

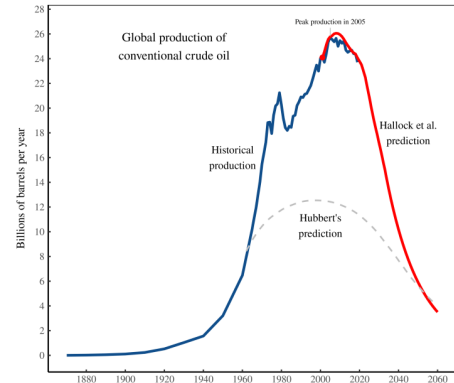
Der Status der globalen Ölförderung

Ein Beitrag vom Energy Bulletin – von Roger Blanchard (aus dem Englischen übersetzt)

Ein Überblick

Zu diesem Zeitpunkt ist wahrscheinlich allen amerikanischen Erwachsenen bewusst, dass die Preise für Öl oder zumindest Benzin und Dieseldieselkraftstoff viel höher sind als in den letzten Jahren. Der Natur des Menschen entsprechend muss ein Sündenbock für die hohen Preise gefunden werden.

Aus konservativer Sicht ist es offensichtlich der Präsident, ein Demokrat, der für die hohen Preise verantwortlich ist. Der Präsident muss die Ölförderung in den gesamten USA behindern, obwohl fast alle geologisch fruchtbaren Gebiete für die Ölförderung in den USA für eine Entwicklung offen sind und dies schon seit langer Zeit sind. Es sollte darauf hingewiesen werden, dass der Präsident nicht verhindert hat, dass die US-Ölproduktion im ersten Quartal dieses Jahres im Vergleich zum Durchschnitt von 2021 um 263.000 b/d gestiegen ist.



Es scheint, dass ein erheblicher Teil des Anstiegs um 263.000 Barrel pro Tag darauf zurückzuführen ist, dass die Fracking-Industrie in den letzten Monaten Tausende von gebohrten, aber nicht abgeschlossenen (DUC) Bohrlöchern fertiggestellt hat. Der grösste Teil der Produktionssteigerung aus Schiefervorkommen stammt aus dem Permian Basin, dem bei weitem grössten Schiefervorkommen in den USA, daher fand ich dieses aktuelle Zitat interessant:

„Die Lieferkette im Perm-Becken scheint bis zum Äussersten belastet zu sein. Es gibt wirklich nicht viel Möglichkeiten, die Bohraktivitäten zu steigern.“ Eine Führungskraft bei einem Ölfeld-Dienstleistungsunternehmen, zitiert von Oilprice.com

Zweitens muss der Präsident Vorschriften erlassen haben, die die Produktion von Benzin und Dieseldieselkraftstoff behindern. Was auch immer der Präsident tun mag, er hat die Raffinerieindustrie nicht daran gehindert, grosse Mengen Benzin und Dieseldieselkraftstoff zu exportieren.

Laut Daten des US-Energieministeriums/der Energieinformationsbehörde (US DOE/EIA) für die Woche zum 10.06.22 exportierten US-Raffinerien 926.000 Barrel/Tag (b/d) Benzin und 1,379 Millionen Barrel/Tag (mb/d) aus destilliertem Heizöl (Dieseldieselkraftstoffe und Heizöle sind in diesem Begriff enthalten).

Aus liberaler/progressiver Sicht ist klar, dass die Ölindustrie mit ihren schändlichen Machenschaften die hohen Preise verursacht. Erdölkonzerne arbeiten offensichtlich zusammen, um die Produktion von Öl, Benzin und Dieseldieselkraftstoff zu begrenzen, was zu hohen Benzin- und Dieseldieselkraftstoffpreisen führt.

Aus internationaler Sicht sind der Krieg in der Ukraine und die Sanktionen gegen Russland oder Länder wie Saudi-Arabien, die die Ölförderung nicht nennenswert steigern, für die hohen Ölpreise verantwortlich.

Könnte es sein, dass es eine politisch weniger ansprechende, aber realistischere Erklärung dafür gibt, was die hohen Ölpreise verursacht?

Die grundlegende Ansicht, die ich von den Amerikanern höre, ist, dass die Ölproduktion steigen kann, ob in den USA oder auf der ganzen Welt, weil es eine unzählige Anzahl von Öl enthaltenden Regionen gibt, in denen gebohrt werden kann, wenn die US-Regierung und andere Regierungen nur bekommen würden aus dem Weg. Ich höre die gleiche Grundansicht von Medienkommentatoren, ob konservativ, liberal oder irgendetwas dazwischen.

Viele Amerikaner scheinen zu glauben, dass Öl überall zu finden ist. Alles, was eine Ölgesellschaft tun muss, ist, ein Loch tief genug zu bohren, und Öl wird herauskommen. Obwohl das verlockend klingt, besteht das Problem darin, dass bestimmte geologische Umstände erforderlich sind, um Öl zu fördern und

einzufragen. Deshalb wird Öl an bestimmten Orten gefunden. Weil viele Amerikaner, auch Politiker, das nicht akzeptieren wollen, gibt es politische Debatten über die Öffnung von Gebieten in den USA, die bestenfalls geringfügige Mengen an Öl enthalten.

Interessanterweise habe ich keine Nachrichten von den Mainstream-Medien oder von Nicht-Mainstream-Medien gesehen oder gehört, die darauf hindeuten, dass die Erschöpfung ein Faktor für hohe Ölpreise sein könnte.

Die Elefanten im Raum

Für diesen Bericht werde ich mich auf Rohöl + Kondensat konzentrieren, woran die meisten Menschen denken, wenn sie an Öl denken, das aus dem Boden kommt. Die Daten für Diagramme, die die Ölförderung der Länder darstellen, stammen vom US DOE/EIA.

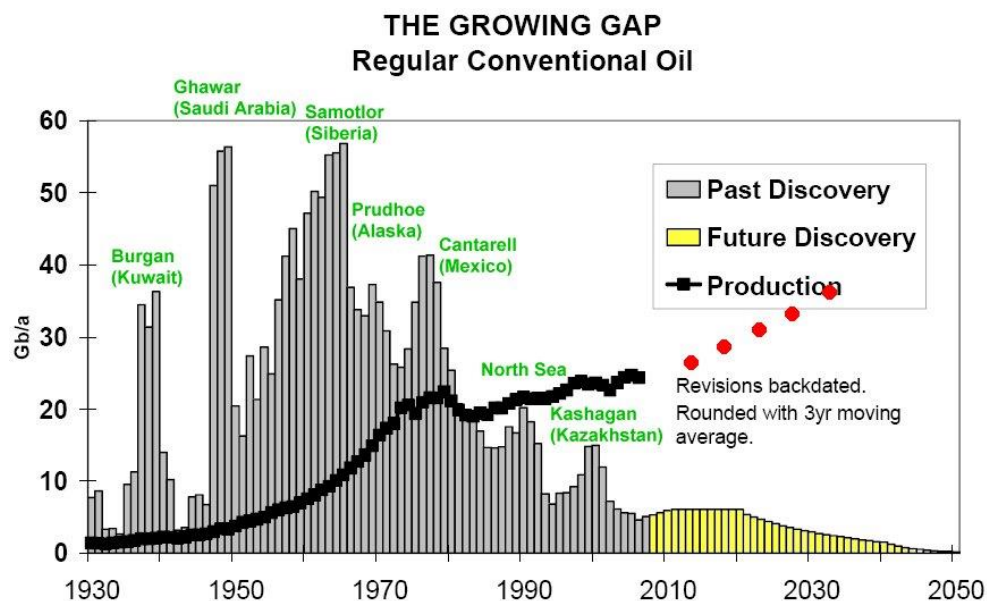
Der grösste Teil des bisher geförderten Öls ist konventionelles Öl (Öl, das durch Lagerstättendruck aus der Erde kommt oder abgepumpt wird) aus konventionellen Ölfeldern und das meiste Öl stammt aus sogenannten Elefantenfeldern. Ich werde ein Elefantenölfeld als eines betrachten, dass in eine von drei Kategorien fällt:

- 1). Ein riesiges Feld mit einer geschätzten Endausbeute (EUR) von 0,5-5,0 Milliarden Barrel (Gb) Öl
- 2). Ein übergrosses Feld mit einem Ölvolumen von 5,0-50,0 Gb EUR
- 3). Ein riesiges Feld mit einem Ölvolumen von über 50,0 Gb EUR

Es gibt weltweit mehrere Megariesenfelder (Ghawar-Saudi-Arabien und Burgan-Kuwait) und weniger als 50 konventionelle Superriesenfelder. Elefanten werden normalerweise früh im Erkundungsprozess gefunden, weil sie gross und leicht zu finden sind.

Nur 120 der weltweit grössten Ölfelder produzierten im Jahr 2000 ~32 mb/d Öl, fast die Hälfte der weltweiten Tagesproduktion in diesem Jahr. Die 15 grössten Ölfelder der Welt produzierten im Jahr 2000 etwa 22 % der weltweiten täglichen Ölförderung. Der Punkt hier ist, dass eine kleine Anzahl grosser konventioneller Ölfelder einen erheblichen Anteil unserer Ölversorgung ausmachen.

Das meiste konventionelle Öl der Welt wurde gefunden, und das meiste dieses Öls wurde in Elefanten gefunden. Diese Abbildung ist ein Diagramm der globalen Ölfunde als Funktion der Zeit:



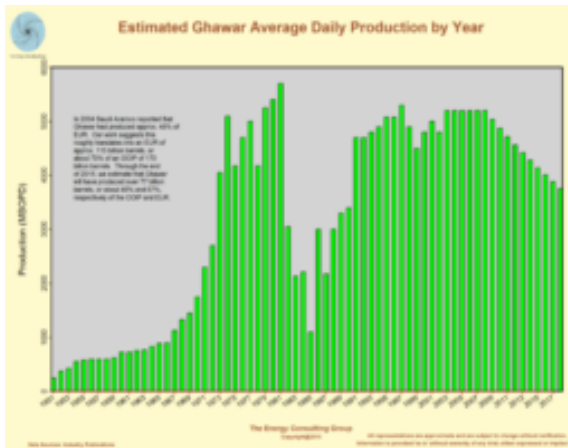
Ölfunde und -förderung *Aus dem Internet

Die grossen Spitzen in dieser Abbildung stehen im Zusammenhang mit der Entdeckung von grossen Elefanten, Feldern wie Ghawar, Burgan, Samotlor usw. Seit geraumer Zeit sind die weltweite Ölproduktion und der Ölverbrauch erheblich höher als die Rate der Neuentdeckungen.

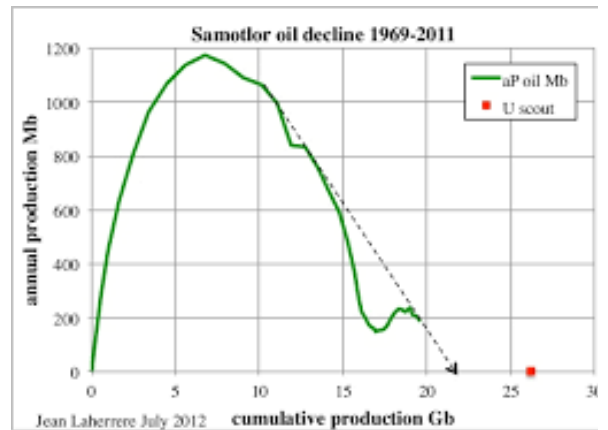
Elefanten können Öl über einen längeren Zeitraum, oft Jahrzehnte, mit sehr hohen Raten produzieren. Das Problem bei einer hohen Produktionsrate besteht darin, dass selbst ein grosses Ölfeld nur eine begrenzte Ölmenge hat. Irgendwann werden selbst die grössten Ölfelder schrumpfen, und wenn sie es tun, können sie mit beeindruckenden Raten schrumpfen.

Die Abbildungen sind Beispiele für prominente Elefantenfelder, die zurückgegangen sind:

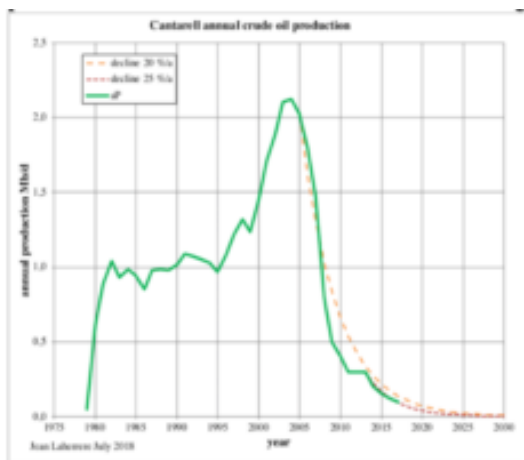
1



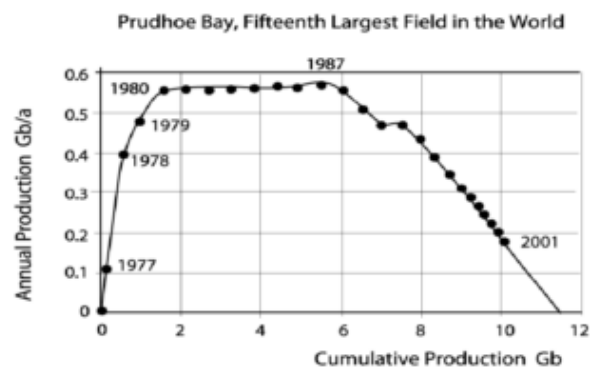
2



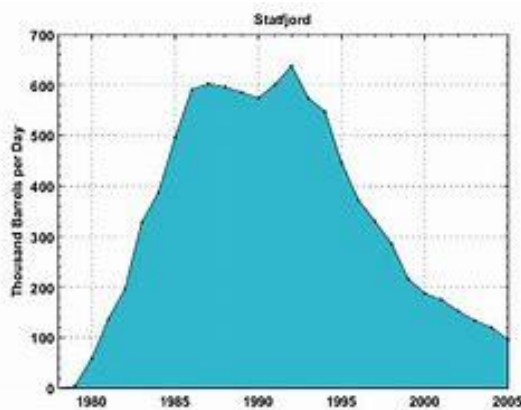
3



4



5



6

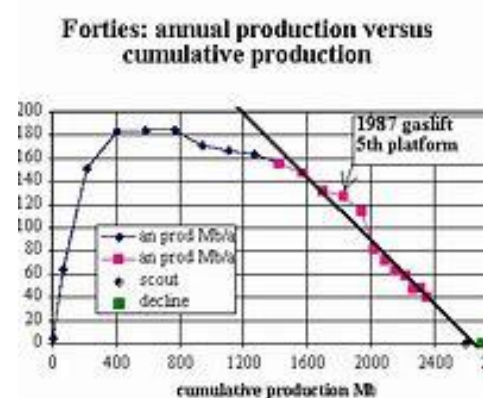


Diagramme von Elefantenölfeldern, die im Niedergang begriffen sind *Aus dem Internet

Abbildung 1 ist ein Diagramm der Ölfeldproduktion Ghawar (Saudi-Arabien), dem grössten konventionellen Ölfeld der Welt. Es hat einen EUR von 110-120 Gb und hatte eine maximale Produktionsrate von über 5 mb/d. Laut einem aktuellen Bericht (2019) aus Saudi-Arabien produzierte es im Jahr 2019 ~3,9 mb/d.

Abbildung 2 ist ein Diagramm der Ölförderung aus dem Samotlor-Feld (jährlich versus kumulativ), dem grössten Feld in der ehemaligen Sowjetunion und dem siebtgrössten Ölfeld der Welt. Auf seinem Höhepunkt produzierte es mit einer Rate von etwa 3,2 mb/d. Der EUR für Samotlor beträgt ungefähr 22 GB.

Abbildung 3 ist ein Diagramm der Ölförderung im Cantarell-Komplex (Mexiko), dem grössten Komplex der westlichen Hemisphäre. Cantarell besteht aus 4 Feldern – Akal, Nohoch, Chac und Kutz. Akal ist mit Abstand das grösste der 4 Felder. Die Produktion erreichte 2004 mit 2,1 mb/d ihre höchste Rate. Heute produziert es mit etwa 1/10^{ter} Spitzenproduktionsrate. Der EUR für Cantarell beträgt ungefähr 19 GB.

Abbildung 4 ist ein Diagramm der Ölproduktion im Feld Prudhoe Bay (jährlich gegenüber kumulativ), dem grössten Feld in den Vereinigten Staaten mit ~12 Gb. Die maximale Produktion trat 1988 bei 1,5 mb/d auf. Heute beträgt die Produktionsrate etwa 0,2 b/d.

Abbildung 5 ist ein Diagramm der Ölproduktion im Feld Staffjord, dem grössten Feld im norwegischen Sektor der Nordsee, mit einem EUR von ~4,2 Gb. Die Produktionsrate erreichte 1991 mit 646.000 b/d ihren Höhepunkt. Die Produktionsrate im Jahr 2021 betrug etwa 15.000 b/d, was einem Rückgang von etwa 98 % entspricht.

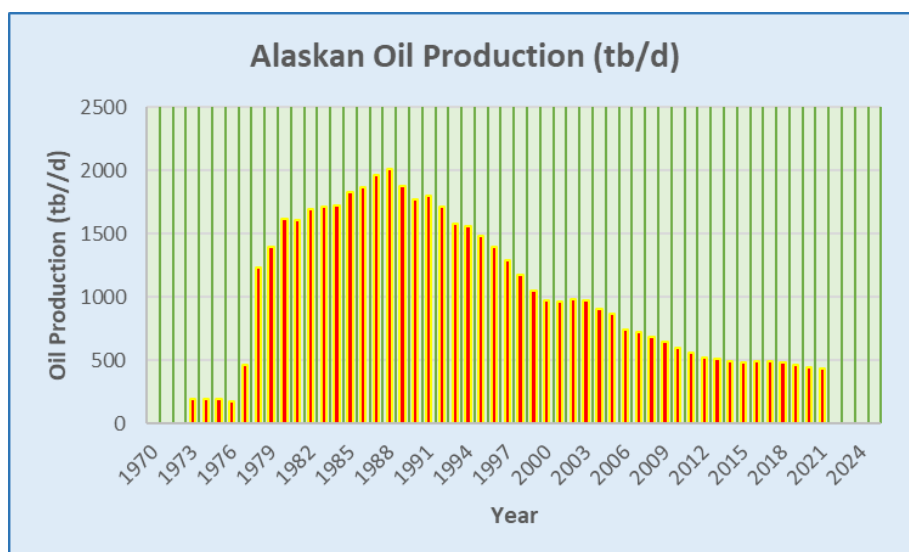
Abbildung 6 ist ein Diagramm der Ölförderung aus dem Forties-Feld (jährlich versus kumulativ), dem grössten Feld im britischen Sektor der Nordsee mit einem EUR von ~2,5 Gb. Die Ölproduktion der 40er-Jahre erreichte 1980 mit 523.000 b/d ihren Höhepunkt. Im Jahr 2021 betrug die Produktionsrate etwa 20.000 Barrel pro Tag, was einem Rückgang von etwa 96 % entspricht.

Nach dem arabischen Ölembargo in den 1970er Jahren gab es weltweit intensive Bemühungen, die Ölproduktion ausserhalb der OPEC-Staaten zu steigern. Die Bemühungen waren in Alaska, der Nordsee und Mexiko besonders intensiv, gingen aber weit über diese Regionen hinaus.

Die Auswirkungen des Rückgangs der Elefanten

Wenn ein Elefant einen erheblichen Teil der Gesamtproduktion für eine Region produziert, sagen wir über 30 %, dann kann das, wenn das Feld abnimmt, dazu führen, dass die Region abnimmt, selbst wenn kleinere Felder zur Produktionsbasis innerhalb der Region hinzugefügt werden. Drei offensichtliche Beispiele dafür sind Alaska, die Nordsee und Mexiko.

1. Ölförderung in Alaska



Alaska-Abbildung ist ein Diagramm der Ölförderung in Alaska von 1973 bis 2021

Die Ölförderung in Alaska stieg in den 1970er Jahren mit der Hinzufügung des Feldes Prudhoe Bay (EUR ~12 Gb) stark an. Seit 1988, als das Prudhoe Bay-Feld seine maximale Produktionsrate erreichte, wurden viele kleinere Felder an der Nordküste Alaskas hinzugefügt, aber das hat den unvermeidlichen Rückgang der Ölproduktion in Alaska nicht gestoppt. Die Ölproduktion in Alaska erreichte 1988 einen Höchststand von 2,02 mb/d. Ab 2021 wurden 0,437 mb/d produziert, was einem Rückgang von 78,4 % entspricht.

Die Nordsee-Nordsee-Ölförderung stieg in den 1970er und 1980er Jahren stark an. In der Nordsee gibt es eine Vielzahl von Ölfeldern, viele davon Elefanten. Für diese Elefanten wurden beeindruckende Produktionsraten erzielt, aber es dauerte nicht lange, bis die Produktion auf diesen Feldern zurückging.

2. Ölförderung in der Nordsee

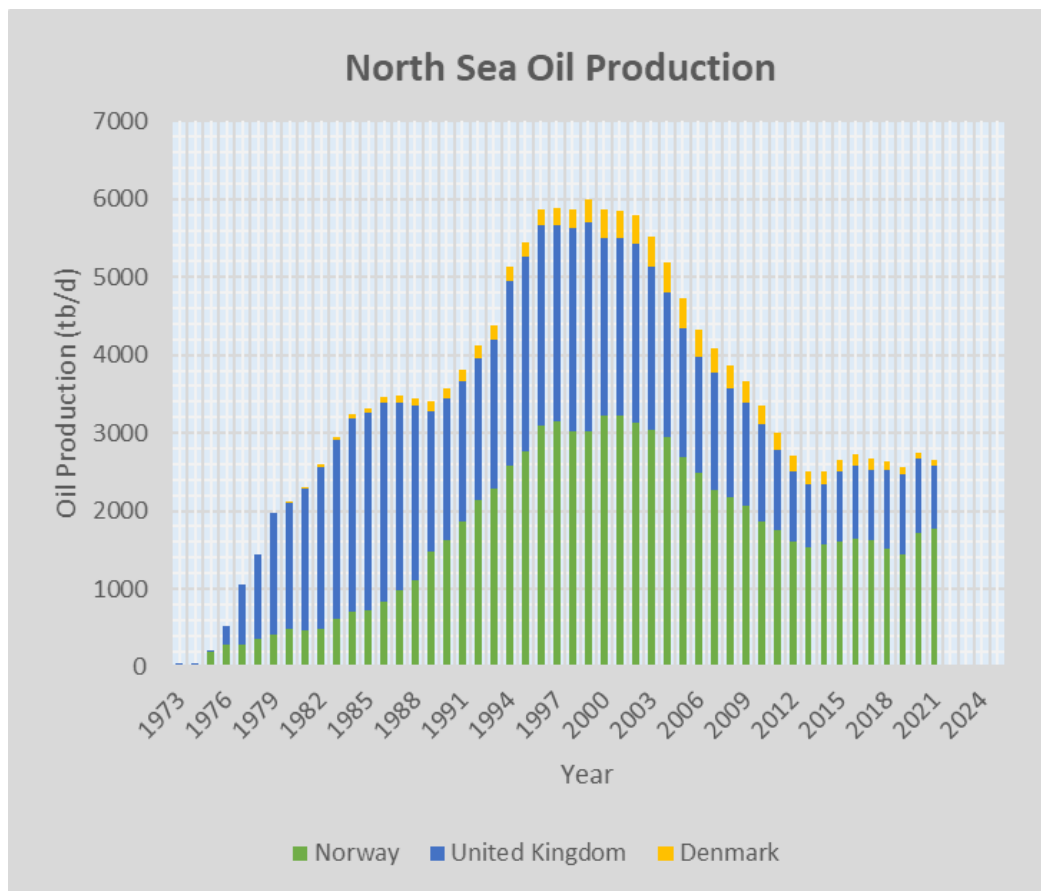


Diagramm der Ölförderung in der Nordsee von 1973 bis 2021

Die Ölförderung in der Nordsee erreichte 1999 für Norwegen, das Vereinigte Königreich und Dänemark mit 6.003 mb/d ihren Höhepunkt. Das Plateau der Produktionsrate in den letzten Jahren ist grösstenteils auf die Hinzufügung des Feldes Johan Sverdrup (EUR 1,9-3,0 Gb) zurückzuführen.

Im Jahr 2021 betrug die Ölförderung in der Nordsee 2,649 mb/d, was einem Rückgang von 55,9 % gegenüber der Rate von 1999 entspricht. Die Ölförderung in der Nordsee wird in einigen Jahren wieder zurückgehen, da das Johan-Sverdrup-Feld abnimmt.

3. Ölförderung in Mexiko

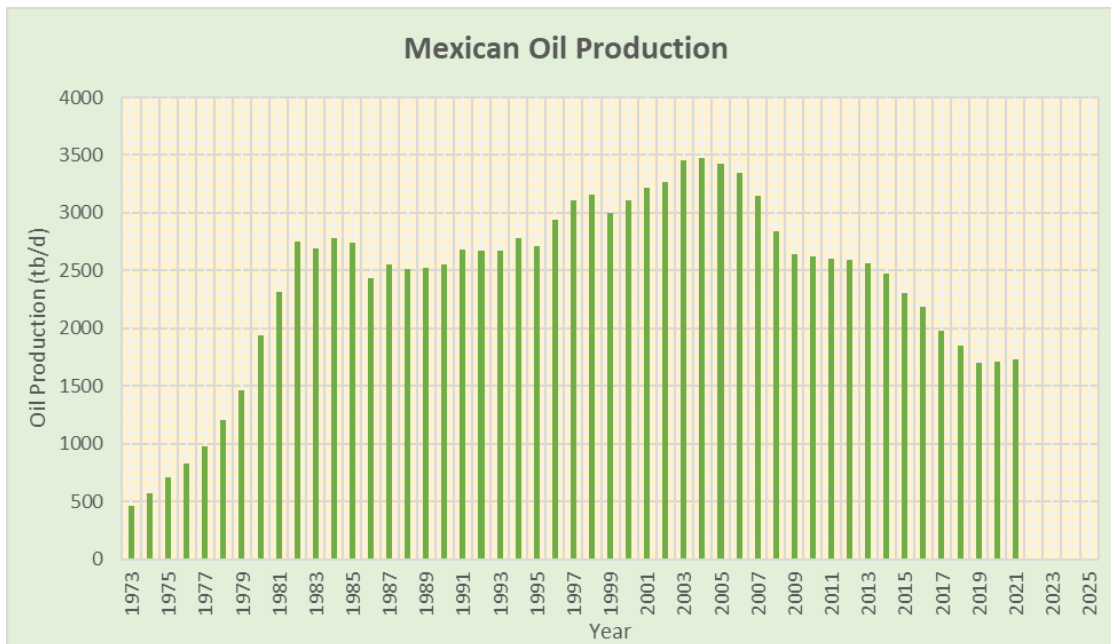


Diagramm der mexikanischen Ölförderung

Die mexikanische Ölproduktion stieg in den 1970er Jahren mit der Hinzufügung des Cantarell-Komplexes rapide an. Die Stickstoffinjektion der Cantarell-Reservoirs Ende der 1990er/Anfang der 2000er Jahre führte dazu, dass Cantarell im Jahr 2004 eine Produktionsrate von 2,1 mb/d erreichte.

