related expenses	(19)	4	(15)	(41)	(178)	40	5	6	(183)
Accretion	78	55	133	11	62	25	—	—	231
	3,215	14,057	17,272	887	5,350	1,922	1,406	2	26,839
Income tax provision (benefit)	866	3,113	3,979	198	4,057	512	1,301	53	10,100
Results of operations	\$ 2,349	10,944	13,293	689	1,293	1,410	105	(51)	16,739
<i>Equity affiliates</i>									
Sales	\$ —	—	—	—	—	1,000	—	—	1,000
Transfers	—	—	—	—	—	4,272	—	—	4,272
Transportation costs	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Other revenues	—	—	—	—	—	41	—	—	41
Total revenues	—	—	—	—	—	5,313	—	—	5,313
Production costs excluding taxes	—	—	—	—	—	491	—	—	491
Taxes other than income taxes	—	—	—	—	—	1,536	—	—	1,536
Exploration expenses	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Depreciation, depletion and amortization	—	—	—	—	—	530	—	—	530
Impairments	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Other related expenses	—	—	—	—	—	(2)	—	—	(2)
Accretion	—	—	—	—	—	27	—	—	27
	—	—	—	—	—	2,731	—	—	2,731
Income tax provision (benefit)	—	—	—	—	—	836	—	—	836
Results of operations	\$ —	—	—	—	—	1,895	—	—	1,895

Millions of Dollars

Year Ended
December 31, 2021

	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total
<i>Consolidated operations</i>									
Sales	\$ 4,832	14,093	18,925	1,219	3,568	2,525	917	—	27,154
Transfers	4	—	4	—	—	—	—	—	4
Transportation costs	(626)	—	(626)	—	—	—	—	—	(626)
Other revenues	14	135	149	323	(5)	237	141	(161)	684
Total revenues	4,224	14,228	18,452	1,542	3,563	2,762	1,058	(161)	27,216
Production costs excluding taxes	1,073	2,414	3,487	518	487	466	43	—	5,001
Taxes other than income taxes	442	937	1,379	23	36	91	1	1	1,531
Exploration expenses	80	98	178	39	21	51	2	15	306
Depreciation, depletion and amortization	864	4,053	4,917	383	844	787	35	—	6,966
Impairments	5	(8)	(3)	6	(24)	7	—	—	(14)
Other related expenses	(31)	12	(19)	(22)	(42)	4	4	12	(63)
Accretion	71	47	118	10	70	26	—	—	224
	1,720	6,675	8,395	585	2,171	1,330	973	(189)	13,265
Income tax provision (benefit)	378	1,467	1,845	145	1,673	494	870	(53)	4,974
Results of operations	\$ 1,342	5,208	6,550	440	498	836	103	(136)	8,291
<i>Equity affiliates</i>									
Sales	\$ —	—	—	—	—	745	—	—	745
Transfers	—	—	—	—	—	1,797	—	—	1,797
Transportation costs	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Other revenues	—	—	—	—	—	5	—	—	5
Total revenues	—	—	—	—	—	2,547	—	—	2,547
Production costs excluding taxes	—	—	—	—	—	329	—	—	329
Taxes other than income taxes	—	—	—	—	—	824	—	—	824
Exploration expenses	—	—	—	—	—	268	—	—	268
Depreciation, depletion and amortization	—	—	—	—	—	593	—	—	593
Impairments	—	—	—	—	—	718	—	—	718
Other related expenses	—	—	—	—	—	3	—	—	3
Accretion	—	—	—	—	—	17	—	—	17
	—	—	—	—	—	(205)	—	—	(205)
Income tax provision (benefit)	—	—	—	—	—	(42)	—	—	(42)
Results of operations	\$ —	—	—	—	—	(163)	—	—	(163)

