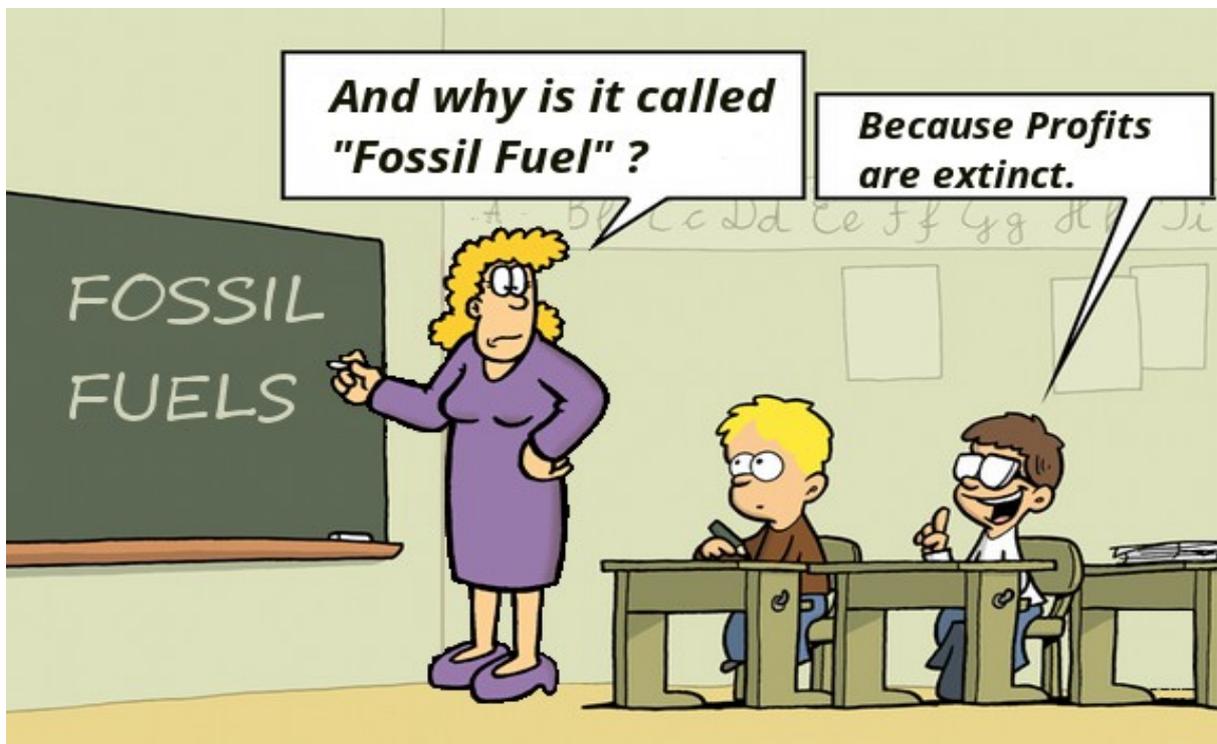


Weshalb fällt der mittlere Rohölpreis seit 2008 ? oder: Thermodynamik der Ölförderung

Autor: Berndt Warm

30. Januar 2020
Version 0.80



Inhaltsverzeichnis

1 Ölpreisverlauf seit 2008.....	3
2 Ölförderung und Thermodynamik.....	4
3 Thermodynamik: Temperatur der Erdkruste.....	5
4 Zeitlicher Anstieg der Erdöl-Förderenergie.....	6
5 Plausibilitätsprüfung.....	8
6 Rohölpreis und Rohölproduktion.....	9
7 Das ETP Modell.....	10
8 Alles fällt: Ölpreis, Ölproduktion, Autoproduktion.....	11
9 Folgerungen.....	11
10 Anhang.....	13
10.1 Ölförderung.....	13
10.1.1 Ghawar.....	13
10.1.2 Bakken.....	14
10.2 Eigenschaften der Erdkruste.....	15
10.2.1 Thermische Relaxationszeit.....	16
10.2.2 Vertikaler Temperaturverlauf in der Erdkruste.....	16
10.2.3 Reservoirtemperaturen.....	17
10.3 Rohölförderung.....	19
10.3.1 Weltweite Rohölförderung.....	19
10.3.2 Wasser-Anteile bei Rohölförderung.....	20
10.4 Thermodynamik.....	21
10.4.1 Temperaturgleichgewicht und Entropie.....	21
10.4.2 Arbeitsaufwand zur Temperaturänderung.....	23
10.5 Ölförderung und Entropieänderung.....	24
10.6 Die ETP-Gleichung.....	25
10.7 ETP-Gleichung für eine einzelne Ölquelle.....	28
10.8 ETP-Gleichung für die Weltölförderung.....	32
10.9 Begriffe.....	33
10.10 Formelzeichen.....	34
10.11 Referenzen/Endnoten.....	36