Die Ölproduktion im Cantarell-Komplex ging nach 2004 rapide zurück. Die staatliche Ölgesellschaft Pemex ersetzte bis zu einem gewissen Grad die rückläufige Produktion von Cantarell durch neue Produktion aus dem Projekt Ku/Maloob/Zap (KMZ), das 2002 in Betrieb genommen wurde, aber das tat es nicht verhindern, dass die mexikanische Ölförderung 2004 mit 3,476 mb/d ihren Höchststand erreicht und dann zurückgeht. Bis 2021 war die Produktionsrate für Mexiko auf 1,734 mb/d gesunken, was einem Rückgang von 50,1 % gegenüber dem Wert von 2004 entspricht.

Der Ku-Maloob-Zap-Komplex erreichte eine Produktionsrate von 839.200 b/d im Jahr 2010 und 853.000 b/d im November 2015. Die Produktionsrate ging auf 770.000 b/d im Juli 2019 und 719.000 b/d im Jahr 2021 zurück. Der Ku-Maloob-Zap-Komplex ist ein Komplex im Niedergang.

Um dem Niedergang konventioneller Ölfelder entgegenzuwirken, hat die Ölindustrie **4 Massnahmen** ergriffen. Ein Problem bei diesen Massnahmen besteht darin, dass sie tendenziell teurer pro produzierter Öleinheit sind. Ein zweites Problem ist, dass sie im Allgemeinen mit umfassenderen Umweltproblemen einhergehen.

1. Zunächst werden kleinere Felder erschlossen, um die rückläufige Produktion von Ölfeldern zu ersetzen.
2. Zweitens ist die Ölindustrie in immer tiefere Offshore-Gebiete vorgedrungen. Die Tiefseeölerkundung ist definiert als Ölförderung in Wassertiefen >1000 Fuss. Die Tiefsee-Offshore-Erschließung findet hauptsächlich in 4 Ländern statt: den USA, Brasilien, Norwegen und Angola, aber die Auswirkungen der Tiefseeerschließung waren hauptsächlich in den USA und Brasilien zu verzeichnen. Interessanterweise ist die Ölförderung in Angola im Allgemeinen seit 2008 zurückgegangen, als die Förderrate 1,951 mb/d betrug. Im ersten Quartal 2022 betrug die Ölförderrate in Angola 1,168 mb/d.
Im Jahr 2021 fielen die Offshore-Ölfunde auf ein 75-Jahres-Tief. Das vorgebrachte Argument ist, dass niedrige Ölpreise die Exploration hemmten. Allerdings besteht ein Problem darin, dass die ergiebigen Offshore-Gebiete inzwischen ziemlich ausführlich erkundet wurden, einschliesslich der Tiefseegebiete.

3. Drittens können extra schweres Öl und Ölsande in Ländern wie Venezuela und Kanada erschlossen werden. Extra schweres Öl ist Öl mit hoher Viskosität (es fließt nicht gut). Venezuela hat eine Region namens Orinoco Oil Belt, die eine beträchtliche Menge an Schwerstöl enthält. Kanada ist das prominenteste Land in Bezug auf Ölsande. Die Ölsande in Kanada befinden sich in der Region Athabasca in Alberta.
4. Viertens hat die Ölindustrie in den USA und einigen anderen Ländern einen Prozess namens Fracking vorangetrieben. Beim Fracking wird Hochdruckflüssigkeit zum Aufbrechen von Schiefergestein verwendet, um Öl und Gas freizusetzen. Fracking wird mit Horizontalbohrungen kombiniert, bei denen ein Bohrloch eine horizontale Abweichung von mehreren Kilometern aufweisen kann. Ein Wellpad kann in der Größenordnung von 10 horizontalen Wells aufweisen, die in verschiedene Richtungen abgehen.
Fracking war in den USA sehr effektiv. Zwischen 2008 und 2019 stieg die Fracking-Ölförderung in den USA um ~7,3 mb/d. Der Nachteil von Fracking ist, dass die Bohrlochproduktionsrate bis zum Ende des dritten Jahres um 70-90 % zurückgeht. Produktion in den Sweet Spots innerhalb von Schiefervorkommen typischerweise viel kleiner als die Gesamtausdehnung und Fracking-Bohrungen sind ziemlich teuer. Laut Medienberichten in den USA hat die Schieferindustrie im Zeitraum 2010-2020 über 300 Milliarden Dollar verloren.
Fracking in Kombination mit Horizontalbohrungen wird in den USA seit über 15 Jahren betrieben, aber es war aus einer Vielzahl von Gründen aus ökologischen, technischen, politischen, wirtschaftlichen, Eigentums- und Mineralrechtsfragen kein wesentlicher Faktor für die Steigerung der Ölproduktion in anderen Ländern, und Einschränkungen der Infrastruktur. Wann oder ob Fracking auch in anderen Ländern eine grosse Rolle bei der Ölförderung spielen wird, ist unklar.

Heutzutage ist es höchst ungewöhnlich, ein konventionelles Ölfeld mit einer Milliarde Barrel Öl oder mehr zu finden (Mir ist bekannt, dass der Iran einen kürzlichen Fund von über 50 GB behauptet. Ich bin immer vorsichtig mit übertriebenen Behauptungen, und dieser Artikel hebt Probleme mit dem hervor Iranische Behauptung: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Truth-Behind-Irans-Massive-Oil-Find.html>).

Globale Ölförderung

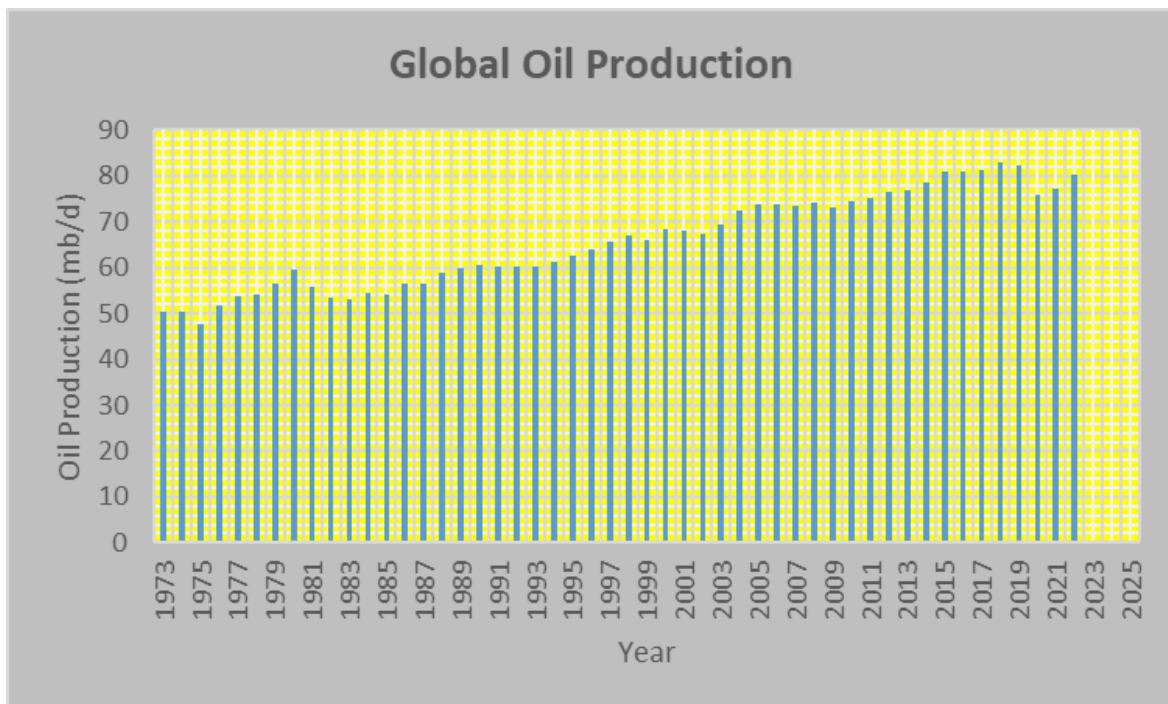


Diagramm der globalen Ölförderung von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Die globale Ölproduktion stieg von 2008 bis 2019 um etwa 8 mb/d. Fast der gesamte Produktionsanstieg war auf einen unkonventionellen Anstieg der Ölproduktion in den USA zurückzuführen, der grösste Teil davon durch Fracking. Der Rest des Anstiegs in den USA stammte aus der Tiefseeölförderung im Golf von Mexiko.

Der Rückgang der weltweiten Ölförderung im Jahr 2020 im Vergleich zu 2019 (6,15 mb/d) war auf die COVID-Pandemie zurückzuführen, die einen deutlichen Rückgang der Ölnachfrage verursachte. Seitdem hat sich die Nachfrage wieder so weit erholt, dass die Ölpreise deutlich gestiegen sind.

Es wird schwierig sein, die globale Ölproduktion im Jahr 2022 und darüber hinaus wieder auf das Niveau von 2019 zu steigern, da ein Teil des Rückgangs seit 2019 mit rückläufigen Ölfeldern zusammenhängt, und zweitens wird es schwierig sein, die US-Ölproduktion deutlich darüber hinaus zu steigern das Niveau von 2019.

Die weltweite Ölförderung im ersten Quartal 2022 hat zugenommen, liegt aber deutlich unter der Förderrate vor der Pandemie. Die Differenz zwischen den Produktionsraten des ersten Quartals 2022 und des vierten Quartals 2018 beträgt 4,074 mb/d. Das vierte Quartal 2018 war das Quartal mit der höchsten globalen Produktionsrate, die vor der Pandemie erreicht wurde.

In einem separaten Bericht, „The Status of US Oil Production“, <https://www.resilience.org/stories/2022-05-04/the-status-of-us-oil-production/>, habe ich das argumentiert 4 der fünf grössten Ölschiefervorkommen in den USA werden nicht mehr mit der maximalen Rate produzieren, die sie in der Vergangenheit erreicht hatten. Das Permian Basin, das fünfte Spiel, kann aufgrund des derzeit erhöhten Ölpreises die Höchststrate von 2019 überschreiten, aber es gibt ernsthafte zukünftige Probleme für das Permian Basin, die in nicht allzu ferner Zukunft zu einem Produktionsrückgang führen werden.

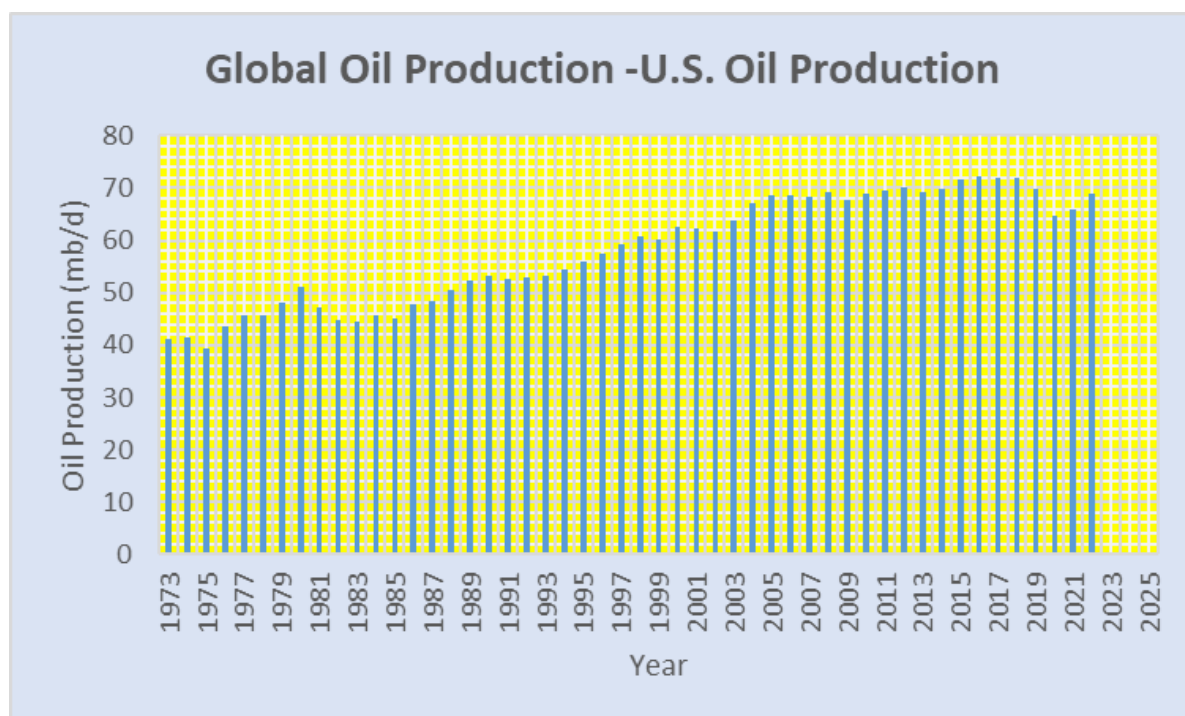


Diagramm der globalen Ölproduktion – US-Ölproduktion von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

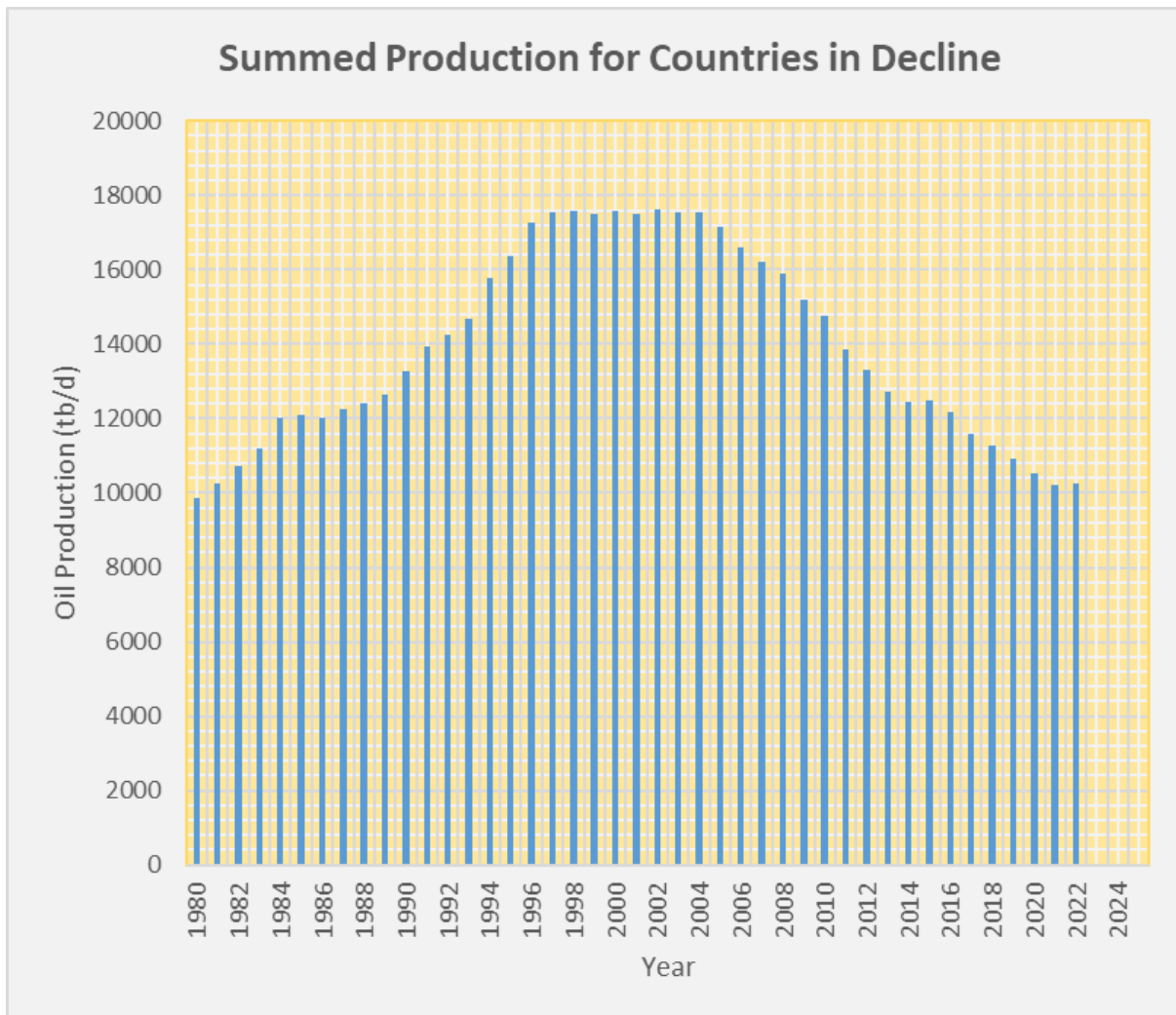
Aus dieser Abbildung geht hervor, dass die weltweite Ölförderung ausserhalb der USA von 2008 bis 2019 nicht stark gestiegen ist. Im Jahr 2008 betrug die weltweite Ölförderung – die US-Ölförderung 69,30 mb/d. Im Jahr 2019 betrug die weltweite Ölförderung – die US-Ölförderung 69,86 mb/d, ein Anstieg von 0,56 mb/d gegenüber 2008.

Die weltweite Ölförderung ausserhalb der USA stieg von 2008 bis 2019 nur geringfügig an. Einige Länder, wie Kanada, Brasilien, die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) und Kuwait, verzeichneten von 2008 bis 2019 einen Anstieg der Ölförderung, wie in nächster Tabelle dargestellt:

Land	Kanada	Brasilien	Vereinigte Arabische Emirate	Kuwait
Steigerung der Ölproduktion (tb/d)	1.829	969	666	235

Die Summe des Anstiegs für die Länder in dieser Tabelle beträgt 3,699 mb/d.

Andere Länder hatten Produktionsrückgänge. Untenstehend ist ein Diagramm der Ölförderung von 1980 bis zum ersten Quartal 2022 für Länder, die ihre maximale Ölförderrate vor 2006 hatten, eine maximale Förderrate von mindestens 150.000 b/d erreichten und seitdem um mindestens 25 % zurückgegangen sind maximale Produktionsrate.



Summierte Ölförderung für rückläufige Länder mit einem Fördermaximum vor 2006*

*Mexiko, Norwegen, Grossbritannien, Dänemark, Indonesien, Argentinien, Syrien, Australien, Brunei, Tschad, Ägypten, Äquatorialguinea, Gabun, Malaysia, Rumänien, Trinidad/Tobago, Vietnam, Jemen, Peru

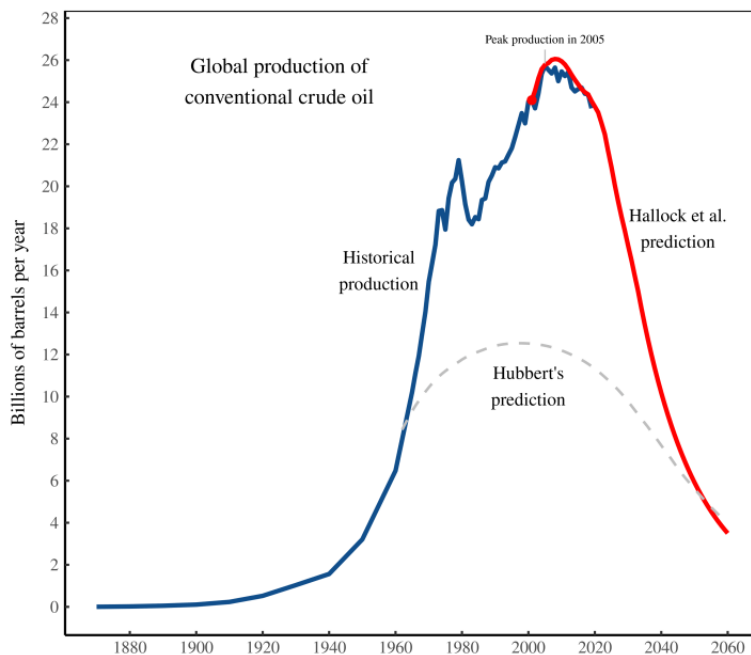
Für die Länder in der Grafik von Abbildung 13 erreichte die summierte Ölförderung 1997 mit 17,60 mb/d ihren höchsten Wert. Im ersten Quartal 2022 war die summierte Förderrate auf 10,26 mb/d gesunken, ein Rückgang um 7,34 mb/d oder 41,7 %.

Syrien und Jemen sind in der Grafik ebenso enthalten, obwohl beide in den letzten Jahren in Kriege verwickelt waren. Ihre Spitzenproduktionsraten traten lange vor Beginn der Kriege auf, und beide waren vor den Kriegen stetig rückläufig, sodass sie in die Grafik aufgenommen wurden.

Andere Länder begannen nach 2005 zu sinken. Beispiele sind Aserbaidschan (-31,30 % von 2010 bis 2021), Angola (-42,23 % von 2008 bis 2021) und Algerien (-33,55 % von 2007 bis 2021).

Laut der US DOE/EIA-Ölförderdatenseite für Länder auf ihrer Website hatten über 150 Länder im Jahr 2021 eine Ölförderrate von weniger als 20.000 b/d und die meisten dieser Länder produzierten überhaupt kein Öl. Für Länder, in denen die geologische Vergangenheit nicht die Förderung und das Einfangen von Öl beinhaltet, haben die Länder wenig oder kein Öl zu produzieren.

Diagramm der historischen konventionellen Ölproduktion und eine Vorhersage der zukünftigen Produktion:



Historische konventionelle Ölförderung (blau) und Vorhersage der zukünftigen Förderung (rot) *Aus dem Internet

Die konventionelle Ölförderung ist in den letzten Jahren rückläufig, wie diese Abbildung zeigt. Wenn die Vorhersage des Diagramms für die zukünftige konventionelle Ölförderung einigermaßen genau ist, wird die Förderrate in nicht allzu ferner Zukunft stärker zurückgehen.

Die Schätzungen der globalen endgültigen Rückgewinnung von konventionellem Öl sind historisch in den Bereich von 2000-2500 Gb gefallen. Nach meinen Berechnungen betrug die weltweite kumulierte Ölförderung bis 2021 1460 Gb. Die Zahl von 1460 Gb würde auch eine unkonventionelle Ölförderung beinhalten. Im Jahr 2022 wird die weltweite Ölförderung etwa 29 Gb betragen.

Für die Zwecke dieses Berichts werde ich die unkonventionelle Ölförderung so betrachten, dass sie extra schweres Öl/Ölsand, Tiefwasseröl und Fracking-Öl umfasst. Die Ölförderung aus diesen Quellen hat in den letzten Jahren zugenommen, und einige Leute argumentieren, dass unkonventionelles Öl einen Rückgang aus konventionellen Quellen ersetzen kann.

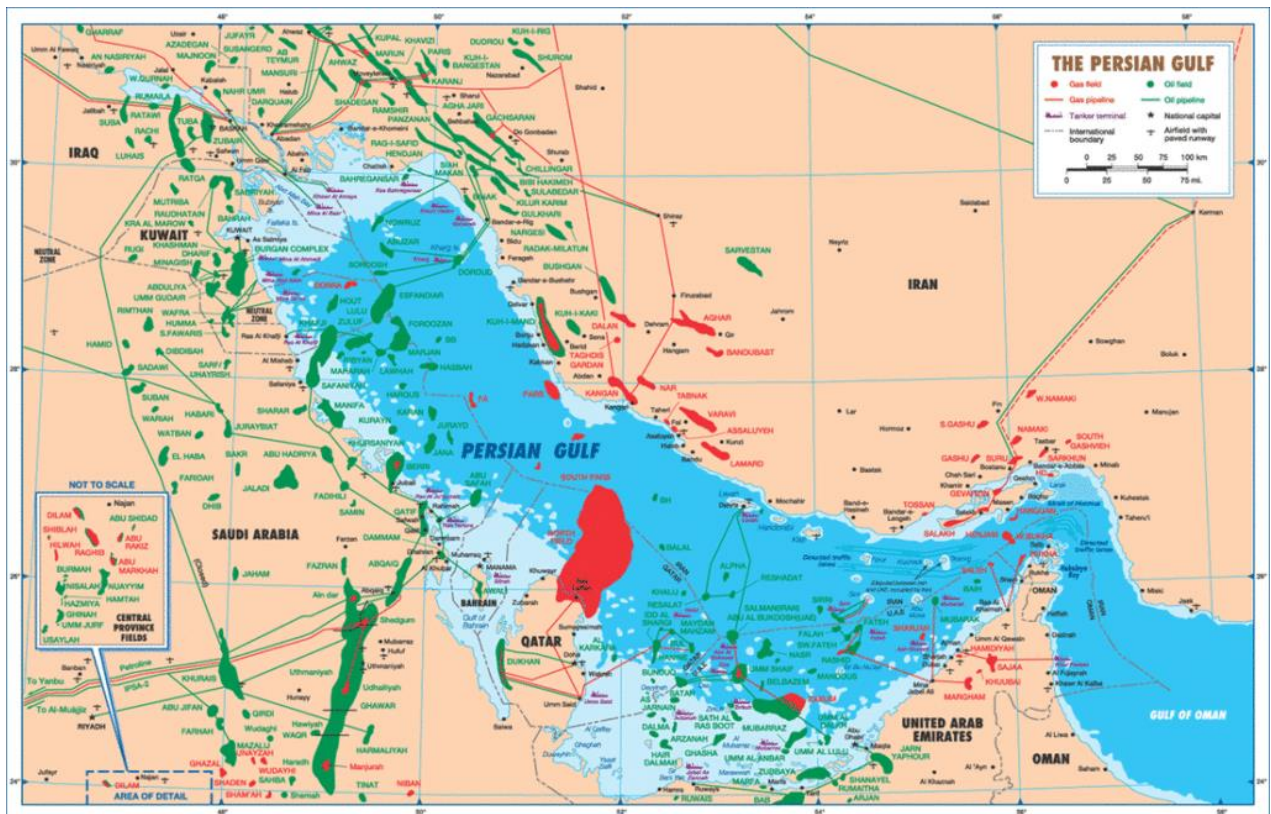
Ist das realistisch? Wir werden dies in zukünftigen Teilen dieses Berichts unter den Ländern untersuchen, die möglicherweise über unkonventionelle Ölressourcen verfügen, die es wert sind, ausgebeutet zu werden, und wir werden uns auch mit den Ereignissen in wichtigen bestimmten Regionen der Welt wie dem Nahen Osten befassen. Lassen Sie uns den Nahen Osten erkunden.