Statistics

Net Production	2023	2022	2021
	Thousands of Barrels Daily		
Crude Oil			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	173	177	178
Lower 48	569	534	447
United States	742	711	625
Canada	9	6	8
Europe	64	71	81
Asia Pacific	60	61	65
Africa	48	36	37
Total consolidated operations	923	885	816
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	13	13	13
Total company	936	898	829
<i>Delaware Basin Area (Lower 48)*</i>	274	258	162
<i>Greater Prudhoe Area (Alaska)*</i>	66	67	67
Natural Gas Liquids			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	16	17	16
Lower 48	256	221	110
United States	272	238	126
Canada	3	3	4
Europe	4	3	4
Asia Pacific	—	—	—
Total consolidated operations	279	244	134
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	8	8	8
Total company	287	252	142
<i>Delaware Basin Area (Lower 48)*</i>	135	114	27
<i>Greater Prudhoe Area (Alaska)*</i>	16	17	16
Bitumen			
Consolidated operations—Canada	81	66	69
Total company	81	66	69
Natural Gas	Millions of Cubic Feet Daily		
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	38	34	16
Lower 48	1,457	1,402	1,340
United States	1,495	1,436	1,356
Canada	65	61	80
Europe	279	306	298
Asia Pacific	48	114	360
Africa	29	22	15
Total consolidated operations	1,916	1,939	2,109
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	1,219	1,191	1,053
Total company	3,135	3,130	3,162
<i>Delaware Basin Area (Lower 48)*</i>	768	752	584
<i>Greater Prudhoe Area (Alaska)*</i>	35	32	12

*At year-end 2023, 2022 and 2021, the Delaware Basin Area in Lower 48 contained more than 15 percent of our total proved reserves. At year-end 2021, the Greater Prudhoe Area in Alaska contained more than 15 percent of our total proved reserves.

Average Sales Prices	2023	2022	2021
Crude Oil Per Barrel			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska*	\$ 74.46	92.58	60.81
Lower 48	76.19	94.46	66.12
United States	75.75	93.96	64.53
Canada	66.19	79.94	56.38
Europe	84.56	99.88	68.94
Asia Pacific	84.79	105.52	70.36
Africa	83.07	97.85	69.06
Total international	83.33	100.75	68.85
Total consolidated operations	77.19	95.27	65.53
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	78.45	97.31	69.45
Total operations	77.21	95.30	65.59
Natural Gas Liquids Per Barrel			
<i>Consolidated operations</i>			
Lower 48	\$ 21.73	35.36	30.63
United States	21.73	35.36	30.63
Canada	26.13	37.70	31.18
Europe	41.13	54.52	43.97
Total international	34.56	46.16	37.50
Total consolidated operations	22.12	35.67	31.04
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	47.09	61.22	54.16
Total operations	22.82	36.50	32.45
Bitumen Per Barrel			
Consolidated operations—Canada	\$ 42.15	55.56	37.52
Natural Gas Per Thousand Cubic Feet			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	\$ 4.47	3.64	2.81
Lower 48	2.12	5.92	4.38
United States	2.13	5.92	4.38
Canada**	1.80	3.62	2.54
Europe	13.33	35.33	13.75
Asia Pacific	3.95	5.84	6.56
Africa	6.49	6.59	3.73
Total international	10.01	23.54	8.91
Total consolidated operations	3.89	10.56	6.00
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	8.46	9.39	5.31
Total operations	5.69	10.60	5.77

*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.

	2023	2022	2021
Average Production Costs Per Barrel of Oil Equivalent*			
<i>Consolidated operations</i>			
Alaska	\$ 17.45	15.89	14.92
Lower 48	10.72	9.97	8.48
United States	11.76	10.97	9.78
Canada	15.86	18.73	15.10
Europe	11.89	11.20	9.88
Asia Pacific	14.02	11.71	10.21
Africa	3.83	3.77	2.95
Total international	12.28	12.36	10.53
Total consolidated operations	11.87	11.27	9.99
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	6.03	6.14	4.60

Average Production Costs Per Barrel—Bitumen

Consolidated operations—Canada	\$ 14.42	17.62	13.41

Taxes Other Than Income Taxes Per Barrel of Oil Equivalent*Consolidated operations*

Alaska	\$ 6.21	17.33	6.15
Lower 48	3.46	4.67	3.29
United States	3.88	6.80	3.87
Canada	0.68	0.68	0.67
Europe	0.83	0.79	0.73
Asia Pacific	4.63	8.32	1.99
Africa	0.16	0.14	0.07
Total international	1.44	2.51	1.06
Total consolidated operations	3.37	5.87	3.06
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	14.77	19.22	11.52

Depreciation, Depletion and Amortization Per Barrel of Oil Equivalent*Consolidated operations*

Alaska	\$ 13.18	11.41	12.02
Lower 48	14.64	13.42	14.24
United States	14.42	13.08	13.79
Canada	9.85	11.41	11.16
Europe	12.67	15.19	17.13
Asia Pacific	18.29	17.71	17.25
Africa	2.58	2.47	2.40
Total international	11.36	13.28	14.25
Total consolidated operations	13.77	13.12	13.92
Equity affiliates—Asia Pacific/Middle East	4.77	6.63	8.29

*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, 2023, 2022 and 2021. 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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Exploratory						
<i>Consolidated operations</i>						
Alaska	—	—	—	2	—	1
Lower 48	38	118	87	2	—	—
United States	38	118	87	4	—	1
Canada	6	6	12	—	—	—
Europe	—	—	—	*	2	—
Asia Pacific/Middle East	—	—	*	—	1	*
Africa	—	—	—	—	3	—
Other areas	—	—	—	—	—	—
Total consolidated operations	44	124	99	4	6	1
<i>Equity affiliates</i>						
Asia Pacific/Middle East	3	*	3	*	—	—
Total equity affiliates	3	*	3	*	—	—
Development						
<i>Consolidated operations</i>						
Alaska	11	11	1	—	—	—
Lower 48	494	388	339	—	—	—
United States	505	399	340	—	—	—
Canada	21	11	2	—	—	—
Europe	4	3	7	—	—	—
Asia Pacific/Middle East	20	22	21	—	—	—
Africa	4	2	1	—	—	—
Other areas	—	—	—	—	—	—
Total consolidated operations	554	437	371	—	—	—
<i>Equity affiliates</i>						
Asia Pacific/Middle East	45	28	30	—	—	—
Total equity affiliates	45	28	30	—	—	—

*Our total proportionate interest was less than one.

The table below represents the status of our wells drilling at December 31, 2023, 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, 2023.

Wells at December 31, 2023

	In Progress		Productive			
			Oil		Gas	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
<i>Consolidated operations</i>						
Alaska	4	4	1,554	910	—	—
Lower 48	786	391	14,251	6,954	2,276	1,393
United States	790	395	15,805	7,864	2,276	1,393
Canada	36	36	201	201	158	158
Europe	23	5	481	79	60	3
Asia Pacific/Middle East	4	2	447	211	6	2
Africa	13	3	886	181	10	2
Other areas	—	—	—	—	—	—
Total consolidated operations	866	441	17,820	8,536	2,510	1,558
<i>Equity affiliates</i>						
Asia Pacific/Middle East	331	54	—	—	5,139	1,563
Total equity affiliates	331	54	—	—	5,139	1,563

Acreage at December 31, 2023

	Thousands of Acres			
	Developed		Undeveloped	
	Gross	Net	Gross	Net
<i>Consolidated operations</i>				
Alaska	718	533	1,075	1,044
Lower 48	3,381	2,243	10,229	8,038
United States	4,099	2,776	11,304	9,082
Canada	304	280	3,406	2,014
Europe	451	60	798	300
Asia Pacific/Middle East	422	152	11,088	7,439
Africa	358	73	12,545	2,561
Other areas	—	—	156	125
Total consolidated operations	5,634	3,341	39,297	21,521
<i>Equity affiliates</i>				
Asia Pacific/Middle East	1,055	319	4,238	1,100
Total equity affiliates	1,055	319	4,238	1,100

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
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
Development	1,884	6,266	8,150	367	843	383	38	—	9,781
	\$ 1,951	6,925	8,876	3,640	888	432	42	3	13,881
<i>Equity affiliates</i>									
Unproved property acquisition	\$ —	—	—	—	—	—	—	—	—
Proved property acquisition	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	—	—	—	—	—	46	—	—	46
Development	—	—	—	—	—	416	—	—	416
	\$ —	—	—	—	—	462	—	—	462
2022									
<i>Consolidated operations</i>									
Unproved property acquisition	\$ —	255	255	—	—	—	—	—	255
Proved property acquisition	—	249	249	—	—	—	104	—	353
	—	504	504	—	—	—	104	—	608
Exploration	61	1,278	1,339	99	121	59	3	2	1,623
Development	1,316	4,559	5,875	475	711	425	4	—	7,490
	\$ 1,377	6,341	7,718	574	832	484	111	2	9,721
<i>Equity affiliates</i>									
Unproved property acquisition	\$ —	—	—	—	—	—	—	—	—
Proved property acquisition	—	—	—	—	—	881	—	—	881
	—	—	—	—	—	881	—	—	881
Exploration	—	—	—	—	—	25	—	—	25
Development	—	—	—	—	—	244	—	—	244
	\$ —	—	—	—	—	1,150	—	—	1,150
2021									
<i>Consolidated operations</i>									
Unproved property acquisition	\$ 1	11,261	11,262	4	—	—	—	—	11,266
Proved property acquisition	—	16,101	16,101	1	—	—	—	—	16,102
	1	27,362	27,363	5	—	—	—	—	27,368
Exploration	84	765	849	80	31	51	2	40	1,053
Development	949	2,461	3,410	175	398	433	24	—	4,440
	\$ 1,034	30,588	31,622	260	429	484	26	40	32,861
<i>Equity affiliates</i>									
Unproved property acquisition	\$ —	—	—	—	—	—	—	—	—
Proved property acquisition	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploration	—	—	—	—	—	5	—	—	5
Development	—	—	—	—	—	21	—	—	21
	\$ —	—	—	—	—	26	—	—	26