Ölförderung in den OPEC-Nationen des Nahen Ostens

Der Nahe Osten ist als bedeutende Ölförderregion bekannt. Es hat viele der größten konventionellen Ölfelder der Welt, wie Ghawar (Saudi-Arabien, geschätzte Endausbeute (EUR) 110-120 Gb), Burgan (Kuwait, EUR 66-72 Gb), Safaniya (Saudi-Arabien, EUR 37 Gb), Rumaila (Irak EUR 20 Gb), Ahvaz (Iran EUR 25 Gb) und viele mehr.

Fünf Länder im Nahen Osten sind Mitglieder der Organisation erdölexportierender Länder (OPEC): Saudi-Arabien, Kuwait, Iran, Irak und die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE). Die Ölproduzenten im Nahen Osten sind in der Regel ziemlich verschwiegen, wenn es um Informationen auf Feldebene geht. Das US-Energieministerium/Energy Information Administration (US DOE/EIA) stellt Ölförderdaten für OPEC-Länder zur Verfügung, aber mit wenigen Ausnahmen ist der Status verschiedener Felder nicht so klar.

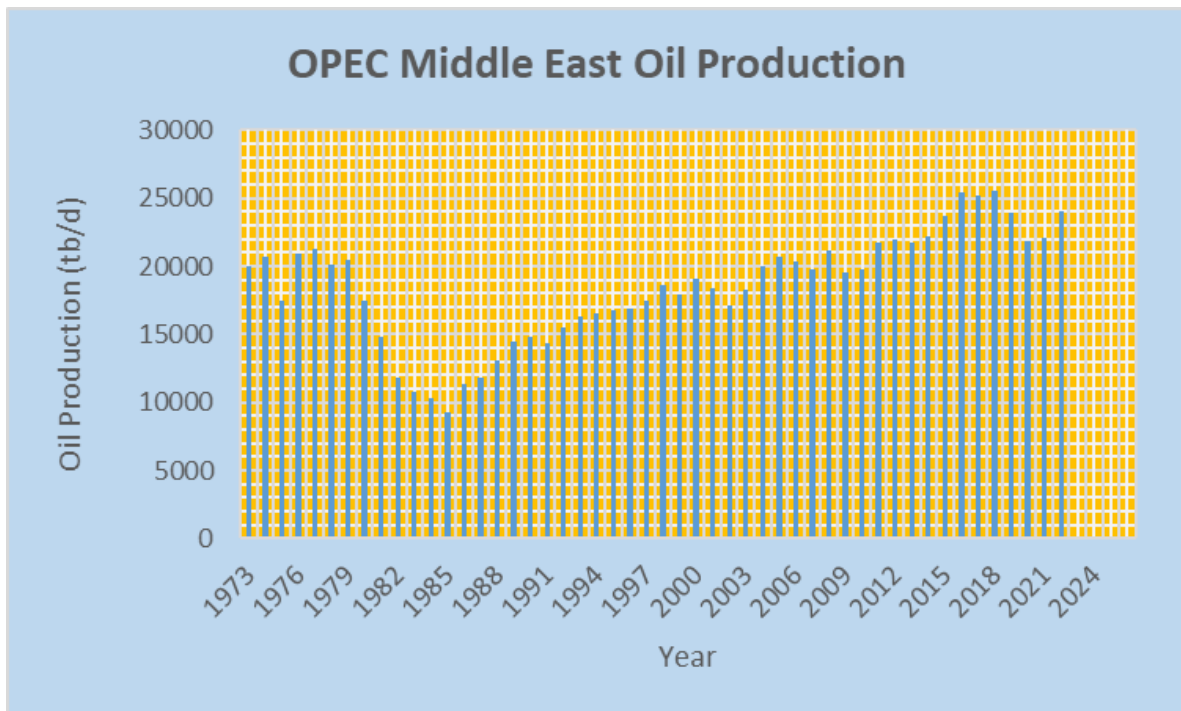
Die folgende Abbildung ist eine Karte, die zeigt, wo sich Öl- und Gasfelder im Nahen Osten befinden:



Öl- und Gasfelder im Nahen Osten (Ölfelder sind grün, Gasfelder sind rot) *Aus dem Internet

Zu diesem Zeitpunkt wurde der Nahe Osten ziemlich gründlich nach Ölfeldern erkundet, sodass die großen und die meisten kleineren Felder gefunden wurden. Beachten Sie, dass der große grüne Fleck in Saudi-Arabien das Ghawar-Feld ist, das größte konventionelle Ölfeld der Welt.

OPEC-Ölförderung im Nahen Osten

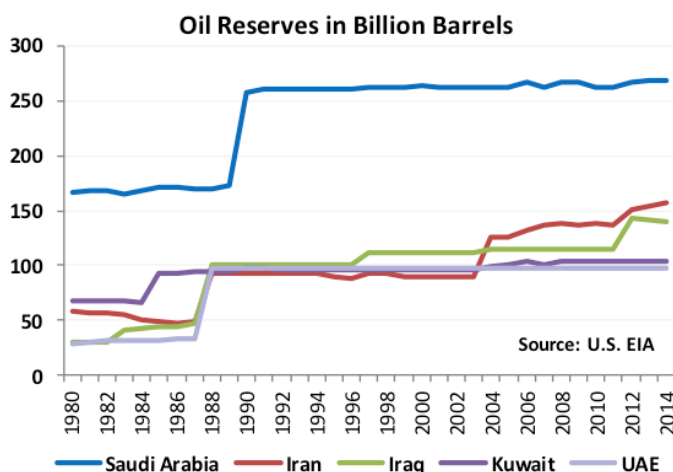


Diese Abbildung ist ein Diagramm der summierten Ölförderung für die fünf OPEC-Länder im Nahen Osten von 1973 bis zum ersten Quartal 2022 (die Diagramme in diesem Bericht sind persönlich erstellte Diagramme aus US DOE/EIA-Daten, sofern nicht anders angegeben):

Die summierte Produktionsrate für die fünf Länder im Jahr 2018 betrug 25,51 mb/d oder 9,31 Gb/Jahr, eine nicht unerhebliche Menge.

Bemerkenswert an den OPEC-Ländern im Nahen Osten, wenn es um die jüngste Ölförderung geht, ist, dass sich die irakische Ölförderrate im Jahr 2019 5 mb/d (4,72 mb/d) näherte, die Ölförderrate der VAE ist seit 1990 ziemlich stetig auf fast gestiegen 3,5 mb/d (3,49 mb/d) im Jahr 2019, die Ölförderrate des Iran stieg 2017 auf fast 4,5 mb/d (4,45 mb/d) und Kuwait näherte sich 3 mb/d (2,98 mb/d) im Jahr 2016. Die Der entscheidende Punkt ist, dass diese Produktionsraten für ein relativ kleines geografisches Gebiet hoch sind.

Die OPEC ist berüchtigt dafür, die gemeldeten Ölreserven zu übertreiben. Vor vielen Jahren passten die OPEC-Länder im Nahen Osten ihre gemeldeten Ölreserven nach oben an, und seitdem sind diese Werte weitgehend unverändert geblieben, wie folgende Abbildung zeigt:



Die OPEC im Nahen Osten meldete Ölreserven*

Aus dem Internet

Im Fall von Saudi-Arabien haben sie ihre gemeldeten Reserven ungefähr 1990 auf etwa 260 Gb angepasst, und die Reserven wurden seitdem leicht auf 268 Gb angepasst. Von 1990 bis 2021 produzierte Saudi-Arabien 104 Milliarden Barrel Öl. Unter der Annahme, dass der ursprüngliche Wert von 260 Gb gültig ist und zwischen 1990 und 2021 keine Ölfunde gemacht wurden, würde dies darauf hindeuten, dass die verbleibenden Ölreserven Ende 2021 $260 - 104 = 156$ Gb betragen sollten. Aber die gemeldeten Reserven gingen nicht zurück.

Wie gültig ist die ursprüngliche Zahl von 260 Gb für Saudi-Arabien? Diese Zahl könnte erheblich übertrieben werden. Da müssen wir uns auf das Wort der saudischen Regierung verlassen.

1996 lieferte PetroConsultants, Inc. die folgenden höchstwahrscheinlichen Reserven für OPEC-Länder im Nahen Osten:

Saudi Arabia	Iran	Iraq	Kuwait	UAE
222.6 Gb	64.7 Gb	77.4 Gb	52.0 Gb	58.7 Gb

PetroConsultants, Inc. Schätzungen der Ölreserven für die OPEC-Länder im Nahen Osten im Jahr 1996

Ich vertraue den Daten von PetroConsultants, Inc. (später IHS Group) mehr als den Daten der Regierungen der OPEC-Länder im Nahen Osten. Basierend auf den Daten in Tabelle I und der Ölförderung für den Zeitraum 1997-2021 würden die verbleibenden Reserven Ende 2021 den Werten in Tabelle II entsprechen, unter der Annahme, dass während des Zeitraums keine Ölfunde gemacht wurden:

Saudi Arabia	Iran	Iraq	Kuwait	UAE
138.7	31.0	51.2	29.7	33.8

Verbleibende Ölreserven basierend auf Schätzungen von PetroConsultants, Inc. und Ölförderung seit 1996

Die Summe der Ölreserven in der obigen Tabelle beträgt 284,4 Gb. Das ist immer noch viel Öl, aber weit weniger als der summierte Wert, der auf den Angaben der OPEC-Länder im Nahen Osten basiert.

Ich halte gemeldete Ölreserven aus Nahost-OPEC-Ländern für wertlos. Das Problem ist, dass die OPEC-Regierungen im Nahen Osten ein berechtigtes Interesse daran haben, was sie als Reserven melden. Ihre Produktionsquoten basieren auf gemeldeten Reserven. Einige Länder, wie die USA, unter Vorbehalt. Im Fall der USA unterliegen sie aufgrund von Vorschriften der Securities and Exchange Commission (SEC) Berichtsreserven.

Leider gibt es keine unabhängige Organisation, die Ölreserven für Länder bewertet, keine regelmäßige Bewertung von Reserven und keine international vereinbarten Standards für die Meldung von Reserven, so dass gemeldete Reserven mit erheblicher Skepsis betrachtet werden sollten.

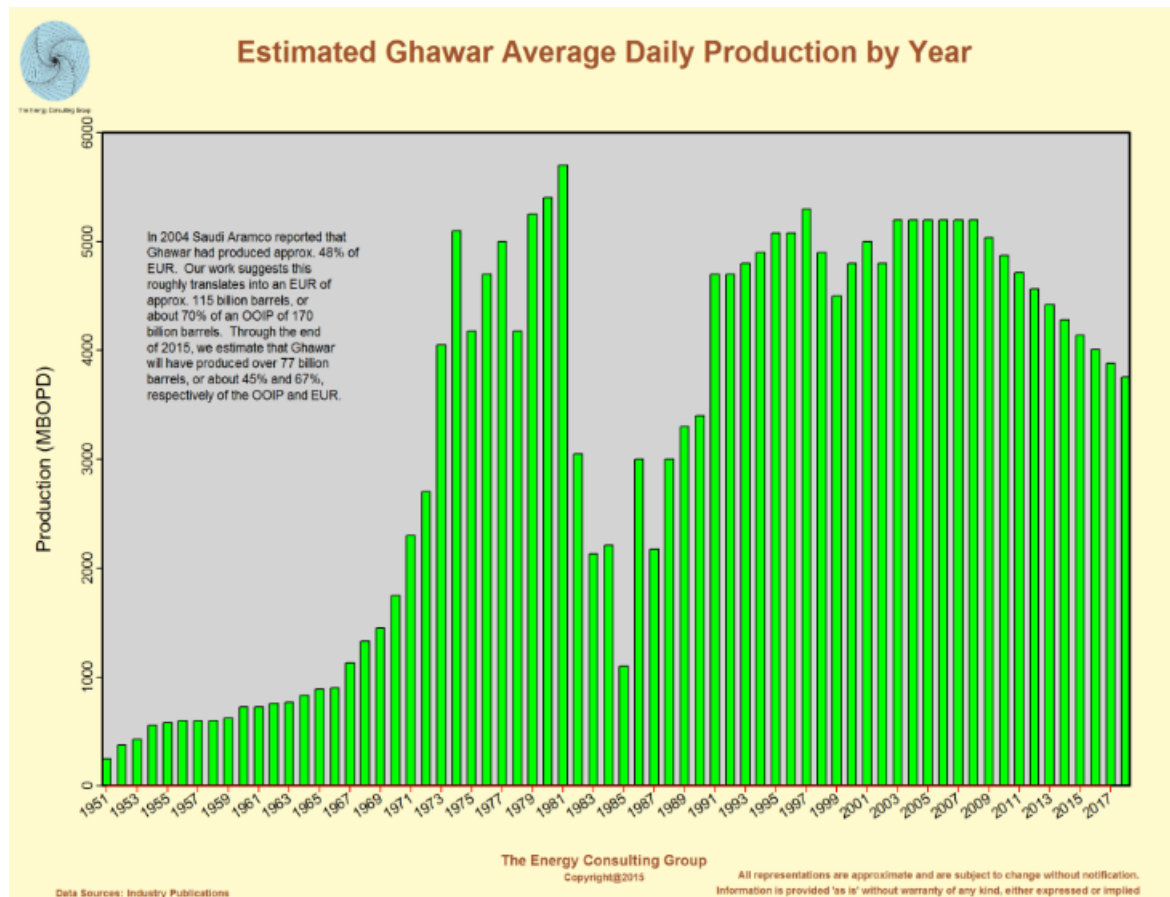
Saudi-Arabien – Wo Öl König ist

Der mit Abstand größte Ölproduzent im Nahen Osten ist Saudi-Arabien. Saudi-Arabien fungierte angeblich lange Zeit als globaler Swing-Öl-Produzent und gilt immer noch als Swing-Produzent. Ein Swing-Produzent ist ein Produzent, der seine Ölförderrate erhöhen und senken kann, um sich an sich ändernde Ölmarktbedingungen anzupassen.

Wann immer der Ölpreis ziemlich hoch wird, wie jetzt, übt die US-Regierung Druck auf Saudi-Arabien aus, seine Ölproduktion zu steigern, und Saudi-Arabien tut im Allgemeinen wenig oder nichts, um die Produktion über ihre allgemeine Produktionsrate von ~10-10,6 mb/d hinaus zu steigern. Im Falle der jüngsten globalen Ölnachfragesituation, als die Nachfrage gering war (2020-2021), haben sie die

Produktion gesenkt. Im Jahr 2022 haben sie die Produktion wieder auf ihren allgemeinen Produktionsratenbereich gebracht.

Ich würde argumentieren, dass Saudi-Arabien wenig oder nichts tut, um über seine allgemeine Förderrate hinauszugehen, weil es wenig oder gar nichts tun kann, um die Produktion über einen längeren Zeitraum zu steigern. Seine Hauptfelder wie Ghawar, Safaniya, Abqaiq, Berri und Shaybah produzieren seit Jahrzehnten Öl, und die Löschung ist ein ernstes Problem in ihren alten Feldern. Saudi-Arabien hat genug Probleme, nur seine allgemeine Produktionsrate aufrechtzuerhalten, geschweige denn die Produktionsrate zu erhöhen.



*Produktion im Ghawar-Ölfeld *Aus dem Internet*

Der Grafik zufolge war die Ölförderrate von Ghawar bis 2018 um etwa 25 % gegenüber der Rate von 2008 gesunken, und die Rate ging jedes Jahr zurück. Der folgende Artikel argumentiert, dass Ghawar jetzt bestenfalls nur etwa 3,8 mb/d produzieren kann, viel weniger als die 5,0 mb/d, die von externen Beobachtern angenommen wurden:

<https://financialpost.com/commodities/energy/saudi-arabias-biggest-oil-field-is-fading-faster-than-anyone-guessed>

Im Laufe der Jahre hat Ghawar mehr als die Hälfte der gesamten Ölproduktion Saudi-Arabiens gefördert. Da die Ölproduktionsrate von Ghawar sinkt, wird es für Saudi-Arabien immer schwieriger, seine Gesamtproduktionsrate aufrechtzuerhalten.

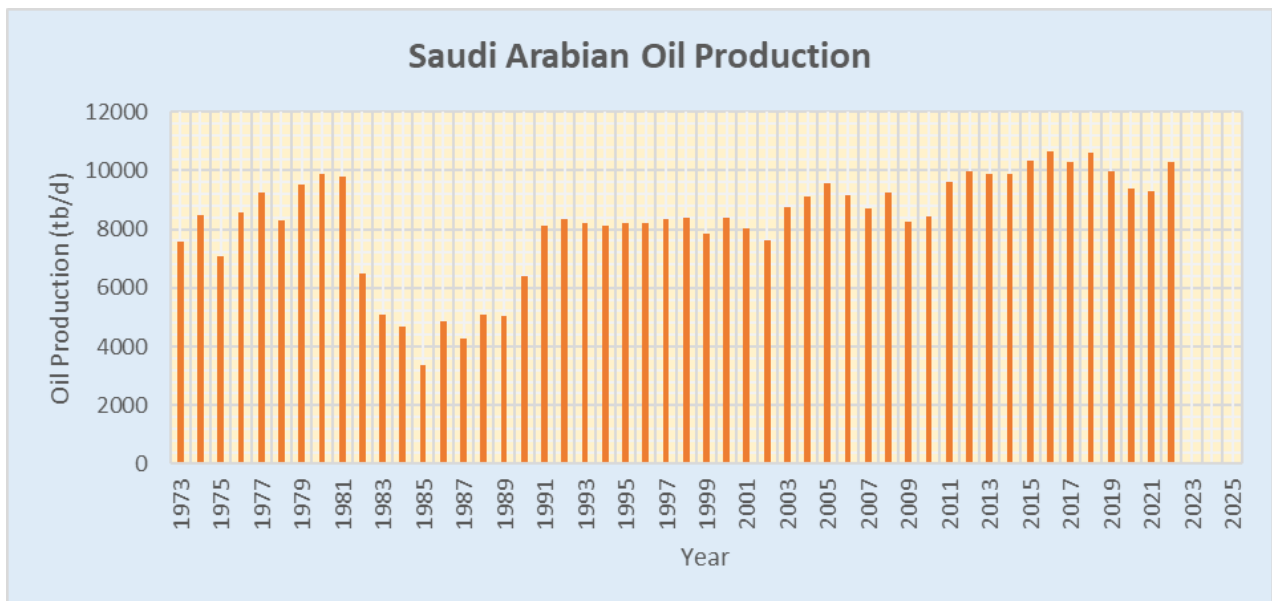


Diagramm der Ölförderrate Saudi-Arabiens von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Zu beachten ist, dass Saudi-Arabien nie eine jährliche Ölförderrate von über 11,0 mb/d hatte. Auf Jahresbasis erreichte Saudi-Arabien 2016 mit 10.635 mb/d seine höhere Ölförderrate. Da der Ölpreis im Jahr 2022 gestiegen ist, ist die Produktion gegenüber 2021 auf eine Rate von 10,288 mb/d im ersten Quartal gestiegen (die Produktionsrate von 2021 betrug 9,313 mb/d).

Die überwiegende Mehrheit der Ölproduktion Saudi-Arabiens stammt aus einer kleinen Anzahl von Feldern, die in Tabelle III aufgeführt sind:

Field	EUR (Gb)	Field Discovery Date
Ghawar	110-120	1948
Safaniya	37	1951
Khurais	25	Late 1950s
Shaybah	14	1967
Abqaiq	12	1940
Berri	12	1964
Abu Safah (Saudi Arabia/Bahrain)	6	1963

Es ist erwähnenswert, dass alle Felder in dieser Tabelle vor 1970 gefunden wurden. Sie werden sehen, dass dies für andere OPEC-Länder im Nahen Osten der Fall ist, mit Ausnahme von vier Feldern im Irak. Bis 1970 war der Nahe Osten weitgehend erforscht.

Die folgende Tabelle enthält die besten Schätzungen, die ich zu den gegenwärtigen Produktionsraten für die in Tabelle III aufgeführten Felder finden kann:

Field	Oil Production Rate (mb/d)
Ghawar	3.8
Khurais	1.5
Shaybah	1.0
Abu Safah	0.8
Safaniya	0.6
Abqaiq	0.4
Berri	0.3

Die summierte Produktion aus den Feldern in obiger Tabelle beläuft sich auf 8,4 mb/d. Die saudi-arabische Ölförderrate im Jahr 2021 betrug 9,313 mb/d, was bedeutet, dass die in der Tabelle aufgeführten Felder im vergangenen Jahr etwa 90 % des Öls des Landes hätten produzieren können. Wenn man bedenkt, dass Ghawar, Safaniya, Berri und Abqaiq in einem ernsthaften Niedergang zu sein scheinen, ist das kein gutes Zeichen für die zukünftige Ölförderung Saudi-Arabiens.

Basierend auf der Grafik, die schätzt, dass Ghawar bis Ende 2015 mindestens 77 Gb Öl produziert hatte, und unter der Annahme einer durchschnittlichen Produktionsrate für Ghawar von 3,8 mb/d von 2016 bis 2021, würde dies die kumulierte Produktion ergeben von Ghawar Ende 2021 bei rund 85 Gb. Der EUR von Ghawar beträgt 110-120 GB. Ghawar kann eine Produktionsrate von 3,8 mb/d nicht lange aufrechterhalten, wenn nur etwa 25-35 Gb Öl im Feld verbleiben. Wenn Ghawar nicht bereits von der Rate von 3,8 mb/d zurückgegangen ist, vermute ich, dass es nicht lange dauern wird, bis dies der Fall ist.

Die Safaniya-Ölproduktion begann 1957. Berichten zufolge wurden in den 1980er Jahren 1,5 mb/d gefördert, heute werden jedoch nur noch 0,6 mb/d produziert. Ich habe kein Diagramm der historischen Ölproduktion für das Feld, aber da ich so lange und mit einer Produktionsrate von bis zu 1,5 mb/d Öl gefördert habe, wäre es nicht verwunderlich, dass weit über die Hälfte des EUR gefördert wurde. Die Produktionskapazität für das Feld wird mit 1,3 mb/d angegeben. Wenn das Feld nur ~0,6 mb/d produziert, deutet dies darauf hin, dass das Feld ernsthaft erschöpft ist.

Das Abqaiq-Feld wurde 1940 entdeckt. 1973 produzierte es 1,09 mb/d. Die geschätzte Produktionsrate beträgt jetzt ~0,4 mb/d, was auf ein ernsthaftes Erschöpfungsproblem hindeutet.

Das Berri-Feld erreichte 1976 eine maximale Produktionsrate von ~0,77 mb/d. Im Jahr 2020 betrug die Produktionsrate etwa 0,3 mb/d. Mit einer für 2023-2025 in Auftrag gegebenen Erweiterung des Feldes soll die Produktion auf 0,5-0,6 mb/d angehoben werden.

Das Khurais-Feld hatte bis zu seiner Erweiterung im Jahr 2009 eine relativ niedrige Ölförderrate. Laut Matt Simmons produzierte Khurais 1981 144.000 b/d. Mit der jüngsten Erweiterung wird die Produktionskapazität auf 1,5 mb/d angegeben.

Der internationale Erdölgeologe Colin Campbell beziffert den EUR für Saudi-Arabien auf 300 Gb. Die kumulierte Produktion für Saudi-Arabien betrug Ende 2021 161,3 Gb oder 53,8 % von 300 Gb.

Die anderen OPEC-Nationen im Nahen Osten

Die verbleibenden vier OPEC-Länder im Nahen Osten, die ich als OPEC 4 im Nahen Osten bezeichnen werde, haben in den letzten Jahren Öl mit beeindruckender Geschwindigkeit gefördert. Im Jahr 2019, vor der Pandemie, betrug ihre summierte Produktionsrate 13,96 mb/d und im Jahr 2021 12,81 mb/d. Das bedeutet, dass die jährliche Ölproduktion etwa 4,5-5 Gb beträgt.

Die folgende Tabelle enthält EUR-Werte für die OPEC 4 im Nahen Osten von Colin Campbell, kumulierte Produktionsdaten Ende 2021 und % produzierte Werte Ende 2021 basierend auf den EUR-Werten von Colin Campbell:

Country	Iran	Iraq	Kuwait	United Arab Emirates	Total
EUR (Gb)	130	135	90	84	439
Cumulative Production at the end of 2021	80.7	49.7	50.9	42.5	223.8
% of EUR Produced	62.1	36.8	56.6	50.6	51.0

Es ist bemerkenswert, dass 3 der 4 OPEC 4 im Nahen Osten Ende 2021 einen Prozentsatz des in EUR produzierten Werts von mehr als 50 % aufweisen, basierend auf den EUR-Werten von Colin Campbell. Das deutet darauf hin, dass der Iran, Kuwait und die VAE ihre Ölförderraten in Zukunft nicht wesentlich steigern können, außer dass sie ihre Werte wieder auf die Werte von etwa 2018 oder 2019 anheben.

Es sollte darauf hingewiesen werden, dass Colin Campbell höhere EUR-Werte hat, als die Daten von PetroConsultants, Inc. in Tabelle II vermuten lassen.