Capitalized Costs

At December 31

Millions of Dollars

	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Other Areas	Total
2023									
<i>Consolidated operations</i>									
Proved property	\$ 26,358	70,621	96,979	11,255	14,124	10,923	1,113		134,394
Unproved property	108	3,393	3,501	1,443	65	90	98	9	5,206
	26,466	74,014	100,480	12,698	14,189	11,013	1,211	9	139,600
Accumulated depreciation, depletion and amortization	12,789	36,829	49,618	3,377	9,978	8,423	508	9	71,913
	\$ 13,677	37,185	50,862	9,321	4,211	2,590	703	—	67,687
<i>Equity affiliates</i>									
Proved property	\$ —	—	—	—	—	11,159	—	—	11,159
Unproved property	—	—	—	—	—	2,263	—	—	2,263
	—	—	—	—	—	13,422	—	—	13,422
Accumulated depreciation, depletion and amortization						8,779			8,779
	\$ —	—	—	—	—	4,643	—	—	4,643
2022									
<i>Consolidated operations</i>									
Proved property	\$ 24,041	62,756	86,797	7,487	13,716	10,534	1,075	—	119,609
Unproved property	589	5,145	5,734	1,291	100	93	98	9	7,325
	24,630	67,901	92,531	8,778	13,816	10,627	1,173	9	126,934
Accumulated depreciation, depletion and amortization	11,906	31,455	43,361	2,927	9,774	7,970	458	9	64,499
	\$ 12,724	36,446	49,170	5,851	4,042	2,657	715	—	62,435
<i>Equity affiliates</i>									
Proved property	\$ —	—	—	—	—	10,823	—	—	10,823
Unproved property	—	—	—	—	—	2,162	—	—	2,162
	—	—	—	—	—	12,985	—	—	12,985
Accumulated depreciation, depletion and amortization	—	—	—	—	—	8,400	—	—	8,400
	\$ —	—	—	—	—	4,585	—	—	4,585

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
2023								
<i>Consolidated operations</i>								
Future cash inflows	\$ 83,793	140,961	224,754	19,937	23,569	11,322	21,562	301,144
Less:								
Future production costs	39,069	50,757	89,826	8,699	6,576	4,586	1,008	110,695
Future development costs	13,685	21,391	35,076	2,058	3,802	1,458	400	42,794
Future income tax provisions	7,386	13,163	20,549	880	10,140	1,316	18,687	51,572
Future net cash flows	23,653	55,650	79,303	8,300	3,051	3,962	1,467	96,083
10 percent annual discount	11,522	19,329	30,851	2,723	432	1,257	570	35,833
Discounted future net cash flows	\$ 12,131	36,321	48,452	5,577	2,619	2,705	897	60,250
<i>Equity affiliates</i>								
Future cash inflows	\$ —	—	—	—	—	51,887	—	51,887
Less:								
Future production costs	—	—	—	—	—	28,579	—	28,579
Future development costs	—	—	—	—	—	2,299	—	2,299
Future income tax provisions	—	—	—	—	—	5,647	—	5,647
Future net cash flows	—	—	—	—	—	15,362	—	15,362
10 percent annual discount	—	—	—	—	—	5,543	—	5,543
Discounted future net cash flows	\$ —	—	—	—	—	9,819	—	9,819
<i>Total company</i>								
Discounted future net cash flows	\$ 12,131	36,321	48,452	5,577	2,619	12,524	897	70,069

	Millions of Dollars							
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total
2022								
<i>Consolidated operations</i>								
Future cash inflows	\$ 94,332	195,605	289,937	13,768	44,942	13,458	27,067	389,172
Less:								
Future production costs	47,979	63,987	111,966	5,722	7,559	5,582	1,085	131,914
Future development costs	8,501	21,379	29,880	960	4,378	1,159	531	36,908
Future income tax provisions	8,882	23,136	32,018	863	25,416	1,780	23,615	83,692
Future net cash flows	28,970	87,103	116,073	6,223	7,589	4,937	1,836	136,658
10 percent annual discount	13,733	31,191	44,924	1,936	1,827	1,505	746	50,938
Discounted future net cash flows	\$ 15,237	55,912	71,149	4,287	5,762	3,432	1,090	85,720
<i>Equity affiliates</i>								
Future cash inflows	\$ —	—	—	—	—	87,644	—	87,644
Less:								
Future production costs	—	—	—	—	—	51,912	—	51,912
Future development costs	—	—	—	—	—	2,685	—	2,685
Future income tax provisions	—	—	—	—	—	8,988	—	8,988
Future net cash flows	—	—	—	—	—	24,059	—	24,059
10 percent annual discount	—	—	—	—	—	10,787	—	10,787
Discounted future net cash flows	\$ —	—	—	—	—	13,272	—	13,272
<i>Total company</i>								
Discounted future net cash flows	\$ 15,237	55,912	71,149	4,287	5,762	16,704	1,090	98,992

	Millions of Dollars							
	Alaska	Lower 48	Total U.S.	Canada	Europe	Asia Pacific/ Middle East	Africa	Total
2021								
<i>Consolidated operations</i>								
Future cash inflows	\$ 65,910	125,197	191,107	10,847	21,670	11,583	15,778	250,985
Less:								
Future production costs	34,444	43,034	77,478	4,960	6,090	4,987	801	94,316
Future development costs	8,033	13,386	21,419	923	3,960	1,314	413	28,029
Future income tax provisions	5,310	13,167	18,477	117	8,345	1,542	13,506	41,987
Future net cash flows	18,123	55,610	73,733	4,847	3,275	3,740	1,058	86,653
10 percent annual discount	7,963	22,290	30,253	1,639	696	930	440	33,958
Discounted future net cash flows	\$ 10,160	33,320	43,480	3,208	2,579	2,810	618	52,695
<i>Equity affiliates</i>								
Future cash inflows	\$ —	—	—	—	—	27,851	—	27,851
Less:								
Future production costs	—	—	—	—	—	15,491	—	15,491
Future development costs	—	—	—	—	—	1,649	—	1,649
Future income tax provisions	—	—	—	—	—	3,071	—	3,071
Future net cash flows	—	—	—	—	—	7,640	—	7,640
10 percent annual discount	—	—	—	—	—	2,640	—	2,640
Discounted future net cash flows	\$ —	—	—	—	—	5,000	—	5,000
<i>Total company</i>								
Discounted future net cash flows	\$ 10,160	\$ 33,320	\$ 43,480	\$ 3,208	\$ 2,579	\$ 7,810	\$ 618	\$ 57,695

Sources of Change in Discounted Future Net Cash Flows

	Millions of Dollars								
	Consolidated Operations			Equity Affiliates			Total Company		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Discounted future net cash flows at the beginning of the year	\$ 85,720	\$ 52,695	4,674	\$ 13,272	5,000	2,862	\$ 98,992	57,695	7,536
Changes during the year									
Revenues less production costs for the year	(23,706)	(33,532)	(20,000)	(2,550)	(3,245)	(1,389)	(26,256)	(36,777)	(21,389)
Net change in prices, and production costs	(48,717)	61,902	50,956	(4,519)	8,184	3,822	(53,236)	70,086	54,778
Extensions, discoveries and improved recovery, less estimated future costs	1,864	7,882	10,420	118	1,472	(44)	1,982	9,354	10,376
Development costs for the year	9,129	6,687	4,396	326	272	91	9,455	6,959	4,487
Changes in estimated future development costs	(6,754)	(4,088)	(33)	(150)	189	(104)	(6,904)	(3,899)	(137)
Purchases of reserves in place, less estimated future costs	3,029	3,353	17,833	—	1,282	—	3,029	4,635	17,833
Sales of reserves in place, less estimated future costs	(472)	(3,847)	(468)	—	—	—	(472)	(3,847)	(468)
Revisions of previous quantity estimates	9,503	13,080	2,985	492	2,193	178	9,995	15,273	3,163
Accretion of discount	12,414	7,021	964	1,635	616	344	14,049	7,637	1,308
Net change in income taxes	18,240	(25,433)	(19,032)	1,195	(2,691)	(760)	19,435	(28,124)	(19,792)
Total changes	(25,470)	33,025	48,021	(3,453)	8,272	2,138	(28,923)	41,297	50,159
Discounted future net cash flows at year end	\$ 60,250	\$ 85,720	52,695	\$ 9,819	13,272	5,000	\$ 70,069	98,992	57,695

- 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 Securities and Exchange Commission 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, 2023, with the participation of our management, our Chairman and Chief Executive Officer (principal executive officer) and our Executive Vice President and Chief Financial Officer (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 Executive Vice President and Chief Financial Officer concluded our disclosure controls and procedures were operating effectively as of December 31, 2023.