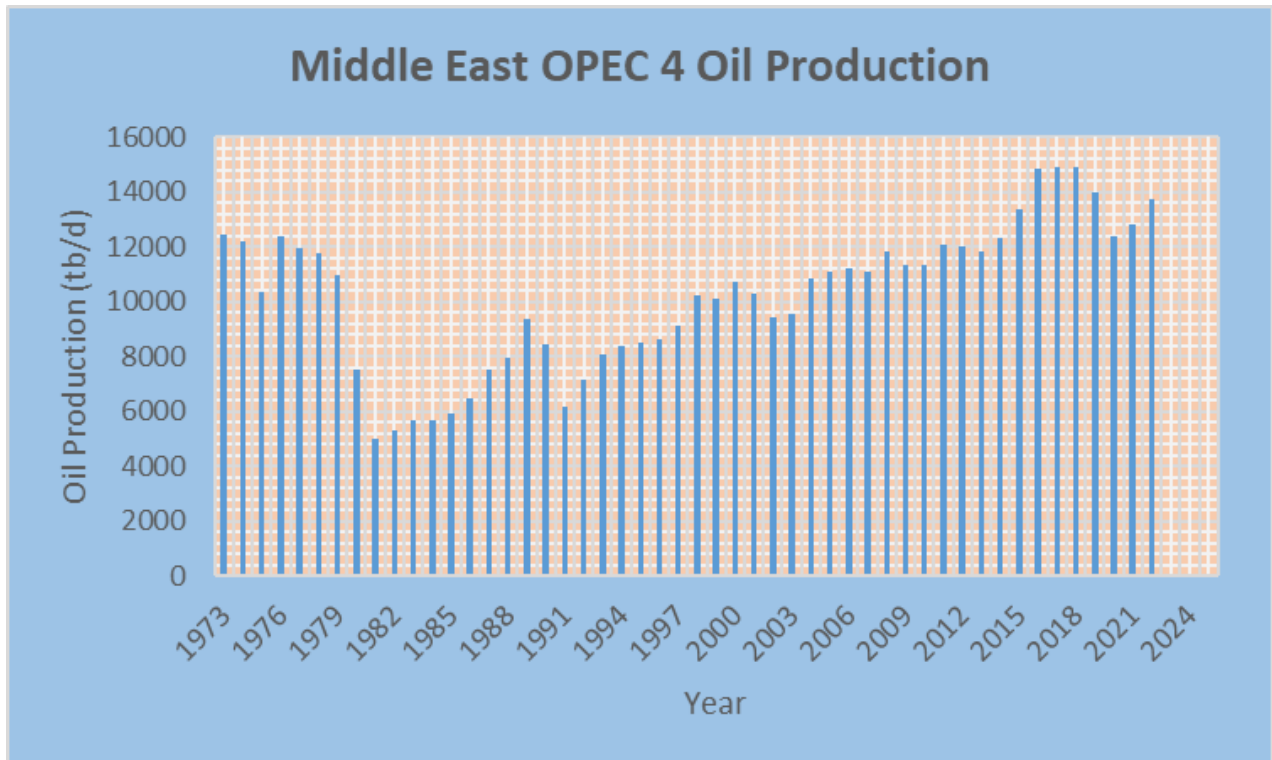


Diagramm der OPEC 4-Ölförderung im Nahen Osten von 1973 bis zum ersten Quartal 2022:

OPEC 4-Ölförderung im Nahen Osten

Aufgrund von Kriegen und Sanktionen gegen den Irak und den Iran, vor allem Anfang der 1980er, um 1990 und Anfang der 2000er Jahre, gab es mehrere bedeutende Höhen und Tiefen für die Ölproduktion der OPEC 4 im Nahen Osten. Die Ölförderung für den Iran und den Irak war in den letzten Jahren ziemlich stabil. Den Produktionsrückgang für 2020/2021 führe ich auf die Pandemie und die gesunkene weltweite Ölnachfrage zurück.

Im ersten Quartal 2022 hatte die OPEC 4 im Nahen Osten eine Produktionsrate von 13,765 mb/d. Die höchste Produktionsrate für die OPEC 4 im Nahen Osten lag 2017 bei 14,916 mb/d.

Was passiert in jedem einzelnen OPEC 4-Land im Nahen Osten? Wie in Saudi-Arabien stammt ein Großteil der Ölproduktion in diesen Ländern aus einer kleinen Anzahl von Elefantenfeldern, so dass das, was auf diesen Elefantenfeldern passiert, die zukünftige Ölproduktion für diese Länder bestimmen wird.

Ölförderung in Kuwait

Der größte Teil des Öls von Kuwait wird in den Feldern von **Greater Burgan** gefunden, mit einem Wert von ca. 70 Gb. Wenn man bedenkt, dass Kuwaits EUR laut Colin Campbell 90 Gb beträgt, bedeutet dies, dass die Greater Burgan-Felder fast 80 % des gesamten Öls von Kuwait ausmachen, was also die gesamte Ölproduktion Kuwaits stark beeinflusst und in Zukunft beeinflussen wird.

Die Greater Burgan-Felder bestehen aus 3 Feldern: Burgan und den viel kleineren Magwa- und Ahmadi-Feldern. Das Burgan-Feld wurde 1938 entdeckt. Die kumulierte Ölproduktion der Greater Burgan-Felder wurde Ende 1996 auf 28 Gb geschätzt. Schätzungen beziffern die Produktionsrate in den letzten Jahren auf etwa 1,5 mb/d. Unter der Annahme, dass diese Rate seit 1996 im Durchschnitt verwendet wird, würde die kumulierte Produktion Ende 2021 bei etwa 42 Gb liegen, ~60 % des EUR. Das lässt immer noch ziemlich viel Öl übrig, ungefähr 30 Gb. Außerdem wurden im Golfkrieg von 1990-1991 etwa 2 Gb Öl aus den Feldern von Greater Burgan abgebrannt.

Neben den Greater Burgan-Feldern verfügt Kuwait über 3 weitere Felder im Bereich von 2 bis 6 Gb, die in folgender Tabelle aufgeführt sind:

Field	EUR (Gb)	Field Discovery Date
Raudhatain	6	1954
Sabriya	3.8	1957
Minagish	2	1959

Die drei Felder produzieren seit langer Zeit Öl und befinden sich wahrscheinlich in einem ernsthaften Erschöpfungszustand.

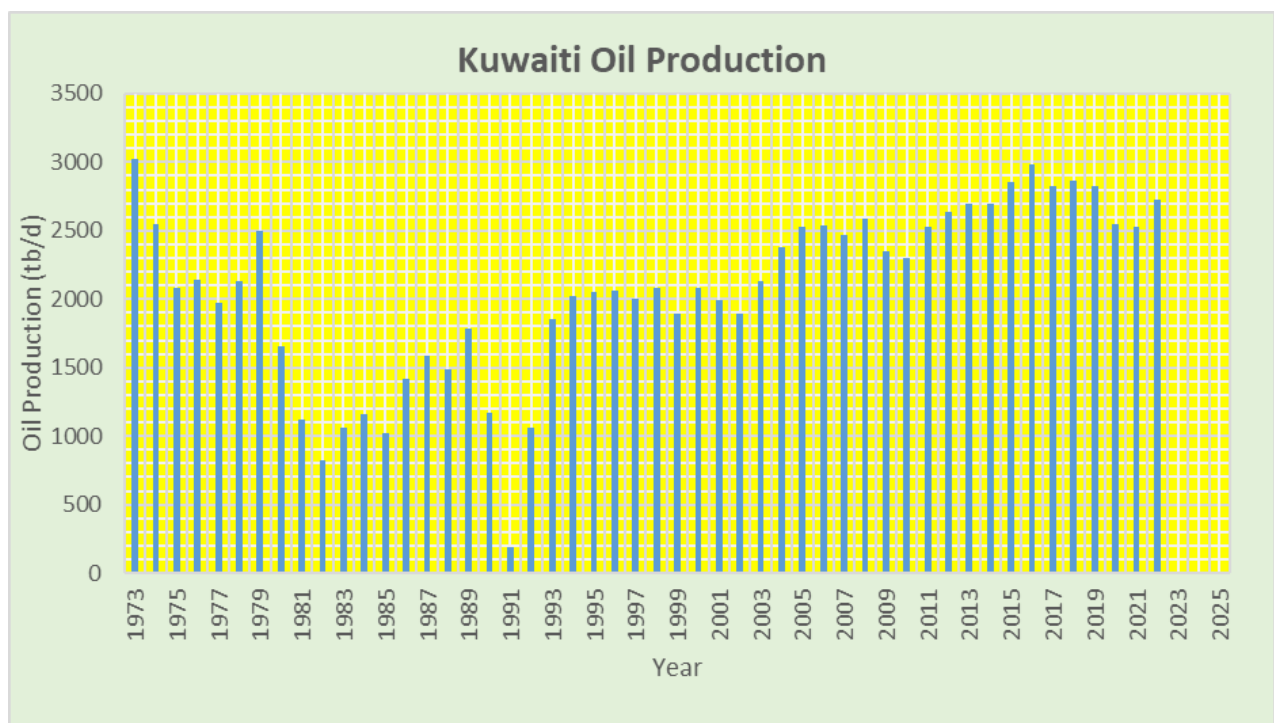


Diagramm der kuwaitischen Ölförderung von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Es wird interessant sein zu sehen, um wie viel die Ölförderung in Kuwait im Vergleich zu den Förderraten der letzten Jahre steigen kann. Beachten Sie, dass die höchste Produktionsrate der letzten Jahre für Kuwait im Jahr 2016 mit 2,979 mb/d erreicht wurde. Im ersten Quartal 2022 betrug die Ölförderrate in Kuwait 2,726 mb/d.

Iranische Ölförderung

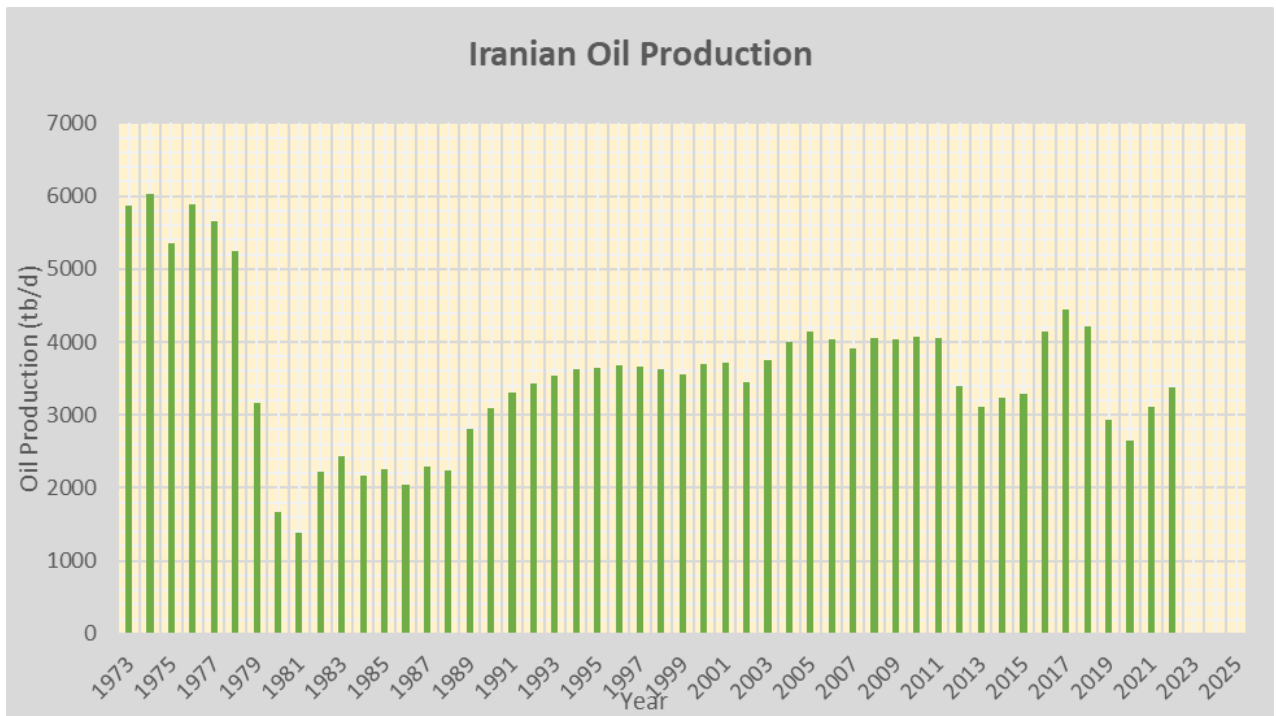


Diagramm der iranischen Ölproduktion von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Beachten Sie die hohe Produktionsrate vor 1979, als der Schah des Iran an der Macht war. Die iranische Ölförderung erreichte 1974 mit 6.022 mb/d ihren höchsten Stand. Als der iranische Schah fiel, fiel auch die iranische Ölförderung.

Der Iran-Irak-Krieg, der 1980 begann, führte in den 1980er Jahren zu einer reduzierten Ölförderrate. Die reduzierte Produktionsrate zwischen 2012 und 2015 war auf internationale Sanktionen gegen den Iran in diesem Zeitraum zurückzuführen. Die reduzierte Produktion für den Zeitraum 2019-2021 war auf Sanktionen, die Pandemie und die geringere weltweite Nachfrage nach Öl zurückzuführen.

In den letzten Jahren lag die Höchstmarke für die Ölförderrate des Iran im Jahr 2017 bei 4,453 mb/d. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 3,377 mb/d.

Iran hat 4 Felder mit EUR-Werten über 10 Gb

Field	EUR (Gb)	Reported Oil Production Rate (b/d)	Field Discovery Date
Ahvaz	25	800,000	1958
Marun	22	520,000	1963
Gachsaran	16	560,000	1928
Aghajari	17	170,000	1937

Die Summe der gemeldeten Ölförderraten in Tabelle VII beträgt 2,05 mb/d. Wenn diese Werte tatsächlich für das Jahr 2018 korrekt sind, würde dies fast 50 % der gesamten Ölproduktion des Iran in diesem Jahr ausmachen. Ich weiß nicht, wie genau die Produktionsraten in Tabelle VII sind, aber ich vermute, dass diese Felder immer noch einen relativ hohen Prozentsatz des iranischen Öls produzieren. Der Iran hat auch zahlreiche andere Felder im Bereich von 0,5 bis 10 Gb.

Ölförderung im Irak

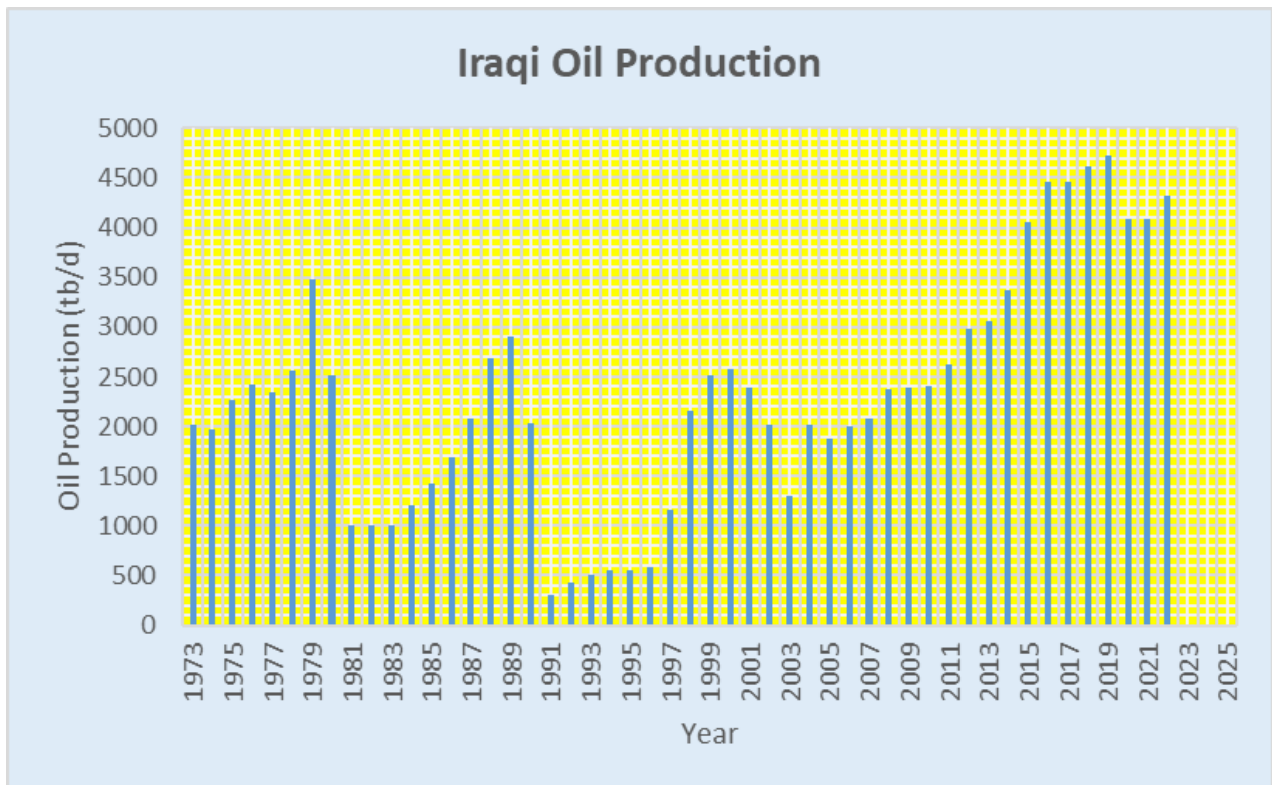


Diagramm der irakischen Ölförderung von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Der Irak wurde von verschiedenen politischen und kriegsbedingten Problemen geplagt, die sich im Laufe der Jahre negativ auf die Ölförderung ausgewirkt haben. Es gab den Iran/Irak-Krieg in den 1980er Jahren, den Golfkrieg in den frühen 1990er Jahren und den Irakkrieg ab 2003. Die Höchststandsmarke für die irakische Ölförderung lag 2018 bei 4,623 mb/d. Im ersten Quartal 2022 betrug die irakische Ölförderrate 4,323 mb/d.

Irak hat 7 Felder mit EUR-Werten von mindestens 4 GB

Field	Estimated Ultimate Recovery (Gb)	Reported Production Rate (b/d)	Discovery Data
Rumaila	20	1,500,000	1953
Kirkuk	16	470,000	1927
West Qurna 1&2	13	865,000 (1&2 combined)	1973
Majnoon	13	210,000	1975
East Bagdad	8	? (projected production rate up to 400,000 of heavy oil)	1976
Zubair	5	500,000	1949
Halfaya	4	70,000	1976

Wenn die angegebenen Produktionsraten korrekt sind, beträgt die Gesamtproduktion aus diesen Feldern 3,55 mb/d. Im Jahr 2019 betrug die Produktionsrate des Irak 4,72 mb/d. Das würde bedeuten, dass die Felder in Tabelle VIII im Jahr 2019 etwa 75 % der gesamten Ölproduktion des Irak produzierten. Das East-Bagdad-Feld wird voraussichtlich 2023 mit der Produktion von 40.000 b/d beginnen, mit einer endgültigen Produktionsrate von bis zu 400.000 b/d.

Ölförderung in den Vereinigten Arabischen Emirate

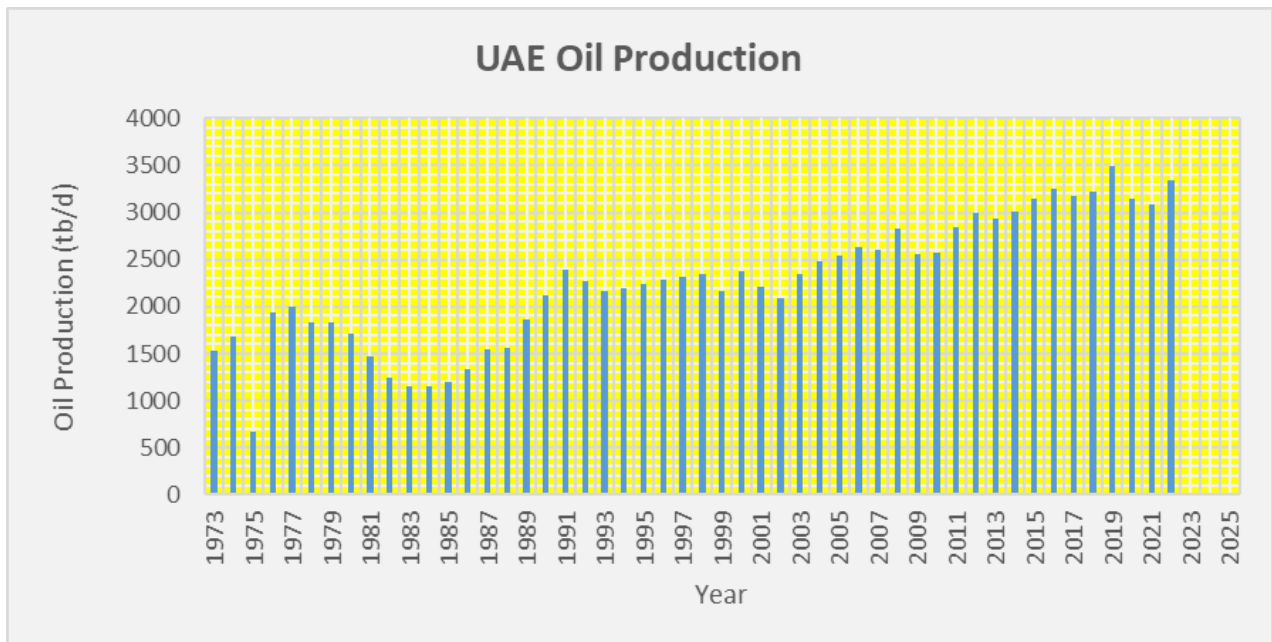


Diagramm der Ölförderung für die Vereinigten Arabischen Emirate für den Zeitraum 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Die höchste Produktionsrate für die VAE wurde 2019 mit 3,487 mb/d verzeichnet. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 3,339 mb/d.

Die VAE haben 3 Felder mit EUR-Werten über 3 Gb

Field	Estimated Ultimate Recovery (Gb)	Reported Production Rate (b/d)	Discovery Date
Zakum (Upper + Lower)	12	1,065,000	1963
Bu Hasa	6.5	600,000	1962
Umm Shaif	3.6	250,000	1958

Die summierte Ölproduktion für die Felder von Tabelle IX beträgt 1,92 mb/d. Die Produktionsrate der VAE betrug 2019 3,49 mb/d, was bedeutet, dass die drei Felder der Tabelle IX im Jahr 2019 etwa 55 % des Öls der VAE produzierten.

Für die OPEC im Nahen Osten insgesamt betrug die kumulierte Produktion Ende 2021 385 Gb und die summierten EUR für die Länder 739 Gb laut den EUR-Werten von Colin Campbell. Das bedeutet, dass bis Ende 2021 52,1 % des EUR produziert wurden und die Produktion im Jahr 2022 etwa 8,8 Gb betragen wird.

Ich gehe nicht davon aus, dass die Ölförderung aus den OPEC-Ländern im Nahen Osten die Förderraten von 2018/2019 in Zukunft deutlich übersteigen wird, unabhängig davon, was die USA von ihnen erwarten. Aber was ist mit anderen Regionen der Welt wie Amerika?

Ölförderung in Amerika

Südamerika - Die Ölförderung in Südamerika begann in den frühen 1900er Jahren, aber vor 1950 stammte im Wesentlichen die gesamte Produktion aus Venezuela. Zu diesem Zeitpunkt ist die Ölförderung in Venezuela im Vergleich zu ihrer maximalen Förderrate erheblich zurückgegangen, und die wichtigsten konventionellen Ölfelder in Venezuela sind ernsthaft erschöpft.

Brasilianische Ölförderung

Die heißen Gebiete in Südamerika sind jetzt zwei Tiefseebecken in Brasilien: Campos- und Santos-Becken. Berichten zufolge befinden sich 94 % der gesamten Ölreserven Brasiliens in diesen beiden Becken. In den letzten Jahren gab es in diesen Becken eine intensive Ölförderung.

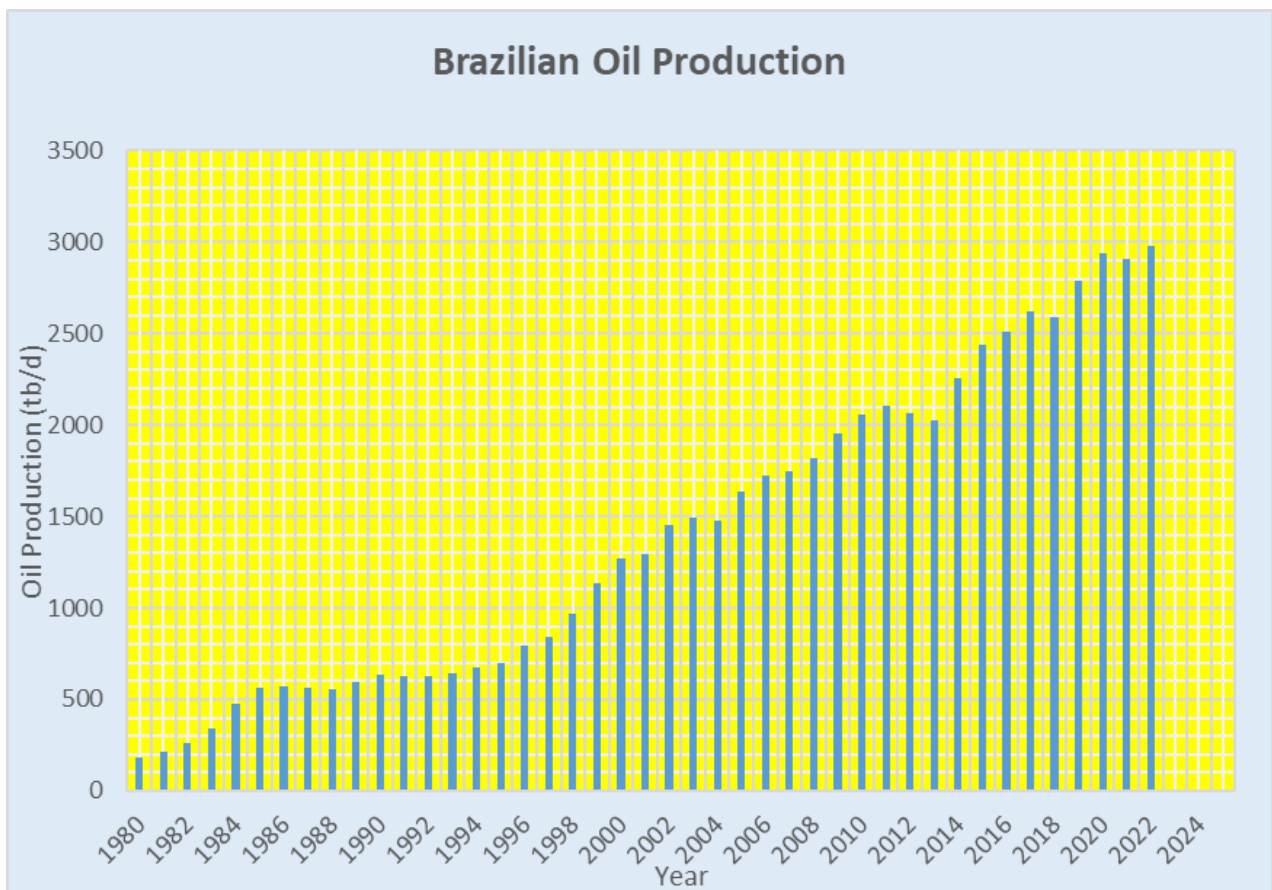


Diagramm der historischen brasilianischen Ölproduktion von 1980 bis zum ersten Quartal 2022 (die Diagramme in diesem Bericht sind persönlich erstellte Diagramme aus US DOE/EIA-Daten, sofern nicht anders angegeben)

Der erste Ölfund im Campos-Becken war 1974, aber erst in den 1980er Jahren wurden in den tiefen Gewässern des Beckens eine Reihe von Elefantefeldern gefunden. Zu diesen Feldern gehören Albacora, Marlim, Roncador, Barracuda, Caratinga, Jubarte, Cachalote und Peregrino.