In the third quarter of 2023, we began a multi-year implementation of an updated global enterprise resource planning system (ERP). As a result, we have made corresponding changes to our business processes and information systems, updating applicable internal controls over financial reporting where necessary. As the phased implementation of the ERP system progresses, we expect to continue to modify or change certain processes and procedures which may result in further changes to our internal controls over financial reporting.

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 71 and is incorporated herein by reference.

Report of Independent Registered Public Accounting Firm

This report is included in Item 8 on page 72 and is incorporated herein by reference.

Item 9B. Other Information

Insider Trading Arrangements

During the three-month period ended December 31, 2023, 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 30.

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.

All other information required by Item 10 of Part III will be included in our Proxy Statement relating to our 2024 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2024, 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 2024 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2024, 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 2024 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2024, 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 2024 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2024, 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 2024 Annual Meeting of Stockholders, to be filed pursuant to Regulation 14A on or before April 30, 2024, 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 2024 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 70, 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 163 through 166, 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††	Purchase and Sale Agreement, dated March 29, 2017, by and among ConocoPhillips Company, ConocoPhillips Canada Resources Corp., ConocoPhillips Canada Energy Partnership, ConocoPhillips Western Canada Partnership, ConocoPhillips Canada (BRC) Partnership, ConocoPhillips Canada E&P ULC, and Cenovus Energy Inc.	2.1	10-Q	001-32395
2.3††	Asset Purchase and Sale Agreement Amending Agreement, dated as of May 16, 2017, by and among ConocoPhillips Company, ConocoPhillips Canada Resources Corp., ConocoPhillips Canada Energy Partnership, ConocoPhillips Western Canada Partnership, ConocoPhillips Canada (BRC) Partnership, ConocoPhillips Canada E&P ULC, and Cenovus Energy Inc.	2.2	8-K	001-32395
2.4	Agreement and Plan of Merger, dated as of October 18, 2020, among ConocoPhillips, Falcon Merger Sub Corp. and Concho Resources Inc.	2.1	8-K	001-32395
3.1	Amended and Restated Certificate of Incorporation.	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	Amended and Restated By-Laws of ConocoPhillips, as amended and restated as of October 9, 2015.	3.1	8-K	001-32395
3.4	Restated Certificate of Incorporation of ConocoPhillips Company, dated February 6, 2019.	3.4	10-K	001-32395
3.5	Second Amended and Restated Bylaws, dated May 16, 2023	3.1	10-Q	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 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 Stock Option Award Agreement under the Stock Option and Stock Appreciation Rights Program under the 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 5, 2013.	10.26.9	10-K	001-32395
10.12.4	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
10.12.5	Form of Performance Period IX Award Agreement, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 18, 2014.	10.3	10-Q	001-32395
10.12.6	Form of Performance Period X Award Agreement, as part of the ConocoPhillips Performance Share Program granted under the 2011 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips, dated February 18, 2014.	10.5	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	2023 Omnibus Stock and Performance Incentive Plan of ConocoPhillips	10.1	8-K	001-32395
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, 2024.			
10.17*	Amended and Restated Company Retirement Contribution Make-Up Plan of ConocoPhillips, dated January 1, 2024.			
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, 2024.			
10.19.1	Amendment and Restatement of ConocoPhillips Key Employee Change in Control Severance Plan, effective January 1, 2014.	10.21	10-K	001-32395
10.19.2	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	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
10.21	Deferred Compensation Plan for Non-Employee Directors of ConocoPhillips.	10.17	10-K	001-32395
10.22.1	ConocoPhillips Directors' Charitable Gift Program.	10.40	10-K	000-49987
10.22.2	First and Second Amendments to the ConocoPhillips Directors' Charitable Gift Program.	10	10-Q	001-32395
10.23	Amended and Restated 409A Annex to Nonqualified Deferred Compensation Arrangements of ConocoPhillips, dated January 1, 2020.	10.27	10-K	001-32395
10.24	Amendment and Restatement of ConocoPhillips Executive Severance Plan, dated December 2, 2021.	10.47	10-K	001-32395
10.25	Amendment and Restatement of the Burlington Resources Inc. Management Supplemental Benefits Plan, dated April 19, 2012.	10.9	10-Q	001-32395
10.26	Purchase and Sale Agreement, dated as of September 20, 2021, by and between Shell Enterprises LLC and ConocoPhillips.	10.1	10-Q	001-32395
10.27	Form of Aircraft Time Sharing Agreement by and between certain executives and ConocoPhillips dated June 21, 2021.	10.2	10-Q	001-32395
10.28	Letter agreement with Timothy A. Leach, dated April 28, 2022.	10.1	10-Q	001-32395
10.29*	Form of Aircraft Time Sharing Agreement by and between certain executives and ConocoPhillips dated November 14, 2023.			