Basierend auf den verfügbaren Daten beträgt die Summe der Ölförderung von Albacora, Marlim, Roncador, Barracuda, Caratinga, Jubarte, Cachalote und Peregrino etwa 1,4 mb/d oder etwa 46 % der gesamten brasilianischen Ölförderung. Medienberichten zufolge produziert das Campos-Becken etwa 60 % der brasilianischen Gesamtproduktion. Das würde die Ölförderrate des Campos-Beckens auf etwa 1,7 mb/d bringen.

Eines der größten Felder im Campos-Becken ist das Marlim-Feld. Es erreichte 2002 eine Produktionsrate von 650.000 b/d. Im Jahr 2019 war das Marlim-Feld auf eine Produktionsrate von 75.000 b/d zurückgegangen, aber die Satellitenfelder produzierten 2019 in der Größenordnung von 190.000 b/d.

Beachten Sie, dass der Satellit Felder haben die Produktionsrate nicht annähernd auf die Rate von 2002 für das Marlim-Feld gebracht.

Die Ölentwicklung im Santos-Becken begann später als die im Campos-Becken. Die erste große Entdeckung war das Lula-Feld, das später Tupi-Feld genannt wurde, mit einer geschätzten endgültigen Ausbeute (EUR) von bis zu 8 GB. Es wird berichtet, dass das Feld mit einer Rate von 922.000 b/d produziert.

Die Produktionsrate für das Santos-Becken wird mit etwa 1,4 mb/d angegeben, sodass die Summe der Ölförderraten von Campos + Santos in der Größenordnung von 2,8-3,1 mb/d oder im Wesentlichen der gesamten brasilianischen Produktion liegt.

Was ich für die brasilianische Ölförderung sehe, ist ein ähnliches Muster wie in der Nordsee. Die Elefantfelder produzieren mit sehr hohen Produktionsraten, was zu frühen Produktionsspitzen führt. Ich glaube, es wird nicht allzu viele Jahre dauern, bis die gesamte brasilianische Produktion einen Höhepunkt erreicht und dann zurückgeht.

Südamerikanische Ölförderung minus brasilianische Ölförderung

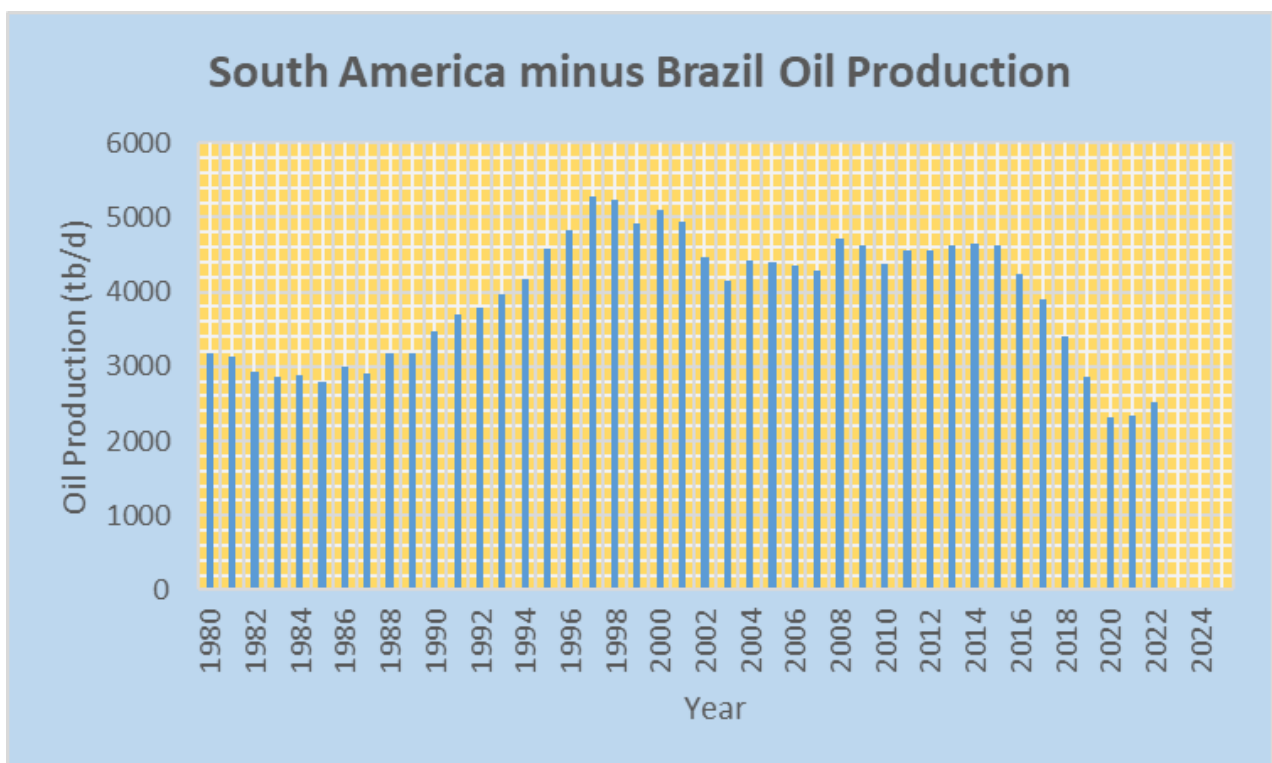


Diagramm der südamerikanischen Ölförderung abzüglich der brasilianischen Ölförderung von 1980 bis zum ersten Quartal 2022. Sie umfasst die Ölförderung aus Argentinien, Venezuela, Kolumbien, Peru und Ecuador

Die Grafik in obiger Abbildung umfasst alle südamerikanischen Länder, die irgendwann in ihrer Geschichte eine Produktionsrate von mindestens 150.000 Barrel pro Tag erreicht haben, Brasilien natürlich ausgenommen. Die Produktion für die Länder in Abbildung 2 erreichte 1997 mit 5,272 mb/d einen Höchststand. Im ersten Quartal 2022 betrug die Ölförderrate 2,532 mb/d, ein Rückgang von 2,740 mb/d oder etwa 52 % gegenüber der Rate von 1997.

Ölförderung aus Peru/Kolumbien/Argentinien/Ecuador

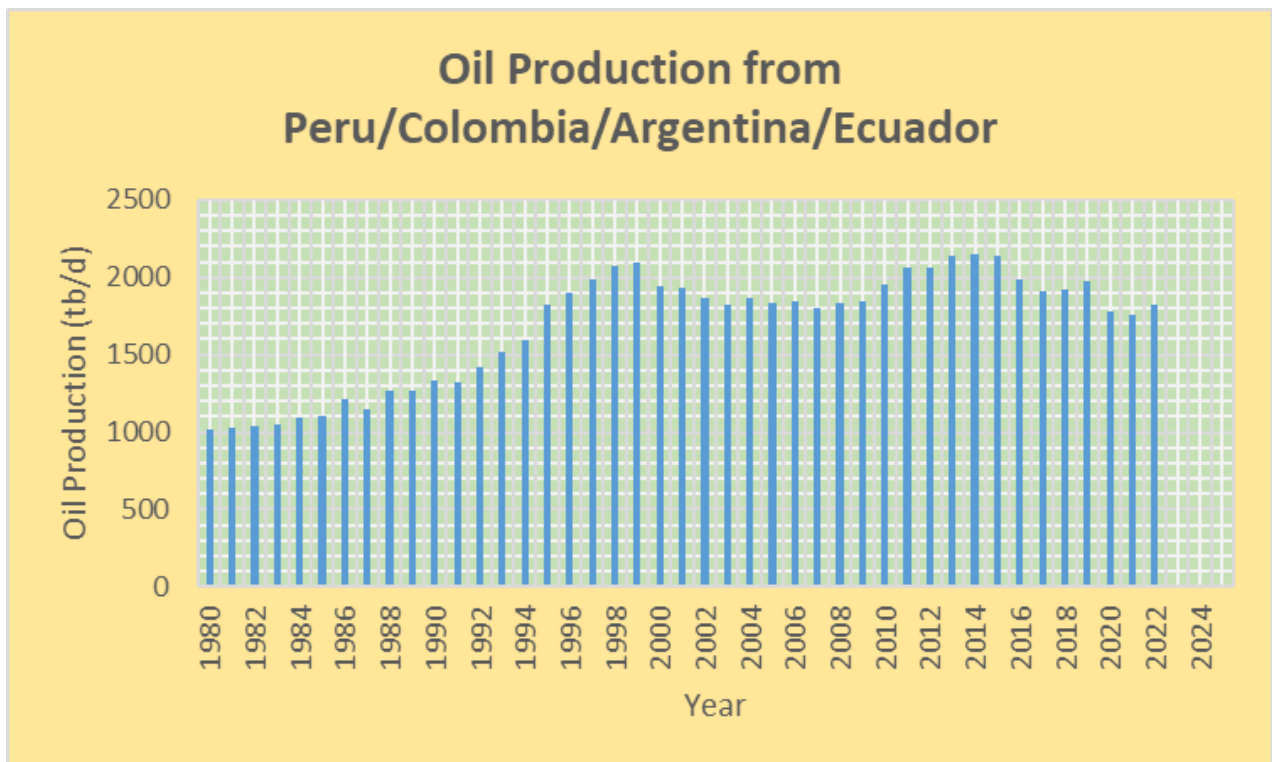


Diagramm der südamerikanischen Ölförderung abzüglich der (brasilianischen + venezolanischen) Ölförderung oder anders ausgedrückt die Ölförderung aus Peru/Kolumbien/Argentinien/Ecuador von 1980 bis zum ersten Quartal 2022

Die gesamte Ölförderung dieser Länder erreichte 2014 mit 2,145 mb/d ihren höchsten Wert. Im Jahr 2021 betrug die Produktionsrate 1.820 mb/d.

Country	Maximum Production Rate (b/d)	Maximum Production Year	2021 Production Rate (b/d)	First Quarter 2022 Production Rate (b/d)	Percent Decline from Maximum Production Rate to First Quarter 2022
Argentina	847,000	1998	507,000	561,000	33.8
Colombia	1,006,000	2013	736,000	743,000	26.1
Ecuador	556,000	2014	473,000	476,000	14.4
Peru	195,000	1980/1982	38,000	40,000	79.5

Ich habe den prozentualen Rückgang von der maximalen Förderrate bis zum ersten Quartal 2022 in der letzten Spalte von Tabelle I verwendet, da der Ölpreis im Laufe des Jahres 2021 gestiegen ist und die Werte des ersten Quartals 2022 einem maximalen Aufwand zur Ölförderung in diesen Ländern entsprechen sollten. Das einzige Land mit einer deutlichen Produktionssteigerung gegenüber 2021 war Argentinien.

Es scheint, dass der Anstieg der Produktion für Argentinien mit dem als Vaca Muerta identifizierten Schiefervorkommen zusammenhängt. Die Produktion aus dem Stück begann 2012/2013 und macht 39 % der argentinischen Ölförderung aus. Die Hoffnung ist, Argentinien's Ölproduktion auf 1 mb/d mit der Schieferölentwicklung zu steigern.

In Bezug auf Kolumbien hat es in den letzten Jahren wachsende Investitionen in Erdöl gegeben. Die Ausgaben der Industrie stiegen im Jahr 2021 im Jahresvergleich um 46 % auf 3,1 Milliarden US-Dollar, während die Erdölproduktion um 6 % zurückging. Im Jahr 2022 sollen die Investitionen in die Ölindustrie 4,4 Milliarden US-Dollar betragen, und die Erwartungen sind nicht groß, dass die Ölförderung um mehr als einen unbedeutenden Betrag steigen wird. Die Menge der Reserven in Kolumbien wird mit 1,8 Milliarden Barrel angegeben, was sehr niedrig ist.

Soziale Unruhen in Ecuador werden verwendet, um Produktionsprobleme innerhalb des Landes im Jahr 2022 zu erklären. Im Mai 2022 fiel die Produktionsrate Ecuadors auf 456.000 b/d, weniger als der in Tabelle I angegebene Wert des ersten Quartals. Längere Unruhen könnten zu weiteren Produktionsrückgängen führen im Jahr 2022. Ecuador verfügt über gemeldete Ölreserven von 8 Gb, was darauf hindeutet, dass die Produktion unter der Annahme, dass die Zahl von 8 Gb gültig ist, höher sein könnte als die Produktionsrate der letzten Jahre.

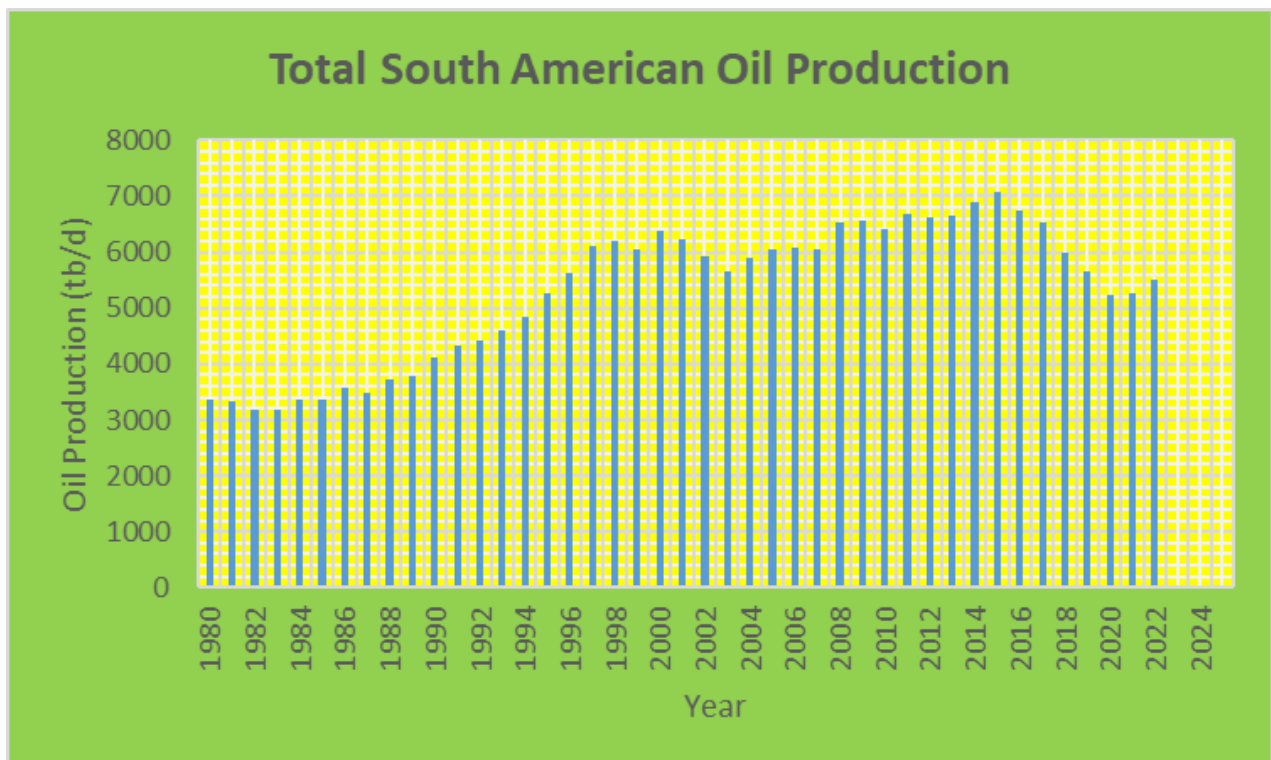


Diagramm der summierten Ölförderrate für alle Länder Südamerikas

Die gesamte südamerikanische Ölförderung erreichte 2015 mit 7.062 mb/d ihren höchsten Stand. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 5,511 mb/d, eine Differenz von 1,551 mb/d oder etwa 22 % gegenüber 2015.

Der historisch bei weitem bedeutendste Ölproduzent in Südamerika war Venezuela. Historisch konzentrierte sich die Ölförderung in Venezuela um den Maracaibo-See und insbesondere entlang des Ostufers des Sees, einer Region, die als Bolivar Coastal Fields bekannt ist.

Drei der Felder innerhalb der Bolivar Coastal-Felder hatten EUR-Werte von 5,0 Gb oder mehr: Lagunillas (14,0 Gb), Bachequero (8,0 Gb) und Tia Juana (5,0 Gb). Es gab auch zahlreiche andere Felder im Bereich von 1 bis 5 Gb. Zu dieser Zeit sind die Felder rund um den Maracaibo-See stark erschöpft.

Venezolanische Ölförderung

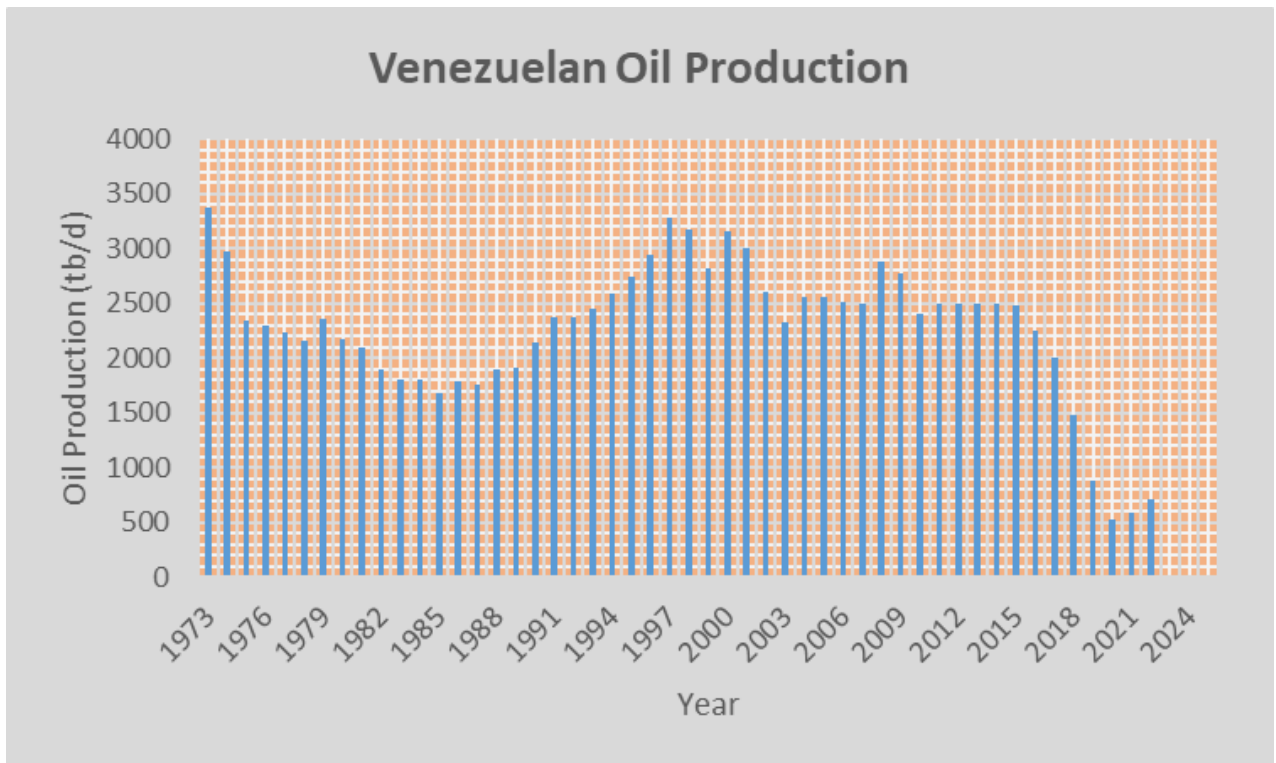


Diagramm der venezolanischen Ölförderung von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Venezuela erreichte 1970 mit 3,71 mb/d seine höchste Produktionsrate. Die Produktion ging in den 1970er und frühen 1980er Jahren zurück, bevor sie sich in den 1990er Jahren erholte und Ende der 1990er und Anfang der 2000er Jahre wieder den Bereich von 3 mb/d erreichte.

Der Produktionsanstieg in den 1990er Jahren war mit einem starken Anstieg der Zahl der produzierenden Felder von 68 im Jahr 1979 auf 240 im Jahr 1999 verbunden. Nach dem Anstieg blieb die Produktion im Allgemeinen unverändert oder ging zurück. Ich verbinde den Rückgang mit der rückläufigen Ölförderung aus den kleineren Feldern, die Ende der 1980er und 1990er Jahre hinzugefügt wurden.

In den letzten Jahren ist die venezolanische Ölförderung unter 1 mb/d gefallen. Der starke Rückgang der venezolanischen Ölproduktion ist zweifellos auf politische Probleme in Venezuela, US-Sanktionen, die Pandemie und die geringere globale Ölnachfrage zurückzuführen. Ich halte eine realistische Produktionsrate von 1-2 mb/d für Venezuela für möglich, aber in absehbarer Zeit wahrscheinlich nicht über diesem Niveau.

Viel von dem, was Venezuela übrig hat, ist extra schweres Öl aus dem Orinoco-Ölgürtel. Medienquellen verbreiten gerne die Vorstellung, Venezuela habe die größten Ölreserven der Welt und könne daher seine Ölförderung mit dem richtigen politischen Umfeld dramatisch steigern. Venezuela hat vielleicht die größten Ölreserven der Welt, aber das hat nicht zu einer hohen Produktionsrate geführt und wird es auch in absehbarer Zeit nicht. Schweröl ist schwieriger zu produzieren und es dauert lange, die Produktion zu steigern.

Laut Medienquellen prognostizierte die staatliche venezolanische Ölgesellschaft Anfang der 2000er Jahre eine nationale Ölförderrate von 5,8 mb/d bis 2012. Das ist nicht geschehen und wird es auch in absehbarer Zeit nicht geben.

Nordamerika

Ich habe den Status der US-Ölproduktion bereits in meinem Bericht „Der Status der US-Ölproduktion“ behandelt:

<https://www.resilience.org/stories/2022-05-04/the-status-of-us-oil-production/>

Ich möchte nicht wiederholen, was ich in diesem Bericht behandelt habe, außer um ein Update der US-Ölförderung und der Ölförderung im Golf von Mexiko (GOM) zu geben. Etwa 92 % des Anstiegs der US-Ölförderung von 2008 bis 2019 stammten aus der Förderung von Tight Oil und der Rest aus der GOM-Produktion in tiefen Gewässern. Was in Zukunft mit der Förderung von Tight Oil und Deep Water GOM passiert, wird die Zukunft der US-Ölförderung bestimmen.

Das US DOE/EIA prognostiziert in seinem jährlichen Energieausblick 2021, dass die enge Ölproduktion aus Schiefervorkommen von 2025 bis 2050 eine Produktionsrate von über 9 mb/d aufrechterhalten wird, wie in folgender Tabelle gezeigt.

	Year	Year	Year	Year	Year	Year	Year
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Tight Oil Production (mb/d)	7.54	9.26	9.37	9.36	9.37	9.46	9.49

US DOE/EIA-Prognosen in ihrem Annual Energy Outlook 2021

Auf der Grundlage von Prognosen des US DOE/EIA würde die gesamte Ölförderung von 2020 bis 2050 etwa 100 Milliarden Barrel betragen. Das wäre vergleichbar mit dem EUR des Ölfeldes Ghawar, dem größten konventionellen Ölfeld der Welt. Selbst bei all dieser Produktion von 2020 bis 2050 würde die knappe Ölförderrate 2050 und darüber hinaus hoch bleiben. Ich sehe diese Projektion nicht als im Bereich des Möglichen.

Was das US DOE/EIA sagt, ist, dass es eine unendliche oder nahezu unendliche Menge an Erdöl gibt, die durch Fracking gewonnen werden kann. Es scheint, dass das Ziel des US DOE/EIA darin besteht, die Öffentlichkeit zu trösten, und nicht, eine realistische Einschätzung der zukünftigen Produktion von festem Öl zu liefern.

Im Wesentlichen stammt die gesamte Schieferölproduktion in den USA aus 5 Schiefervorkommen: Permian Basin, Eagle-Ford, Bakken, Niobrara und Anadarko. Ab 2021 waren die Produktionsraten von 4 dieser 5 Vorkommen erheblich niedriger als ihre höchsten Förderraten, ~200.000 Barrel pro Tag oder mehr (das Perm-Becken ist das Vorkommen, in dem die Ölförderung weiter zunimmt). Das Problem bei diesen 4 Spielen ist, dass sie weitgehend mit Brunnen gesättigt sind und zu erwarten, dass sie bis 2050 und darüber hinaus mit einer erhöhten Rate produzieren, ist eine Illusion.

Daten sind für 2 dieser 4 Spiele leicht verfügbar: Bakken und Eagle-Ford. Wie hat sich die Ölproduktion in letzter Zeit für die beiden Spiele entwickelt, wenn man den erhöhten Ölpreis im Jahr 2022 im Vergleich zu 2021 berücksichtigt (in den ersten 3 Monaten des Jahres 2021 betrug der Durchschnittspreis von West Texas Intermediate 57,75 \$/Barrel, während er 2022 94,55 \$/Barrel betrug) ?

Diese beiden Schiefervorkommen liegen hinter dem Permian Basin in Bezug auf die Ölförderraten unter den US-Schiefervorkommen auf Platz 2 und 3. Die anschließende Tabelle enthält Daten zur Ölförderrate für die Region North Dakota Bakken für Januar-März + Mai 2021 und 2022. Ich habe den April nicht in Tabelle III aufgenommen, da Schneestürme im April 2022 die Ölförderrate im Vergleich zum März um etwa 20 % reduziert haben 2022. Daten stammen aus dem Bundesstaat North Dakota:

Year	Oil Production Rate (b/d)
2021	1,075,037
2022	1,051,603
Production Rate Difference (b/d)	-23,434

Wenn die April-Daten für North Dakota Bakken in den Zeitraum von Januar bis Mai einbezogen werden, ging die Produktionsrate im Vergleich zu 2021 um 60.086 Barrel pro Tag zurück.

Die nächste Tabelle enthält Daten zur Ölproduktionsrate für das Eagle-Ford Shale Play im Januar und März 2021 und 2022. Ich habe die Daten vom Februar nicht in die untenstehende Tabelle aufgenommen, da das Wetter im Februar 2021 extrem kalt war und die Ölproduktion in Texas während dieser Zeit erheblich zurückging in diesem Monat und ich habe die April- und Mai-Daten nicht berücksichtigt, da die Railroad Commission of Texas die vorläufigen Daten für mehrere Monate nach oben revidiert.