- 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.
- 97.1 ConocoPhillips Clawback Policy dated October 3, 2012.
- 97.2* ConocoPhillips Clawback Policy effective October 2, 2023.
- 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.

† The schedules to this exhibit have been omitted pursuant to Item 601(b)(2) of Regulation S-K. ConocoPhillips agrees to furnish a copy of any schedule omitted from this exhibit to the SEC upon request.

‡ ConocoPhillips has previously been granted confidential treatment for certain portions of this exhibit pursuant to Rule 24b-2 under the Securities Exchange Act of 1934, as amended.

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 15, 2024

/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 15, 2024, 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/ William L. Bullock, Jr.

William L. Bullock, Jr.

Executive Vice President and
Chief Financial Officer
(Principal financial officer)

/s/ Christopher P. Delk

Christopher P. Delk

Vice President, Controller
and General Tax Counsel
(Principal accounting officer)

<i>/s/ Dennis V. Arriola</i> Dennis V. Arriola	Director
<i>/s/ Gay Huey Evans</i> Gay Huey Evans	Director
<i>/s/ Jeffrey A. Joerres</i> Jeffrey A. Joerres	Director
<i>/s/ Timothy A. Leach</i> Timothy A. Leach	Director
<i>/s/ William H. McRaven</i> William H. McRaven	Director
<i>/s/ Sharmila Mulligan</i> Sharmila Mulligan	Director
<i>/s/ Eric D. Mullins</i> Eric D. Mullins	Director
<i>/s/ Arjun N. Murti</i> Arjun N. Murti	Director
<i>/s/ Robert A. Niblock</i> Robert A. Niblock	Director
<i>/s/ David T. Seaton</i> David T. Seaton	Director
<i>/s/ R.A. Walker</i> R.A. Walker	Director

This Page Intentionally Left Blank.

This Page Intentionally Left Blank.

This Page Intentionally Left Blank.

Non-GAAP financial measures

Use of non-GAAP financial information

This annual report includes non-GAAP terms to help facilitate comparisons of company operating performance across periods and with peer companies. The company believes that the non-GAAP measures included, when viewed in combination with the company's results prepared in accordance with GAAP, provide a more complete understanding of the factors and trends affecting the company's business and performance. The board of directors and management also use these non-GAAP measures to analyze operating performance across periods when overseeing and managing the company's business. Reconciliations of any non-GAAP measures presented in the annual report to the nearest corresponding GAAP measures are included both in the annual report and on our website at www.conocophillips.com/nongaap.

Cash from operations (CFO)

Defined as cash provided by operating activities excluding the impact from operating working capital. The company believes this measure is meaningful, as it provides insight into the cash flows generated by operating activities across periods by excluding the timing effects associated with operating working capital changes.

Free cash flow

Defined as CFO net of capital expenditures and investments. The company believes free cash flow is useful to investors in understanding how existing CFO is utilized as a source for sustaining our current capital plan and future development growth. Free cash flow is not a measure of cash available for discretionary expenditures since the company has certain nondiscretionary obligations such as debt services that are not deducted from this measure.

Return on capital employed (ROCE)

Calculated as a ratio, the numerator of which is net income, and the denominator of which is average total equity plus average total debt. The net income is adjusted for after-tax interest expense, for the purposes of measuring efficiency of debt capital used in operations; net income is also adjusted for nonoperational or special items' impacts to allow for comparability in the long-term view across periods. ROCE is a measure of the profitability of the company's capital employed in its business operations compared with that of its peers. The company believes ROCE is a good indicator of long-term company and management performance as it relates to capital efficiency, both absolute and relative to the company's primary peer group.