Year	Oil Production Rate (b/d)
2021	817,331
2022	736,808
Production Difference (b/d)	-80,523

Im Fall von Bakken und Eagle-Ford hat sich der erhöhte Ölpreis im Jahr 2022 im Vergleich zu 2021 nicht in höheren Ölförderraten niedergeschlagen, und ich erwarte keinen großen Anstieg in beiden Spielen, wenn wir uns 2022 weiterentwickeln. Das Problem ist, dass Brunnen die Spiele weitgehend gesättigt haben.

Mit höheren Ölpreisen stieg die Produktion aus dem Texas Permian Basin von 2,899 mb/d für Januar + März 2021 auf 3,006 mb/d im Januar + März 2022, was einem Anstieg von 107.000 b/d entspricht. Ich habe den Februar wegen des extrem kalten Wetters im Februar 2021 in Texas, das die Ölproduktion erheblich beeinträchtigte, nicht berücksichtigt.

Noch besser als im Permian Basin in Texas stieg die Ölproduktion in New Mexico, hauptsächlich aus dem Permian Basin, von 1,122 mb/d für Januar-Mai 2021 auf 1,444 mb/d für Januar-Mai 2022, was einem Anstieg von 322.000 b/d entspricht. Mir scheint, dass das Ziel der Ölproduzenten in New Mexico darin besteht, zu sehen, wie schnell sie eine Spitzenproduktionsrate erreichen können.

Der Anstieg der Ölproduktion im Perm-Becken war zu erwarten, da das Spiel noch nicht vollständig mit Bohrlöchern gesättigt ist, aber in nicht allzu ferner Zukunft kann der Produktionsanstieg nicht aufrechterhalten werden. Das Spiel wird schließlich mit Brunnen gesättigt sein und die Produktion wird zurückgehen.

Der Produktionsanstieg aus Schiefervorkommen in den USA Anfang 2022 stammt im Wesentlichen ausschließlich aus dem Permian Basin, dem bei weitem größten Schiefervorkommen in den USA, daher fand ich dieses aktuelle Zitat interessant:

„Die Lieferkette im Perm-Becken scheint bis zum Äußersten belastet zu sein. Es gibt wirklich nicht viele Möglichkeiten, die Bohraktivitäten zu steigern.“ – Eine Führungskraft eines Ölfeld-Serviceunternehmens, zitiert von Oilprice.com

Bei höheren Ölpreisen beschleunigen die Produzenten die Bohrlochentwicklung, was die Produktion steigern kann. Die Produzenten haben auch Bohrlöcher neu gefrackt. Refracking kann kurzfristig zu einer Produktionssteigerung führen. Irgendwann ist Refracking das Geld und den Aufwand dafür nicht wert.

Der Anstieg der US-Ölproduktion von 2008 bis 2019 war hauptsächlich auf eine Zunahme der Schieferölproduktion aus Schiefervorkommen zurückzuführen, aber es gab auch eine Zunahme der Produktion aus dem Golf von Mexiko (GOM), insbesondere dem Tiefsee-GOM.

Wie entwickelt sich die Ölförderung im Golf von Mexiko im Jahr 2022? Die folgende Tabelle enthält Ölförderdaten für den Golf von Mexiko für den Zeitraum Januar bis Mai:

Year	Oil Production Rate (b/d)
2021	1,819,530
2022	1,677,437
Production Difference (b/d)	-142,093

Hohe Ölpreise haben der GOM-Ölproduktion im Jahr 2022 bisher nicht geholfen.

Im ersten Quartal 2022 betrug die Ölförderrate in den USA 11,448 mb/d. Das waren 0,263 mb/d mehr als der Durchschnitt von 2021. Das vorherige Quartalshoch für die USA lag im vierten Quartal 2019 bei 12,777 mb/d, eine Differenz von 1,329 mb/d im Vergleich zum ersten Quartal 2022. Ich sehe nicht, dass die USA wieder mit einer Rate von 12,777 mb/d produzieren /d für ein Viertel.

Kanadische Ölförderung

Im Wesentlichen stammt die gesamte Ölförderung Kanadas aus Alberta, Saskatchewan und Neufundland mit kleineren Mengen in anderen Provinzen, insbesondere British Columbia und Manitoba.

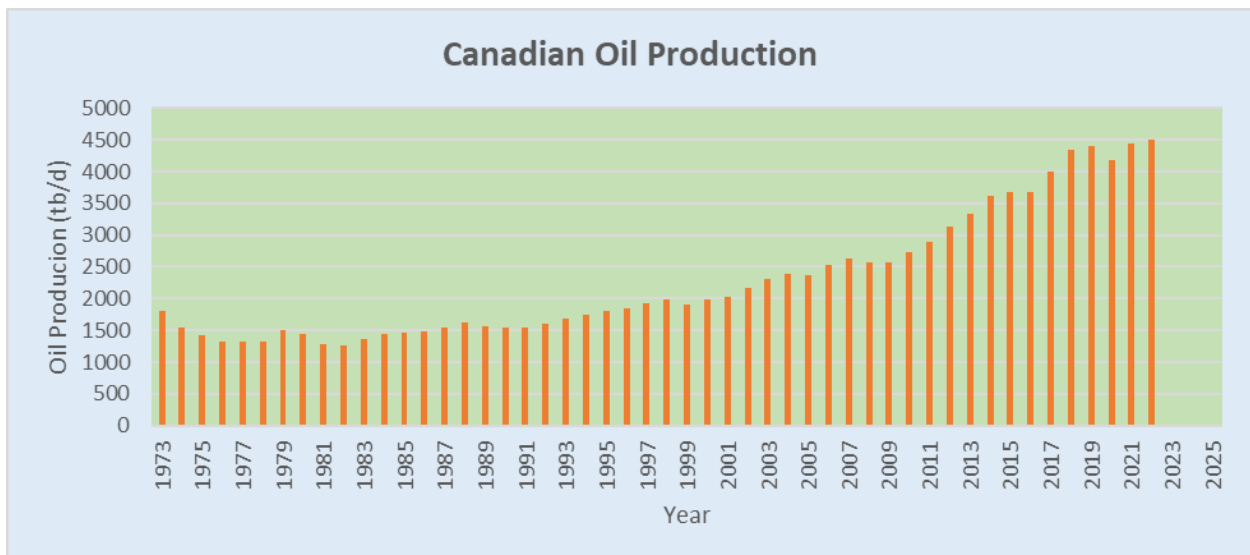


Diagramm der kanadischen Ölförderung von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Im Jahr 2021 betrug die kanadische Ölförderrate 4,44 mb/d. Der Großteil der kanadischen Ölförderung stammt aus den Athabasca Oil Sands in Alberta. Im Dezember 2021 betrug die gesamte kanadische Ölproduktion 4,96 mb/d und die Ölsandölproduktion lag in der Größenordnung von 3,5 mb/d. Das bedeutet, dass die Ölsandproduktion ungefähr 70 % der gesamten Ölproduktion Kanadas ausmacht.

Ölförderung in den Ölsanden von Alberta

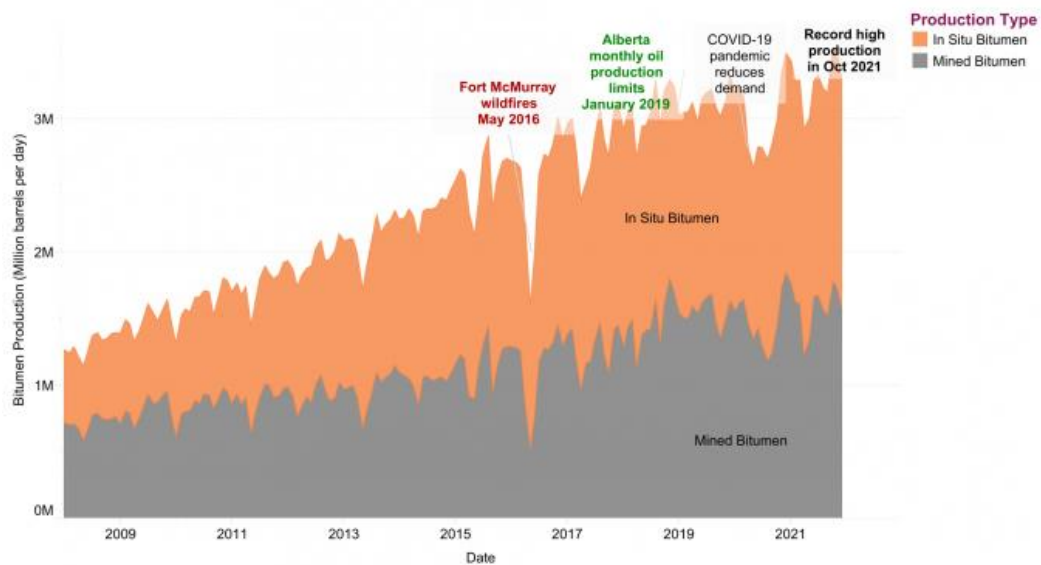


Diagramm der Ölsandölproduktion im Zeitverlauf *Aus dem Internet

Eine zu stellende Frage ist, wie hoch und wie schnell die Ölsandproduktion gehen kann. Folgendes erwartet die kanadische Regierung:

„Die kanadische Energieregulierungsbehörde prognostiziert, dass die Ölsandproduktion im Jahr 2039 ihren Höhepunkt bei etwa 4,3 Millionen Barrel pro Tag erreichen wird, und erwartet, dass der größte Teil dieses Wachstums auf Erweiterungen bestehender Anlagen zurückzuführen sein wird.“

Das ist nur ca. 0,8 mb/d höher als die derzeitige Produktionsrate, so dass es den Anschein hat, dass die jährliche Produktionssteigerung aus Ölsand erheblich geringer sein wird als in der jüngsten Vergangenheit.

Die konventionelle Ölförderung in Alberta ist seit 1998 allgemein rückläufig. Es gibt keinen Grund zu der Annahme, dass sich dieser Trend ändern wird.

Saskatchewan ist nach Alberta die zweitgrößte erdölproduzierende Provinz Kanadas, auf die etwa 10 % der kanadischen Rohölproduktion entfallen. Im Jahr 2020 produzierte Saskatchewan 487.200 b/d. Saskatchewan fördert hauptsächlich Schweröl, etwa 87 % seiner gesamten Ölförderung. Der größte Teil des Anstiegs der Ölförderung in Saskatchewan in den letzten Jahren stammt von Tight Oil.

Hydraulisches Fracking gibt es in Kanada schon lange, seit den 1950er Jahren. In den letzten Jahren wurde horizontales Bohren mit Fracking kombiniert und bei bestimmten Schieferfeldern in Kanada ausgiebig eingesetzt. Kanada verfügt über mehr als 200.000 horizontale Öl- und Gasquellen, die durch Fracking erschlossen wurden, hauptsächlich in den westlichen Provinzen. Es wird geschätzt, dass 80 % der neuen Bohrlöcher in Kanada Fracking sind.

Man hört viel über Fracking im Bakken Shale Play von North Dakota. Das Spiel erstreckt sich bis nach Saskatchewan und die Fracking-Aktivität war auch dort stark. Bis 2021 gab es im Bakken-Spiel von Saskatchewan etwa 7.200 Fracking-Brunnen. Zum Vergleich: In der Region Bakken in North Dakota produzieren 14.000 bis 15.000 Fracking-Bohrlöcher.

Im Dezember 2012 betrug die Bakken-Ölförderrate in Saskatchewan 71.000 b/d. Zu Vergleichszwecken produzierte die Bakken-Region in North Dakota im Dezember 2012 703.840 b/d. Der Sweet Spot für die Ölförderung in der Bakken-Region in North Dakota liegt deutlich südlich der Grenze zwischen Saskatchewan und North Dakota. Ich gehe davon aus, dass es in Saskatchewan keinen entsprechenden Sweetspot gibt.

Die Ölförderung aus Neufundland stammt aus 5 Feldern: Hibernia, White Rose, Hebron, Terra Nova und North Amethyst, obwohl Terra Nova seit Dezember 2019 geschlossen ist. Terra Nova benötigt einige größere Upgrades in Höhe von 600 Millionen US-Dollar, um die Produktion wieder aufnehmen zu können. Im Jahr 2021 wurde eine Vereinbarung getroffen, das Feld neu zu starten, und die Inbetriebnahme ist für Herbst 2022 geplant.

Die Ölförderrate Neufundlands lag von Januar bis Mai 2022 im Durchschnitt bei 245.000 b/d, etwa 5 % der gesamten Ölförderung Kanadas. Das war ein Rückgang von etwa 10 % gegenüber dem gleichen Zeitraum im Jahr 2021. Das Problem mit der Ölförderung Neufundlands besteht darin, dass 4 von 5 ihrer Ölfelder rückläufig sind und die Ölförderung Neufundlands im Allgemeinen auch mit der Hinzufügung von weiter zurückgehen sollte kleinere Felder zur Produktionsbasis.

Daten für die 5 Felder in Neufundland:

Field	Estimated Ultimate Recovery (Gb)	Cumulative Production as of May 31, 2022	Percent Produced
Hibernia	1.990	1.226	61.6
Terra Nova	0.540	0.425	78.7
White Rose	0.487	0.262	53.8
Hebron	0.975	0.186	19.1
North Amethyst	0.075	0.058	77.3

**Daten vom Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board*

***Daten beinhalten Satelliten der Hauptfelder*

Das Hibernia-Ölfeld ist das größte Ölfeld in Neufundland. In den frühen 2000er Jahren produzierte es in der Größenordnung von 200.000 b/d. Bereits 2017 produzierte es in der Größenordnung von 150.000 b/d. Das Hibernia-Feld hatte im Jahr 2021 eine Produktionsrate von 99.100 Barrel pro Tag, 16 % weniger als im Jahr 2020. Das Feld befindet sich in einem Produktionsrückgang und wird im Allgemeinen in Zukunft zurückgehen.

In den frühen 2000er Jahren produzierte das Feld Terra Nova in der Größenordnung von 130.000 b/d. Derzeit produziert es kein Öl, aber das Feld wird diesen Herbst wieder in Betrieb genommen. Es wird interessant sein zu sehen, wie hoch die Produktionsrate ist, wenn die Produktion zurückkehrt.

Das Hauptfeld White Rose begann im November 2005 mit der Ölförderung. Das Hauptfeld ist rückläufig, aber eine geplante Erweiterung der Satellitenfelder wird in naher Zukunft erwartet.

Das Hebron-Feld ist eine relativ neue Ergänzung der Neufundland-Produktion. Es produzierte Ende 2017 sein erstes Öl. Mit einer Produktionsrate von etwa 135.000 Barrel pro Tag ist es jetzt das produktionsstärkste Feld in Neufundland.

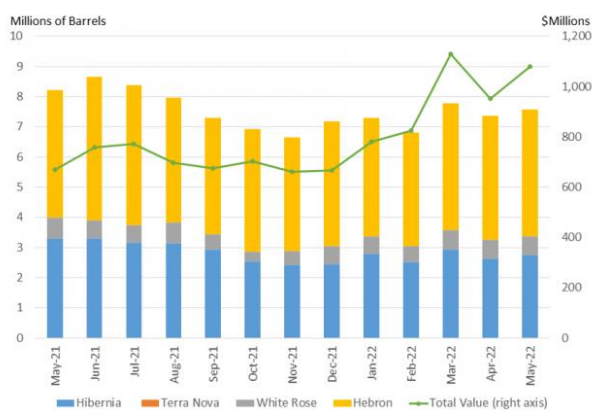


Diagramm der jüngsten Ölförderung aus den Ölfeldern Neufundlands

**Aus dem Internet*

Source: Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, Department of Finance

Mexikanische Ölförderung

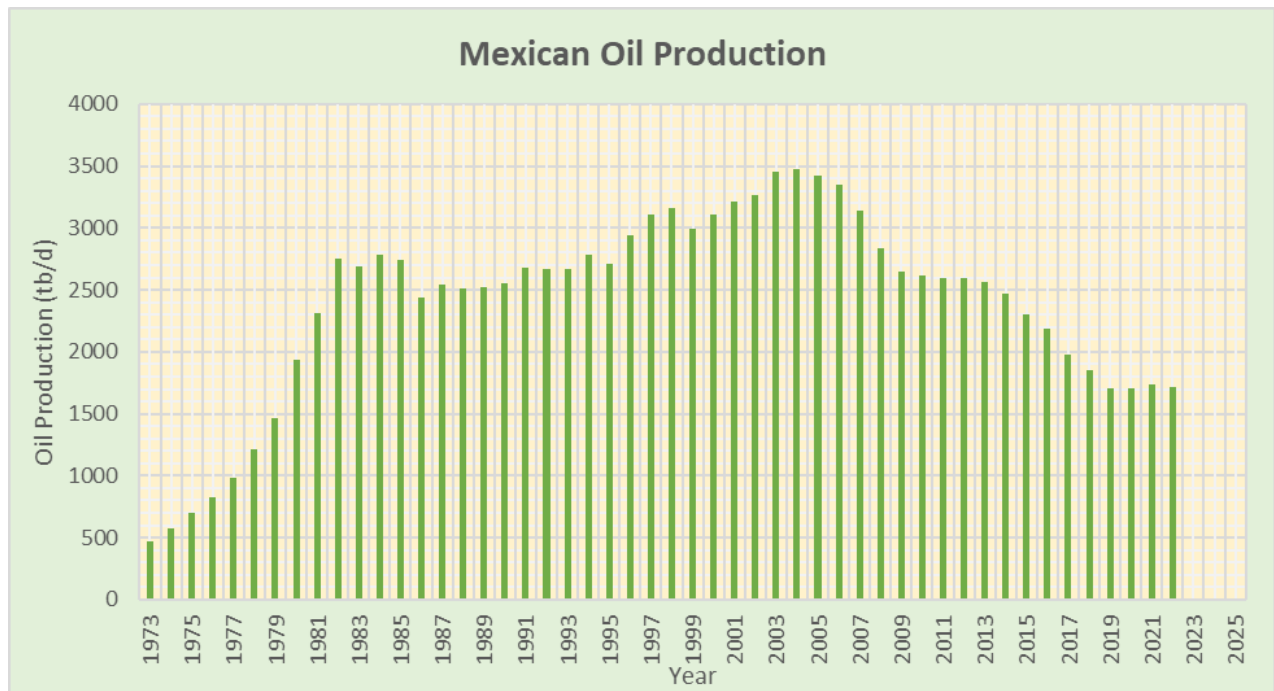


Abbildung 9 ist ein Diagramm der mexikanischen Ölförderung von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Die mexikanische Ölförderung erreichte 2004 mit 3,476 mb/d ihren höchsten Stand. Im Jahr 2021 ging die Produktion auf 1,734 mb/d zurück, was einem Rückgang von 50,1 % gegenüber der Rate von 2004 entspricht. Im ersten Quartal 2022 ging die Produktion auf 1,716 mb/d zurück. Der Rückgang der mexikanischen Ölförderung ist auf den Niedergang der Komplexe Cantarell und Ku-Maloob-Zaap zurückzuführen.

Der Cantarell-Komplex war der erste riesige Ölkomplex in Mexiko, der entwickelt wurde. Es liegt in der Bucht von Campeche. Die Produktionsrate erreichte 2004 mit 2,1 mb/d ein Maximum. Derzeit produziert der Cantarell-Komplex etwa 0,160 Barrel pro Tag, was einem Rückgang von etwa 92 % gegenüber der Produktionsrate von 2004 entspricht.

Um die rückläufige Produktion des Cantarell-Komplexes zu ersetzen, wurde die Produktion für den Ku-Maloob-Zaap-Komplex hochgefahren. Die Produktion erreichte 2010 mit 839.200 b/d und im November 2015 mit 853.000 b/d einen Höchststand. Die Produktionsrate ging im Juli 2019 auf 770.000 b/d und im Jahr 2021 auf 719.000 b/d zurück. Anfang 2022 war die Produktionsrate bis zu ~700.000 b/d.

Fracking hatte keinen nennenswerten Einfluss auf die mexikanische Ölförderung. Es wurde erwartet, dass die staatliche Ölgesellschaft Pemex im Jahr 2021 262 Millionen US-Dollar und im Jahr 2022 788 Millionen US-Dollar für Operationen mit hydraulischem Fracking ausgeben wird. Mexiko hat Schiefervorkommen, von denen das bemerkenswerteste das Burgos-Becken ist, ein Gasvorkommen. Es sieht nicht danach aus, dass die Ölförderung in Mexiko in naher Zukunft ein bedeutender Faktor in der mexikanischen Ölförderung sein wird.

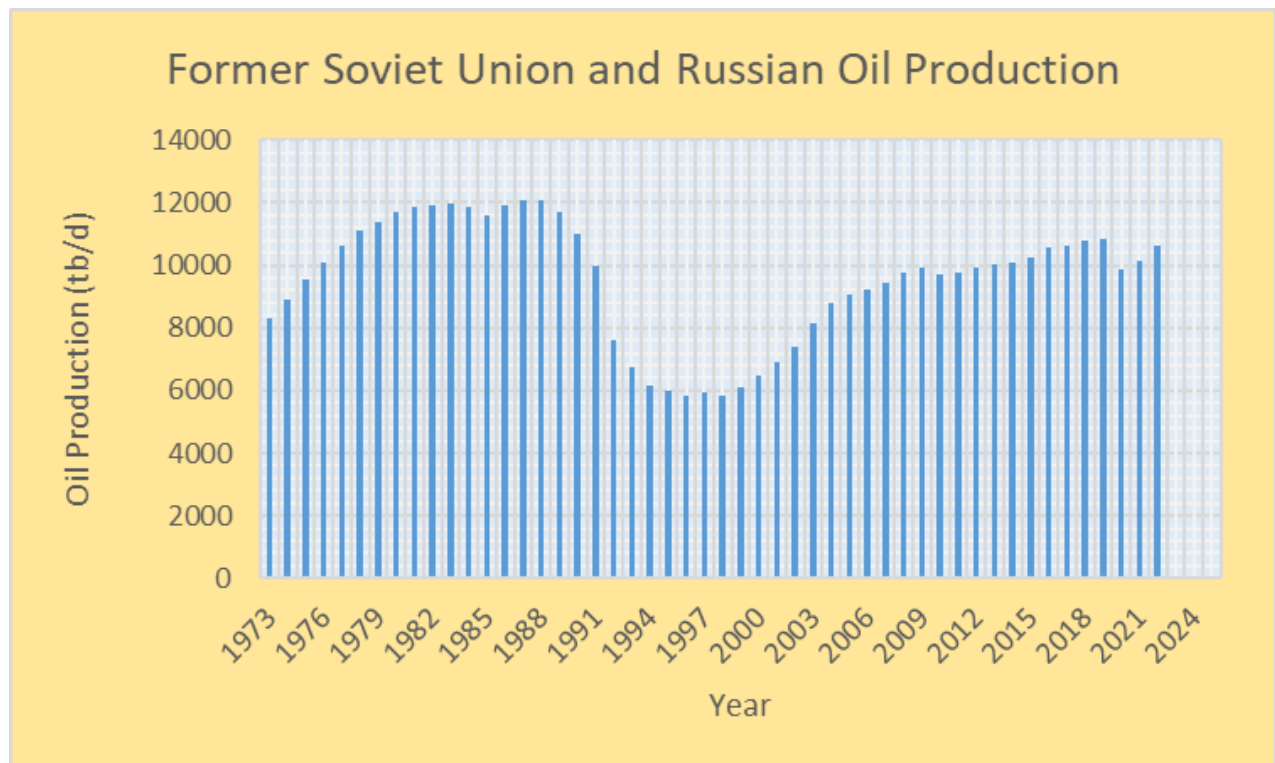
Ich gehe davon aus, dass die mexikanische Ölförderung in den kommenden Jahren allgemein zurückgehen wird. Es gab kürzlich einige Offshore-Ölfunde in Mexiko, aber diese Entdeckungen werden die Entwicklung der mexikanischen Ölförderung nicht ändern, da sie nicht groß genug sind, um etwas zu bewirken.

Was passiert in Bezug auf die Ölförderung in Russland und Asien?

Ölförderung in Russland und Asien

Die Ölförderung in der Region der ehemaligen Sowjetunion (FSU) hat eine lange Geschichte. Die Produktion begann in der zweiten Hälfte des 18. Jahrhunderts um Baku im heutigen Aserbaidschan am Kaspischen Meer. Im 19. Jahrhundert gehörte diese Region zu Russland, sodass die russische Ölförderung im späten 19. Jahrhundert rund um das Kaspische Meer begann. In den späten 1800er Jahren produzierte die Region am Kaspischen Meer ungefähr 30 % des weltweiten Öls. Die Region war vom späten 18. Jahrhundert bis zum Ersten und Zweiten Weltkrieg ein Schauplatz für die Förderung von heißem Öl.

Ölförderung in der ehemaligen Sowjetunion (1973–1991) und Russland (seit 1992)



Historischen Ölförderung für die FSU/Russland von 1973 bis zum ersten Quartal 2022 (die Diagramme in diesem Bericht sind persönlich erstellte Diagramme aus US DOE/EIA-Daten, sofern nicht anders angegeben)

Der größte Teil der Ölproduktion der FSU von den 1970er Jahren bis zum Zusammenbruch der Sowjetunion in den frühen 1990er Jahren stammte aus dem heutigen Russland. 1992, nach dem Zusammenbruch der FSU, produzierte die Region am Kaspischen Meer etwa 10 % dessen, was Russland 1992 produzierte.

Die Produktion aus der FSU erreichte Ende der 1980er Jahre mit über 12 mb/d ihre höchste Rate. Der Zusammenbruch der Sowjetunion Ende 1991 führte in den 1990er Jahren zu einem starken Rückgang der russischen Ölförderung. Ab etwa 2000 nahm die russische Ölförderung zu und lag in den letzten Jahren im Allgemeinen über 10 mb/d, wobei die höchste Rate 10,847 mb/d im Jahr 2019 betrug. Die Produktionsrate im ersten Quartal 2022 betrug 10,618 mb/d.

Russische + Kaspische Meeresregion + ukrainische Ölförderung

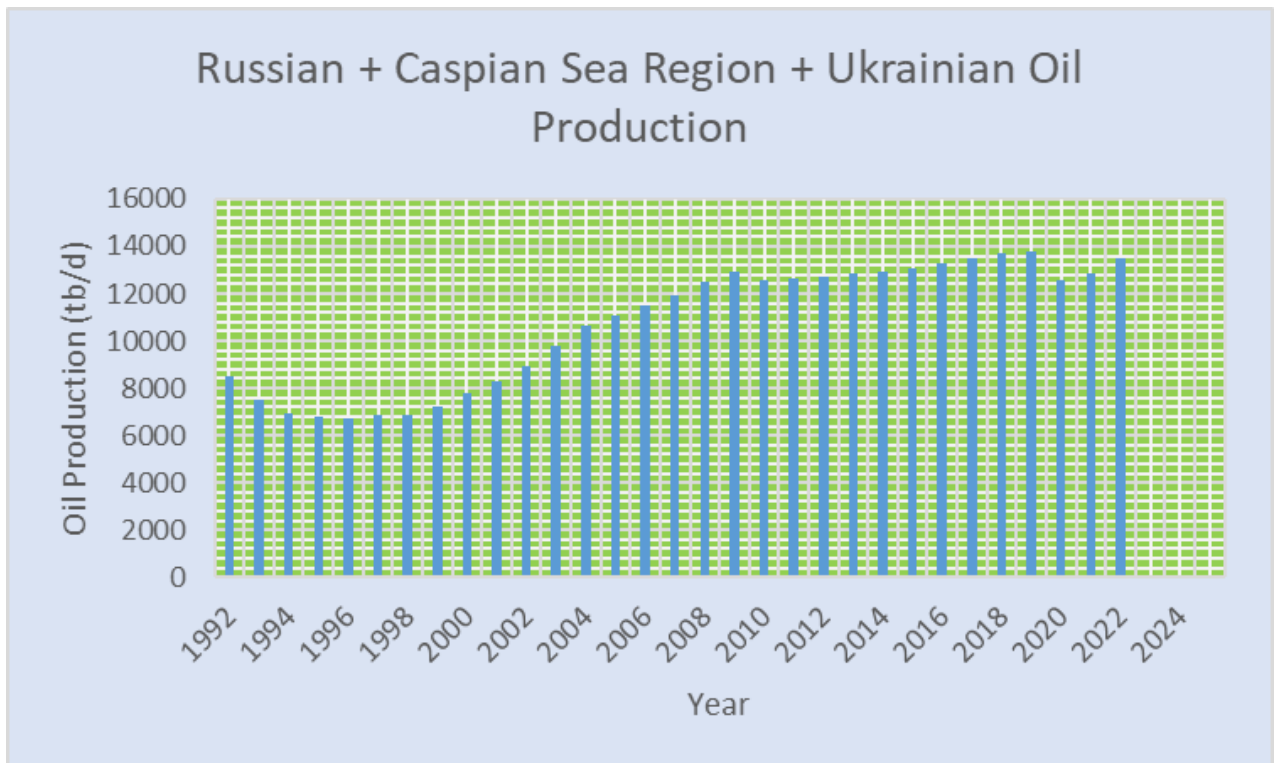
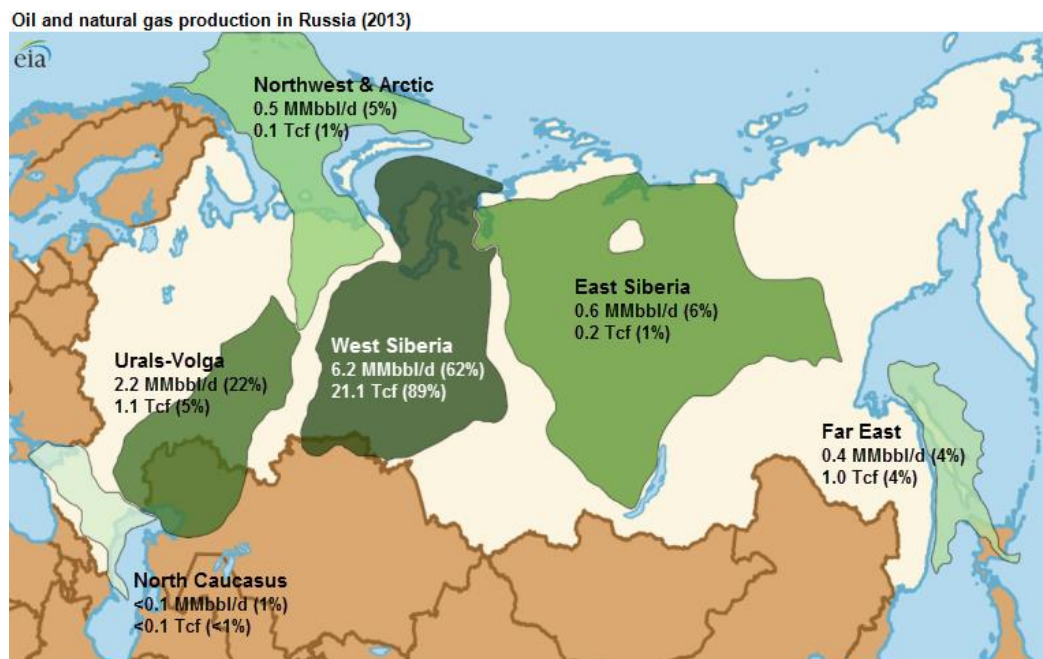


Diagramm der russischen + Kaspischen Meeresregion + ukrainischen Ölproduktion

Wenn die Ölproduktion am Kaspischen Meer und in der Ukraine zur russischen Produktion hinzugerechnet werden, betrug die Gesamtmenge für das erste Quartal 2022 13,47 mb/d. Die Ukraine ist ein kleiner Ölproduzent und produzierte im ersten Quartal 2022 nur mit einer Rate von 27.000 b/d.

Seit etwa dem Jahr 2000 gibt es in ganz Russland eine volle Hofpresse zur Ölförderung. Neben der Ausweitung der Exploration und Produktion in Russland wurden in den letzten Jahrzehnten neue Technologien eingesetzt, um die Ölproduktion zu maximieren.

Es gibt 5 wichtige Ölregionen in Russland: Westsibirien, Ural-Wolga, Timan Petschora (Nordwesten und Arktis), Ostsibirien und Fernost (Gebiet der Insel Sachalin):



In diesen Becken wurden viele Elefantenfelder entdeckt, darunter Samotlor (22 Gb - siebtgrößtes Feld der Welt), Romashkino (16,5-17,2 Gb) und zahlreiche andere. Im Jahr 2013 produzierte das Westsibirische Becken 6,2 mb/d und die Ural-Wolga-Region 2,2 mb/d. Das entsprach 84 % der gesamten Ölförderung Russlands im Jahr 2013.

Das Westsibirische Becken ist nach dem Nahen Osten das zweitreichste Ölbecken der Welt. Die Exploration geht auf die 1950er Jahre und die Produktion auf die 1960er Jahre zurück. Im Jahr 2000 produzierte das Westsibirische Becken etwa 75 % des russischen Öls und Gases. Etwa 60 % der russischen Ölförderung stammen derzeit aus dem Westsibirischen Becken.

Die Ölförderung im Westsibirischen Becken ist in den letzten zehn Jahren aufgrund der Erschöpfung und des steigenden Wasserstands in den Ölreservoirs um etwa 10 % gesunken. Der United States Geological Survey (USGS) hat die endgültige Ölförderung für das Becken auf etwa 200 Gb geschätzt. Beachten Sie, dass die USGS eine Geschichte überhöhter Schätzungen der Ölreserven hat. Wenn überhaupt, würde ich also davon ausgehen, dass die Zahl von 200 Gb auf der hohen Seite liegt.

Die Ural-Wolga-Region wurde in den 1920er Jahren entdeckt und ausgiebig erforscht. Die Produktion erreichte Ende der 1960er bis Anfang der 1970er Jahre mit etwa 1,6 mb/d einen Höhepunkt. Die Produktion ging in den 1990er Jahren auf unter 300.000 Barrel pro Tag zurück, hat sich aber seitdem mit beträchtlicher fortschrittlicher Technologie wieder erholt.

Das Ölfeld Romashkino ist das größte Feld in der Ural-Wolga-Ölregion und hat über 15 Gb Öl produziert. Es hat einen EUR von 16,5-17,2 Gb, also muss noch Öl gefördert werden, aber viel weniger als in der fernen Vergangenheit. Etwa 87-91 % der ursprünglichen Ölmenge wurden gefördert.

In den frühen 2000er Jahren interessierten sich internationale Ölunternehmen für die Erschließung von Öl und Gas in der Region der Insel Sachalin vor der Ostküste Sibiriens. Zwei Projekte: Sachalin I und Sachalin II waren das Ergebnis dieses Interesses. Die Region produzierte 2018 348.000 b/d und in den ersten beiden Monaten des Jahres 2022 258.000 b/d.

ExxonMobil und Shell kündigten Pläne zum Ausstieg aus den Projekten im Mai 2022 aufgrund des Konflikts zwischen Russland und der Ukraine an, der im Mai zu einem erheblichen Rückgang der Ölproduktion führte, insbesondere beim Projekt Sachalin I. Der EUR für die Region wird mit ~2,3 GB angegeben.

Russland hat die Förderung von Tight Oil durch Fracking kaum erforscht. Im Jahr 2019 sagte Wladimir Putin, Russland würde niemals den Fracking-Weg gehen, weil sie es nicht müssen und weil es schlecht für die Umwelt ist. Allerdings arbeitet Gazprom (ein Öl- und Gasunternehmen mit Sitz in Russland) seit 2016 an Horizontalbohrungen und Fracking.

Es scheint, dass ein EUR für Russland von etwa 300 Gb eine vernünftige Schätzung ist. Die kumulierte Ölproduktion für ganz Russland betrug Ende 2021 189,2 Gb oder etwa 63 % von 300 Gb.

Region des Kaspischen Meeres - Die Region des Kaspischen Meeres wurde bereits in den 1990er Jahren zu einem heißen Ölthema, als behauptet wurde, dass die Region über Ölreserven verfügen könnte, die mit denen des Nahen Ostens vergleichbar sind. Ungefähr im Jahr 2000 lieferte das US DOE/EIA eine Schätzung der Ölreserven für die Region des Kaspischen Meeres von 233 Gb.

Das US DOE/EIA erhält seine Reservenschätzungen von der USGS, die, wie ich bereits gesagt habe, tendenziell überhöhte Schätzungen der Ölreserven liefert. Ab 2013 hatte das US DOE/EIA die gemeldete Schätzung der Ölreserven in der Region des Kaspischen Meeres auf 48 Gb förderbares Öl reduziert. Eine Studie des Ölberatungsunternehmens Wood McKenzie aus den frühen 2000er Jahren bezifferte die förderbaren Reserven für die Region auf 39,4 Gb.

Ölförderung aus der Region des Kaspischen Meeres

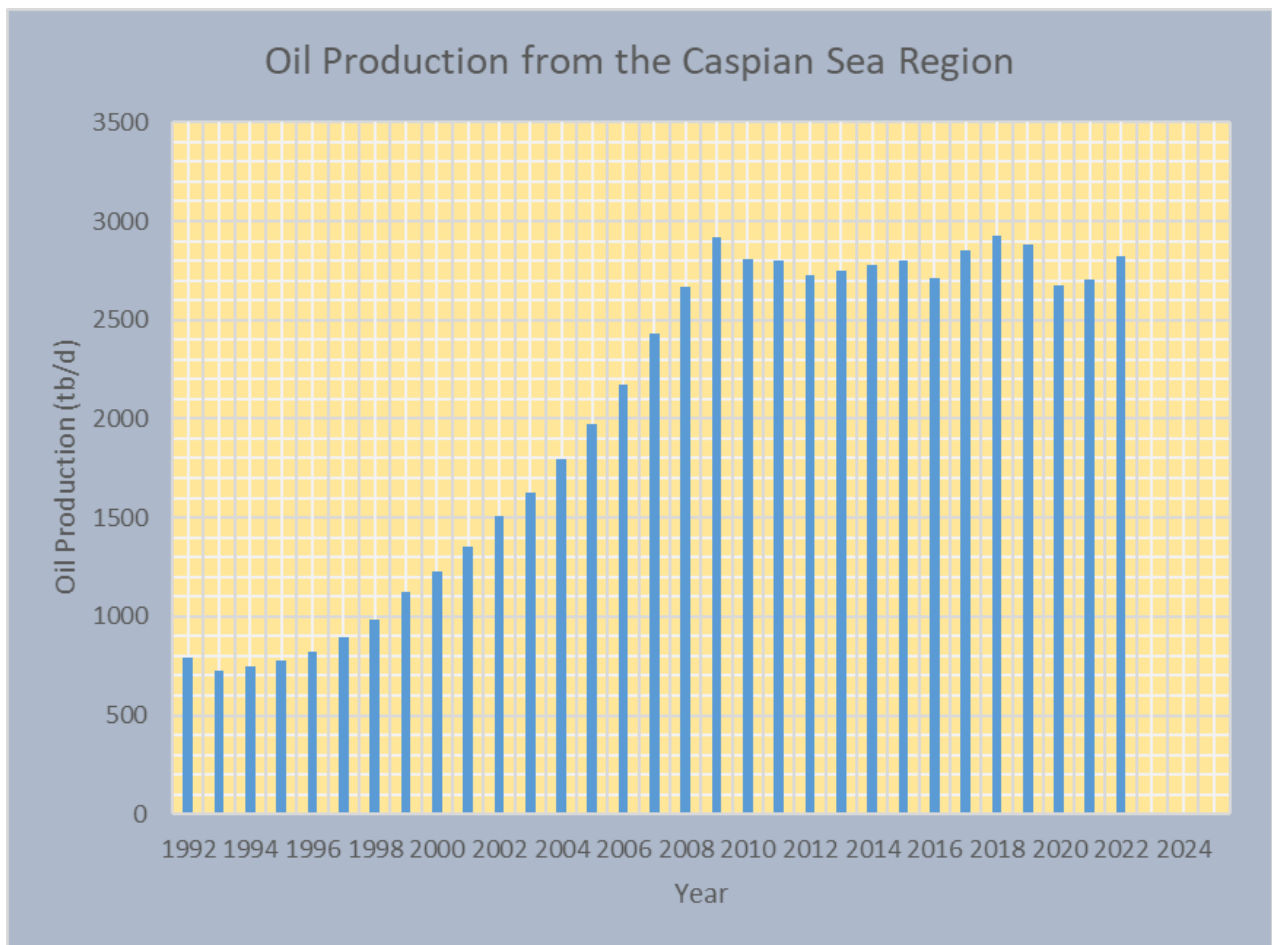


Diagramm der Ölförderung aus der Region des Kaspischen Meeres von 1992 bis zum ersten Quartal 2022
*Zu den Ländern gehören Kasachstan, Aserbaidschan, Usbekistan und Turkmenistan

Der überwiegende Teil der Ölförderung in der Grafik stammt aus Kasachstan und Aserbaidschan. Im ersten Quartal 2022 hatte Kasachstan eine Produktionsrate von 1,903 mb/d und Aserbaidschan eine Produktionsrate von 0,691 mb/d. Wie die Grafik zeigt, stieg die Produktion von den 1990er Jahren bis 2009 ziemlich schnell an und ist seitdem relativ flach geblieben.

Die Ölproduktion aus Usbekistan ist im Allgemeinen seit 1998 von 116.000 b/d auf 35.000 b/d im ersten Quartal 2022 zurückgegangen. Aserbaidschan erreichte 2009 eine Produktionsrate von 1,049 mb/d und ist seitdem im Allgemeinen auf 0,691 mb/d zurückgegangen im ersten Quartal 2022. Turkmenistan hatte in den letzten zehn Jahren eine relativ konstante Ölförderrate von etwa 200.000 Barrel pro Tag (die Förderrate im ersten Quartal 2022 betrug 195.000 Barrel pro Tag). Kasachstans Ölförderung stieg von 0,718 mb/d im Jahr 2000 auf 1,903 mb/d im ersten Quartal 2022, obwohl sich die Produktion seit 2018 auf einem allgemeinen Plateau befindet.

Südostasien

Die Ölförderung in Südostasien wird von der chinesischen Ölförderung dominiert.

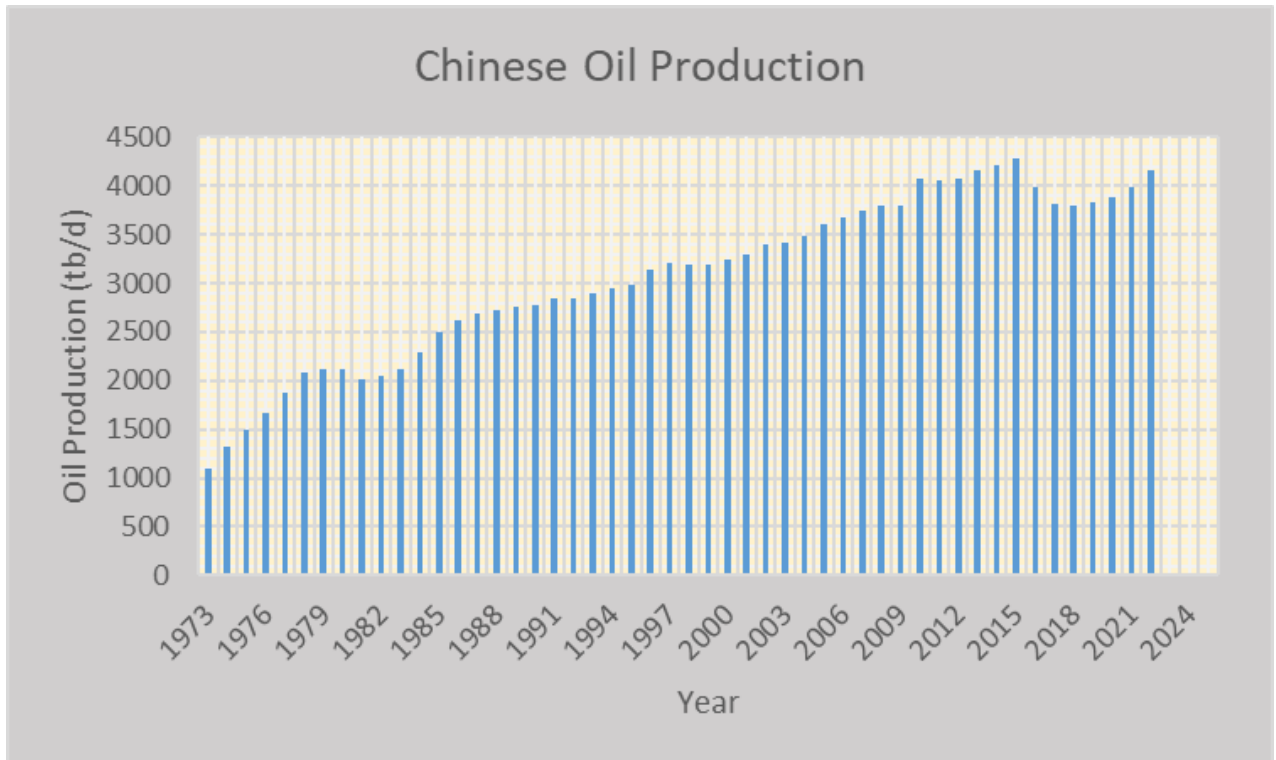


Diagramm der chinesischen Ölproduktion von 1973 bis zum ersten Quartal 2022

Chinesische Ölförderung

Die maximale Ölförderrate für China lag 2015 bei 4,278 mb/d. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 4,152 mb/d. Die Ölförderung in China wird von einigen Ölregionen dominiert, die wie folgt dargestellt sind:

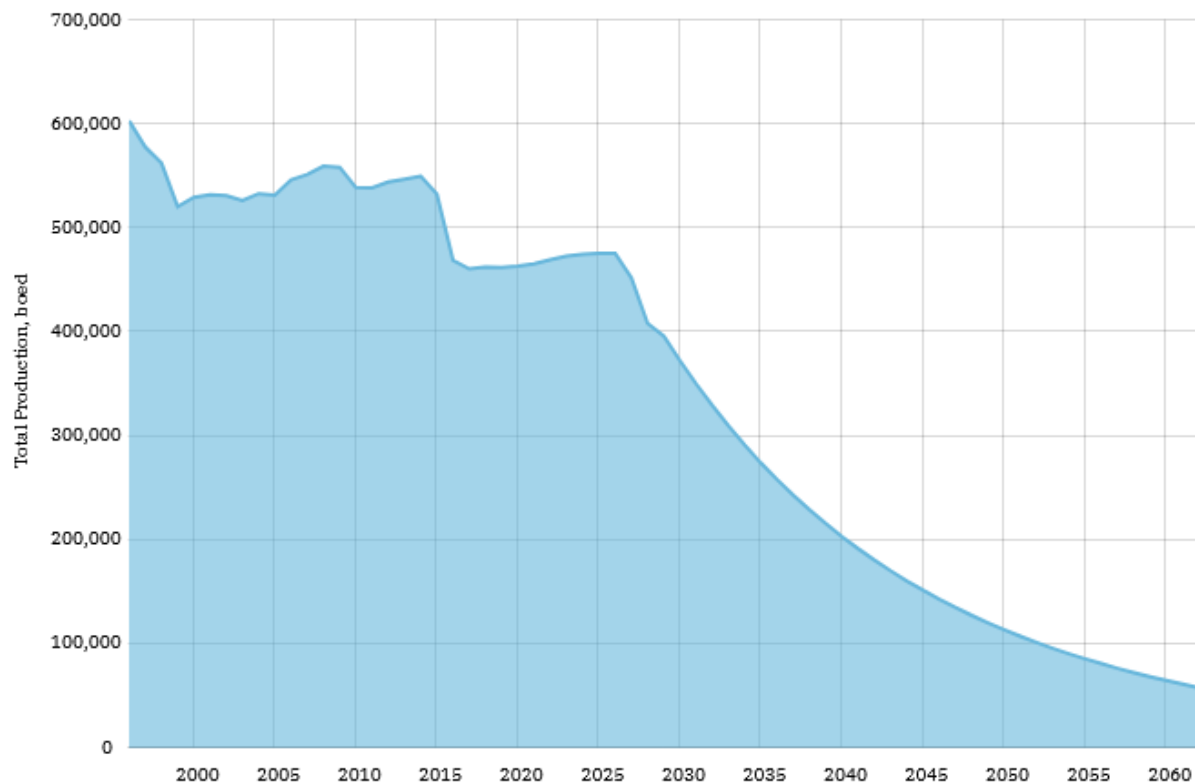


Ölregionen in China* Aus dem Internet

Die Ölförderung in China wurde historisch von der Ölregion Daqing dominiert. Die Medien vermitteln den Eindruck, dass es sich um einen Bereich handelt, aber tatsächlich gibt es viele Bereiche in der Region.

Die Ölproduktion für Daqing erreichte 1976 1 mb/d und blieb bis 2002 über 1 mb/d. 2003 produzierte die Region etwa 970.000 b/d. Im Jahr 2008 war die Produktionsrate für die Region auf 794.000 b/d gesunken. Im Jahr 2021 war die Produktionsrate auf etwa 600.000 Barrel pro Tag zurückgegangen. Es ist eine rückläufige Ölförderregion.

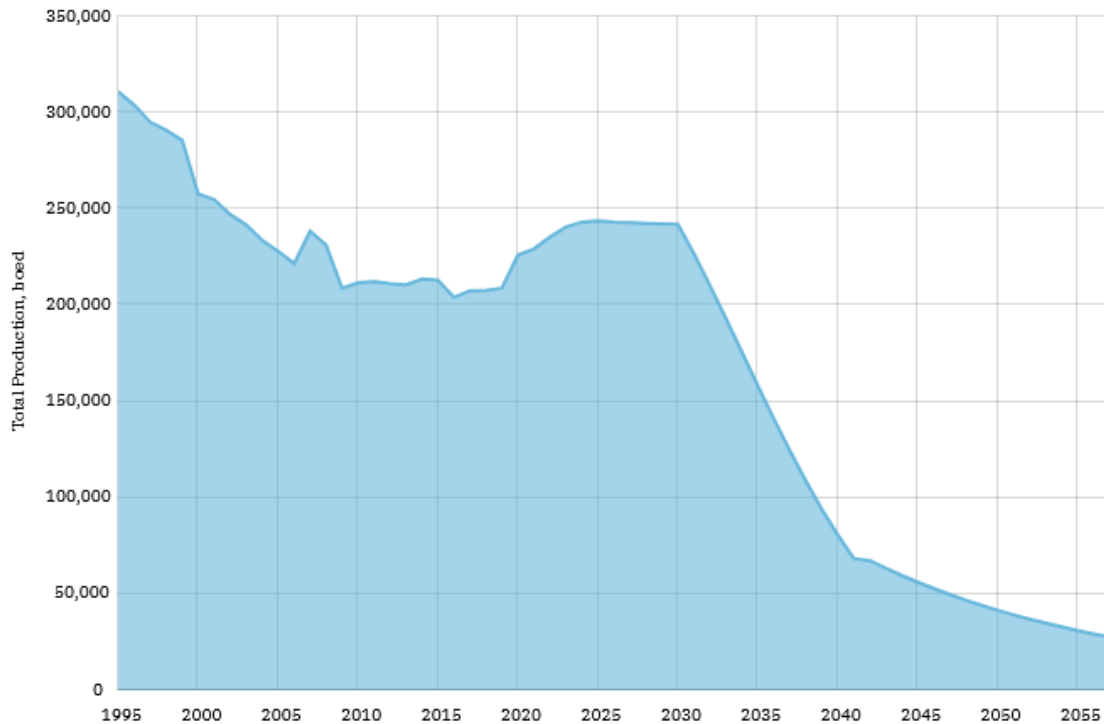
Die Shengli-Ölregion ist die zweithöchste Produktionsregion in China und wurde 1961 entdeckt. Sie enthält auch viele Ölfelder. In den frühen 1990er Jahren erreichte es eine Produktionsrate von etwa 670.000 b/d. Im Jahr 2002 betrug die Produktionsrate 534.302 b/d. Abbildung 7 ist ein Diagramm der historischen und prognostizierten Ölförderung von Shengli:



*Historische Ölförderung für die Shengli-Ölregion und prognostizierte zukünftige Förderung
Aus dem Internet

Medienberichten zufolge wird die Shengli-Ölregion für die Förderung von festem Öl entwickelt.