RECONCILIATION OF ROCE

\$ Millions, except as indicated

2023

Numerator	
Net income	10,957
Adjustment to exclude special items	(342)
After-tax interest expense	616
ROCE earnings	11,231
Denominator	
Average total equity ¹	47,925
Average total debt ²	17,470
Average capital employed	65,395
ROCE (percent)	17%

¹ Average total equity is the average of beginning total equity and ending total equity by quarter.

² Average total debt is the average of beginning long-term debt and short-term debt and ending long-term debt and short-term debt by quarter.

TOTAL RESERVE REPLACEMENT RATIO

MMBOE, except as indicated

End of 2022	6,599
End of 2023	6,758
Change in reserves	159
Production ¹	678
Change in reserves excluding production¹	837
2023 total reserve replacement ratio	123%

¹ Production includes fuel gas.

RECONCILIATION OF AVERAGE TOTAL SHAREHOLDER DISTRIBUTIONS AS A PERCENTAGE OF CFO

\$ Millions, except as indicated	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Numerator							
Dividends paid ¹	5,583	5,726	2,359	1,831	1,500	1,363	1,305
Repurchases of company common stock	5,400	9,270	3,623	892	3,500	2,999	3,000
Total shareholder distributions	10,983	14,996	5,982	2,723	5,000	4,362	4,305
Denominator							
Net Cash Provided by Operating Activities	19,965	28,314	16,996	4,802	11,104	12,934	7,077
Adjustments:							
Net operating working capital changes	(1,382)	(234)	1,271	(372)	(579)	635	15
Cash from operations (CFO)	21,347	28,548	15,725	5,174	11,683	12,299	7,062
Total shareholder distributions as a percent of CFO	51%	53%	38%	53%	43%	35%	61%
7-year average	47%						

¹ Includes ordinary dividend and variable return of cash payments (if applicable).

Other terms

Reserve replacement ratio

Reserve replacement is defined by the company as a ratio representing the change in proved reserves, net of production, divided by current year production. The company believes that reserve replacement is useful to investors to help understand how changes in proved reserves, net of production, compare with the company's current year production, inclusive of acquisitions and dispositions.

Resources

The company estimates its total resources based on the Petroleum Resources Management System (PRMS), a system developed by industry that classifies recoverable hydrocarbons into commercial and sub-commercial to reflect their status at the time of reporting. Proved, probable and possible reserves are classified as commercial, while remaining resources are categorized as sub-commercial or contingent. The company's resource estimate includes volumes associated with both commercial and contingent categories. The SEC permits oil and gas companies, in their filings with the SEC, to disclose only proved, probable and possible reserves. 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.

Returns of capital

The total of the ordinary dividend, share repurchases and variable return of cash payments. Also referred to as distributions or total shareholder distributions.

Board of directors

Dennis V. Arriola

Former Chief Executive Officer, Avangrid, Inc.

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

Advisor to the Chief Executive Officer, ConocoPhillips

William H. McRaven

Retired U.S. Navy Four-Star Admiral (SEAL)

Sharmila Mulligan

Former Chief Strategy Officer, Alteryx

Eric D. Mullins

Chairman and Chief Executive Officer, Lime Rock Resources

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

William L. Bullock, Jr.

Executive Vice President and Chief Financial Officer

Heather G. Hrap

Senior Vice President, Human Resources and Real Estate and Facilities Services

Kirk L. Johnson

Senior Vice President, Global Operations

Timothy A. Leach

Advisor to the Chief Executive Officer

Andrew D. Lundquist

Senior Vice President, Government Affairs

Andrew M. O'Brien

Senior Vice President, Strategy, Commercial, Sustainability and Technology

Nicholas G. Olds

Executive Vice President, Lower 48

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

Fact sheets

Published annually to provide detailed operational updates for each of the company's six segments. conocophillips.com/factsheets

Sustainability Report

Published annually to provide details on priority reporting issues for the company, a letter from our CEO and key environmental, social and governance metrics. conocophillips.com/reports

Managing Climate-Related Risks Report

Published annually to provide details on the company's governance framework, risk management approach, strategy, key metrics and targets for climate-related issues. conocophillips.com/reports

Human Capital

Management Report

Published annually to provide details of the actions the company is taking to inspire a compelling culture, attract and retain great people, and meet our commitments to all stakeholders. conocophillips.com/hcmreport

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' 2023 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 terms "resource" and "resources" 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.