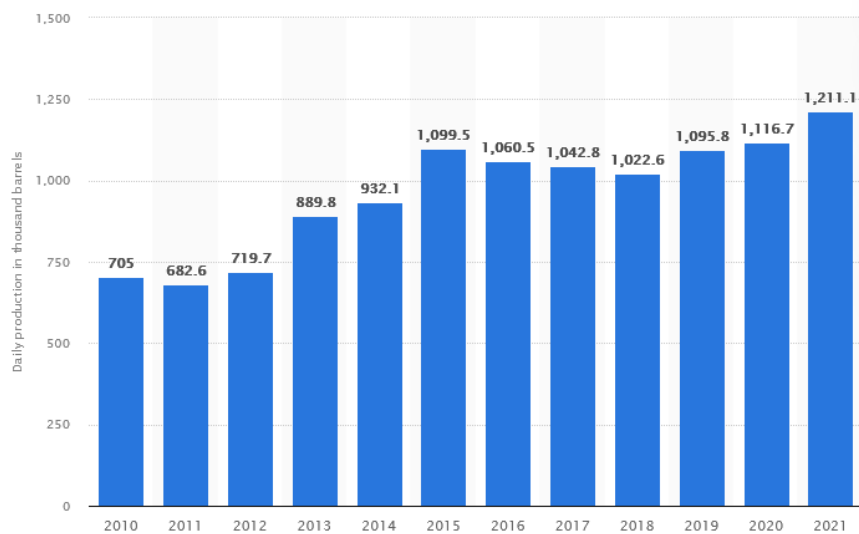
Die Ölregion Liaohe wurde 1968 entdeckt und die Produktion begann 1971. Die Ölförderung der Region erreichte 1995 mit 311.313 b/d ihren Höhepunkt und war bis 2001 auf 277.002 b/d zurückgegangen.



*Diagramm der historischen und prognostizierten Ölförderung von Liaohe
Aus dem Internet

Eine Ölförderregion, die in China in jüngerer Zeit an Bedeutung gewonnen hat, ist die Ölregion Changqing. Es wurde 1971 entdeckt und begann 1975 mit der Ölförderung. Im Zeitraum 2012-2017 produzierte es durchschnittlich etwa 475.000 Barrel Rohöl pro Tag und hat die Produktion offenbar bis heute in dieser Geschwindigkeit fortgesetzt.

China begann in den frühen 1980er Jahren mit der Erschließung von Offshore-Öl, und die Produktion hat in den letzten Jahrzehnten erheblich zugenommen. Die China National Offshore Oil Company (CNOOC) fördert Öl aus dem Bohai-Meer, dem westlichen Südchinesischen Meer und dem östlichen Südchinesischen Meer. Die anschließende Abbildung ist ein Diagramm ihrer Produktion von 2010 bis 2021.



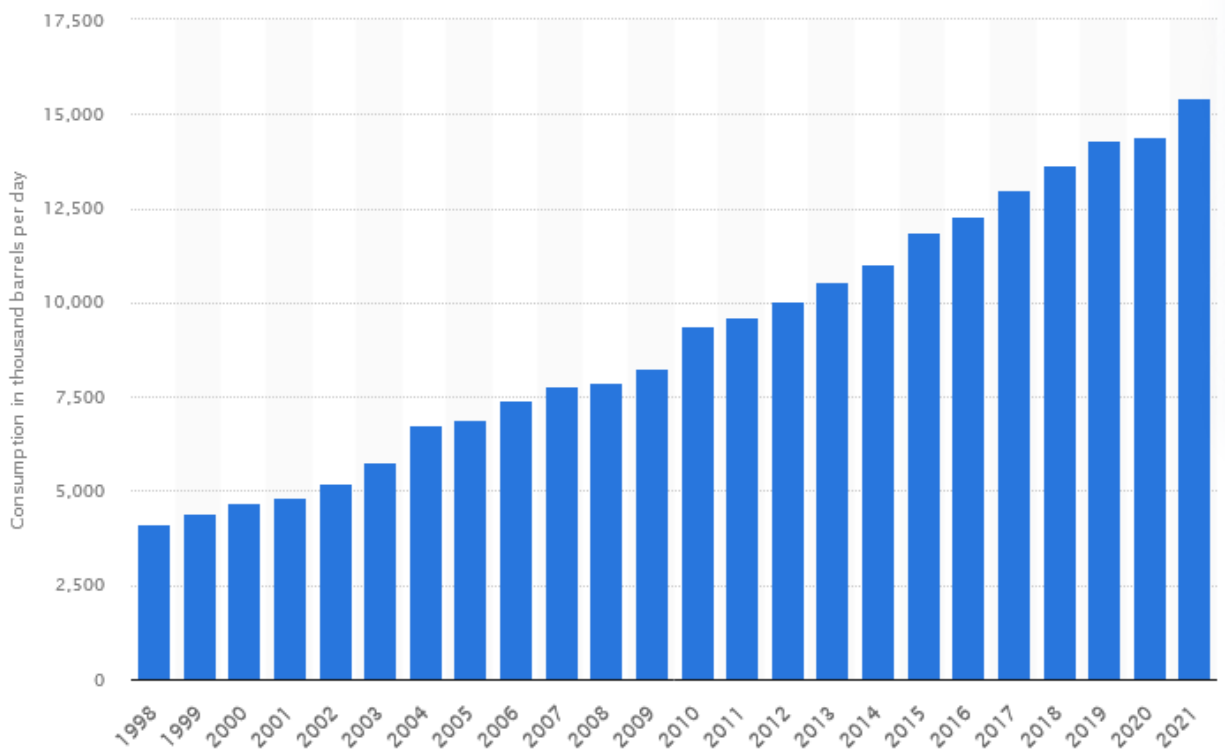
Chinas Offshore-Ölförderung

**Aus dem Internet*

Das CNOOC prognostiziert bis 2030 einen Höhepunkt der Ölförderung. Es ist vernünftig zu erwarten, dass die Offshore-Ölförderung in China ähnlich wie in der Nordsee zurückgehen wird.

China ist stark von Ölimporten abhängig. Aus diesem Grund gibt es einen starken Druck, so viel Öl wie möglich in China zu fördern. Die Ölindustrie in China plant, im Zeitraum 2020-2025 etwa 125 Milliarden US-Dollar für die Ölexploration und -erschließung auszugeben und etwa 118.000 Bohrlöcher zu bohren. Vielleicht kann die chinesische Ölindustrie den Rückgang der Produktion mit extremen Anstrengungen für eine Weile aufhalten, aber es gibt zu viele Regionen in China, in denen die Produktion zurückgeht, um sie lange aufzuhalten.

China hat hinter den USA die zweithöchste Ölverbrauchsrate der Welt:



*Diagramm des historischen Ölverbrauchs Chinas
Aus dem Internet

Im Jahr 2021 verbrauchte China 15,4 mb/d Öl, gegenüber 14,41 mb/d im Jahr 2020. Seit 2019 hat China über 10 mb/d Rohöl importiert, bei weitem die weltweit höchste Rate an Ölimporten.

Ölförderung in Südostasien

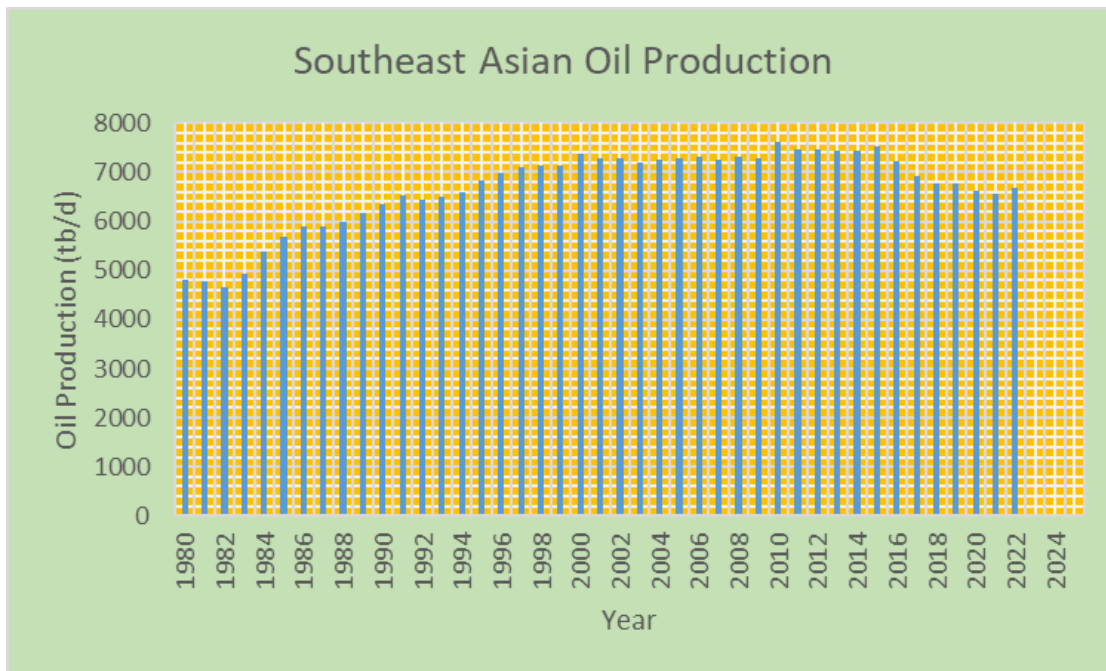


Diagramm der südostasiatischen Ölförderung von 1980 bis zum ersten Quartal 2022
 *Zu den Ländern gehören China, Indien, Indonesien, Australien, Malaysia, Vietnam, Thailand, Burma, Brunei und die Philippinen

Für die Länder in obiger Abbildung erreichte die summierte Ölproduktion im Jahr 2010 ein Maximum von 7,616 mb/d. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktion 6,679 mb/d, eine Differenz von 0,937 mb/d oder 12,3 % gegenüber 2010.

Das einzige Land, das von 2021 bis zum ersten Quartal 2022 einen mehr als unbedeutenden Anstieg der Ölproduktion verzeichnete, nämlich einen Anstieg von mehr als 2.000 b/d, war China mit einem Anstieg von 196.000 b/d. Die meisten Länder verzeichneten von 2021 bis zum ersten Quartal 2022 Produktionsrückgänge, darunter Indonesien, Indien, Australien, Brunei, Thailand, Burma und die Philippinen.

Fünf der folgenden Länder in untenstehender Abbildung sind seit vor 2006 rückläufig: Indonesien, Australien, Brunei, Malaysia und Vietnam.

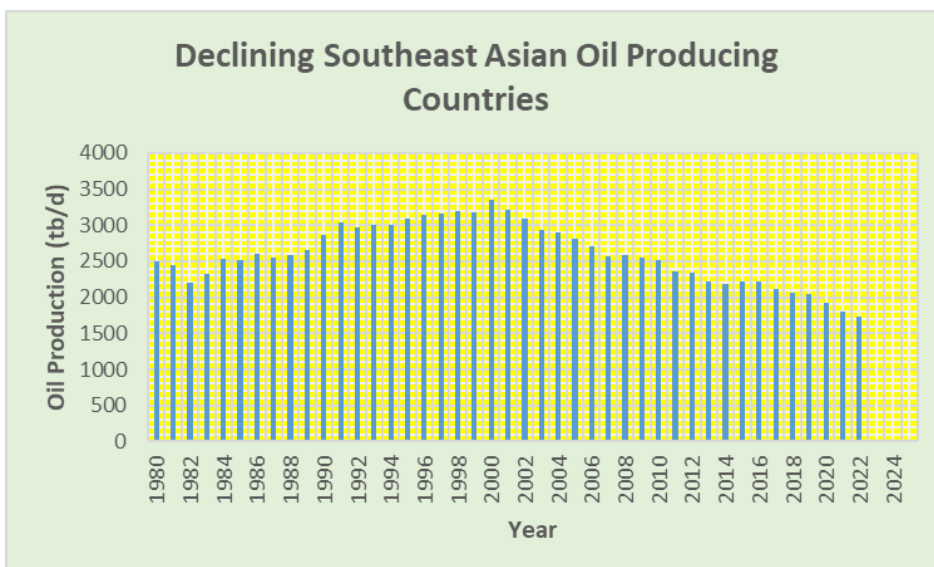


Diagramm der Produktion für diese Ländergruppe von 1980 bis zum ersten Quartal 2022

*Zu den Ländern gehören Indonesien, Australien, Brunei, Malaysia und Vietnam

Die Produktion für die Länder in der obigen Grafik erreichte im Jahr 2000 mit 3,361 mb/d ein Maximum. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 1,739 mb/d, ein Rückgang von 1,622 mb/d oder 48,3 % gegenüber dem Wert des Jahres 2000.

Indische Ölförderung

Abgesehen von den Ländern, die mit dem Diagramm verbunden sind, befindet sich Indien seit 2011, als die Produktionsrate 782.000 b/d betrug, auf einem Abwärtstrend. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate für Indien 606.000 b/d, ein Rückgang von 176.000 b/d oder 22,5 % gegenüber dem Wert von 2011.

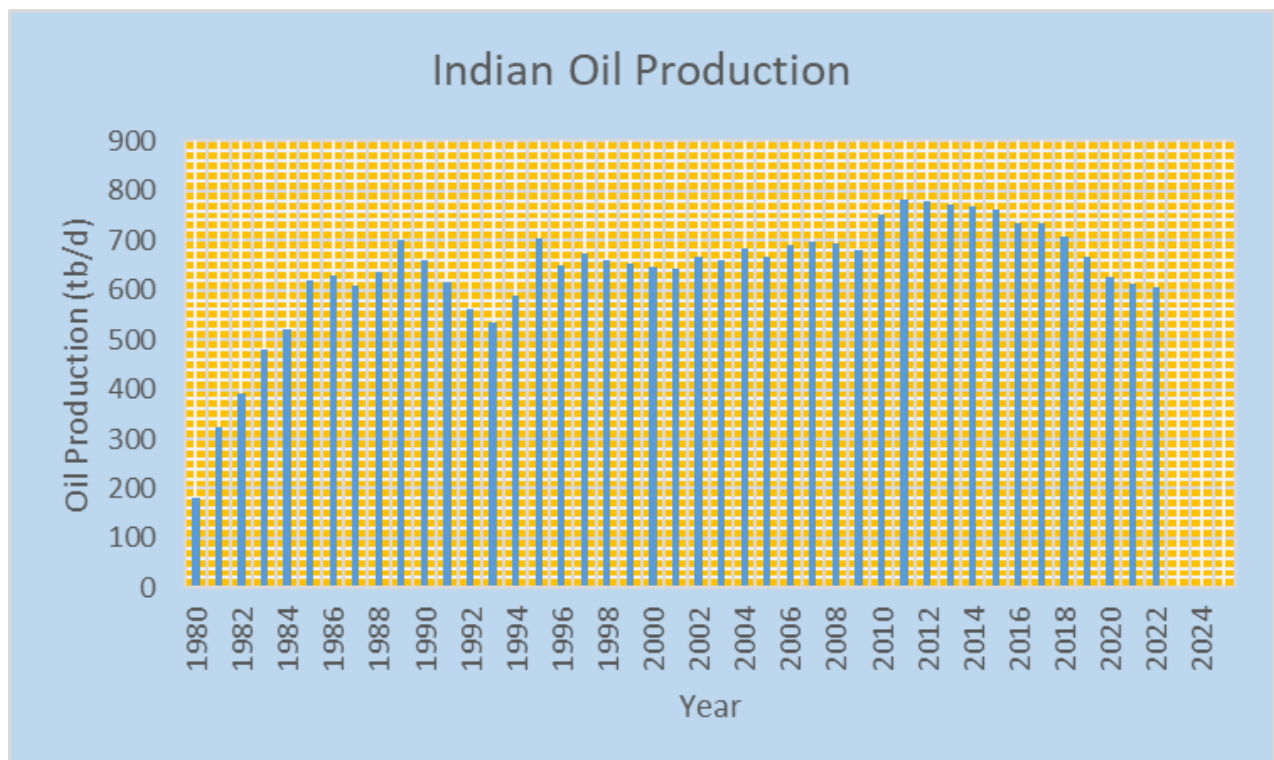


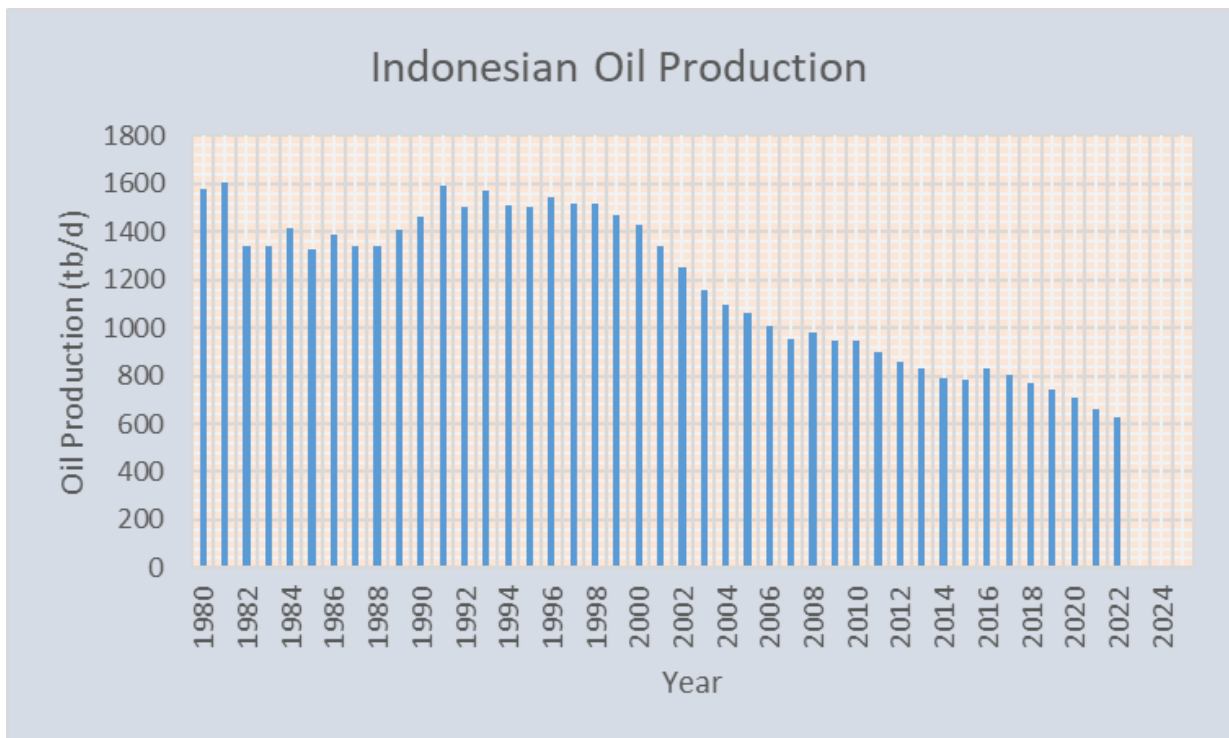
Diagramm der indischen Ölförderung von 1980 bis zum ersten Quartal 2022

Ein beträchtlicher Prozentsatz der inländischen Ölproduktion Indiens stammte im Laufe der Jahre aus dem Bombay High-Feld, das heute als Mumbai High-Feld bezeichnet wird. Im November 2009 produzierte es 347.197 b/d oder etwa 50 % der gesamten Ölförderung Indiens in diesem Monat. Bis 2020 ging die Produktion aus dem Feld Mumbai High auf etwa 170.000 Barrel pro Tag zurück. Ohne neue Quellen für die Ölförderung in Indien wird Indiens Ölförderung weiter zurückgehen, da das Feld Mumbai High zusammen mit anderen Feldern in Indien abnimmt.

Indonesische Ölförderung

Indonesien hat eine lange Geschichte der Ölförderung mit der Entdeckung von Öl im Jahr 1883. Seit etwa 1950 stammt ein Großteil der indonesischen Ölförderung aus zwei großen Feldern: Duri und Minas. 1974 produzierte das Minas-Feld 420.356 b/d. Bis 2001 ging die Produktion auf 126.316 b/d zurück. Das Duri-Feld erreichte 1994 eine Produktionsrate von ungefähr 300.000 Barrel pro Tag. Derzeit produziert es mit einer Rate von ungefähr 185.000 Barrel pro Tag.

Indonesiens Ölförderung erreichte 1977 ein Maximum von 1,69 mb/d. Indonesien befindet sich seit Ende der 1990er Jahre auf einem ziemlich stetigen Abwärtstrend, wie folgende Abbildung zeigt:



**Die Daten für 2022 beziehen sich auf das erste Quartal*

Im Jahr 1996, einem jüngeren Produktionshöhepunkt, produzierte Indonesien 1,547 mb/d Öl. Im ersten Quartal 2022 produzierte es 0,628 mb/d, ein Rückgang von 59,4 % im Vergleich zur Ölförderrate von 1996. Indonesien ist ein Land im Niedergang, wenn es um die Ölförderung geht.

Australische Ölförderung

Australien verzeichnet seit dem Jahr 2000 einen allgemeinen Rückgang der Ölförderung.

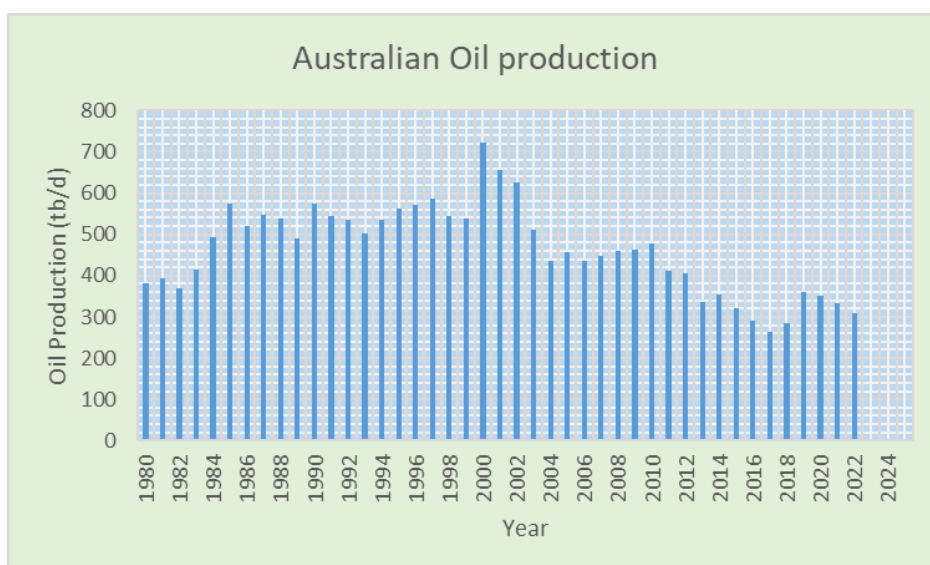


Diagramm der australischen Ölförderung von 1980 bis zum ersten Quartal 2022

Australien erreichte im Jahr 2000 eine Produktionsrate von 722.000 b/d. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 310.000 b/d, ein Rückgang von 412.000 b/d im Vergleich zur Produktionsrate des Jahres 2000 oder 57,1 %.

Ölfirmen betreiben aktiv Fracking-Bohrungen in Australien, aber es hat sich nicht in einer erhöhten Ölproduktion niedergeschlagen. Es scheint, dass ein Großteil der Fracking-Aktivitäten mit Erdgas verbunden ist.

Malaysische Ölförderung

Ein weiteres Land, das in den letzten Jahren einen Niedergang erlitten hat, ist Malaysia.

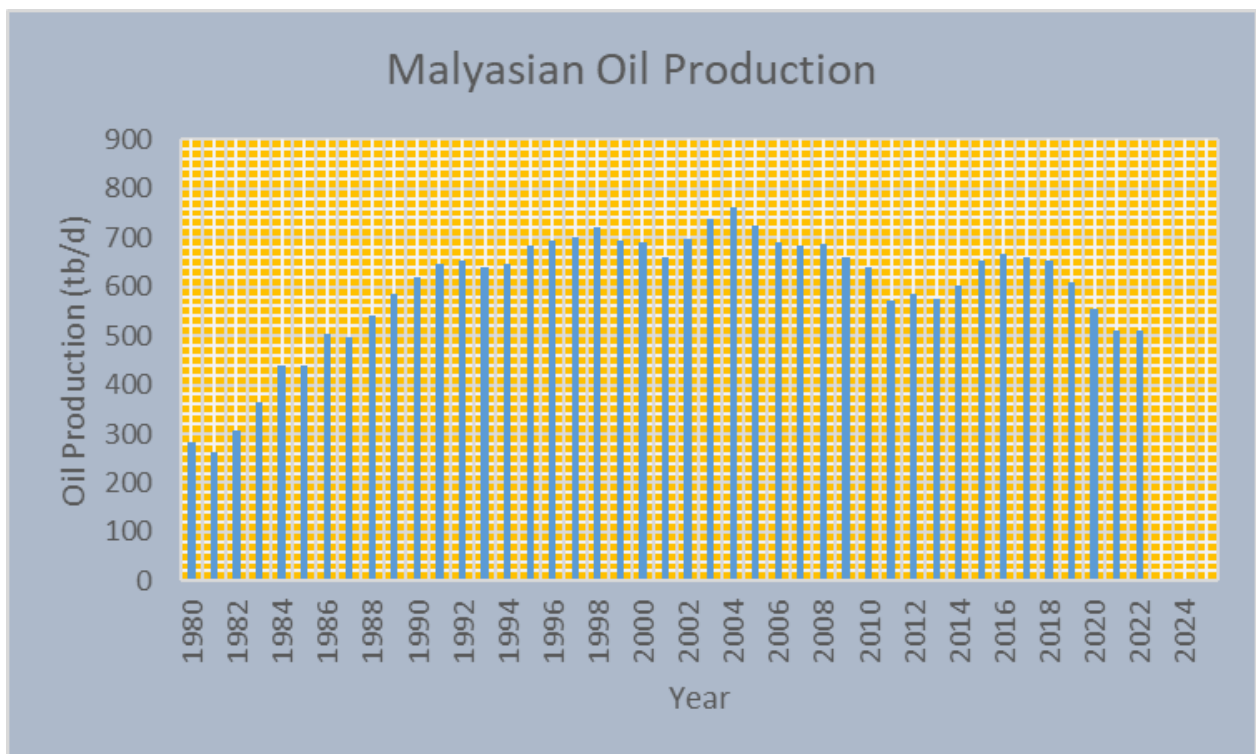


Diagramm der malaysischen Ölförderung von 1980 bis zum ersten Quartal 2022

Der jüngste Höhepunkt der malaysischen Ölförderung ereignete sich 2016, als die Förderrate 667.000 b/d erreichte. Im ersten Quartal 2022 betrug die Produktionsrate 512.000 Barrel pro Tag, was einem Rückgang von 23,2 % gegenüber der Produktionsrate von 2016 entspricht.

Fazit

Die wichtigsten Ölregionen der Welt wurden in diesem Bericht hervorgehoben. Hoffentlich wurden genügend Beweise vorgelegt, um zu argumentieren, dass es in zahlreichen Regionen der Welt ernsthafte Probleme mit der Ölverknappung gibt und dass eine erhebliche Wahrscheinlichkeit besteht, dass die globale Ölproduktion vom Maximum 2018 weiter zurückgeht und in den kommenden Jahren möglicherweise ziemlich schnell zurückgehen wird. Ich erwarte auch in Zukunft einen deutlichen Aufwärtsdruck auf die Ölpreise.

Roger Blanchard