1 Ölpreisverlauf seit 2008

Ölpreis (WTI) als Funktion der Zeit

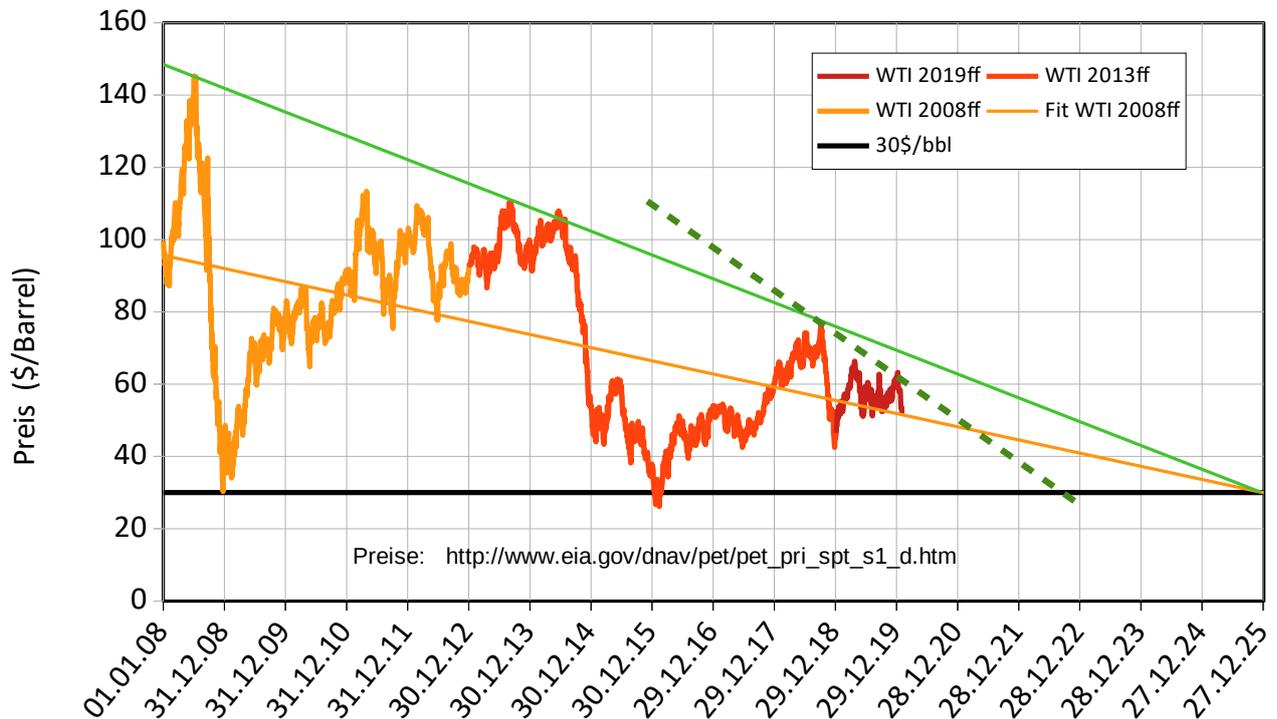


Abbildung 1: Ölpreisverlauf

Der Rohölpreis fällt seit 2008 [1], die Maxima (Fall: 6,5 \$/Jahr) genauso wie der Mittelwert (Fall: 3,6 \$/Jahr). Der Fall ist im letzten Jahr schneller geworden (Fall: ~10\$/Jahr). Der Effekt ist in der Öffentlichkeit wenig beachtet; er widerspricht der allgemeinen Annahme, bei Verknappung von Rohöl müsste es teurer werden.

Der Effekt ist nicht durch Shale-Oil, nicht durch Trump, nicht durch Überangebot bedingt, sondern durch Physik. Der Effekt ist nicht vom Zufall verursacht, sondern durch ein Naturgesetz, den zweiten Hauptsatz der Thermodynamik.

Wenn der Ölpreis den Wert von 30 \$/Barrel längere Zeit unterschreitet, werden Ölquellen in großem Maßstab geschlossen werden. Nach Abbildung 1 ist das in den Jahren 2022 bis 2025 zu erwarten. Die Fortsetzungen der grünen und orangen Geraden treffen dann die 30\$-Linie.

2 Ölförderung und Thermodynamik



Abbildung 2: Ölfeld in Wietze bei Celle, Lüneburger Heide, 1912

Rohöl befindet sich in Reservoirs in Tiefen von mehreren hundert bis ca. 3000 Metern. Wird ein Reservoir gefunden und angebohrt, kommt das Rohöl manchmal aufgrund des Drucks durch im Öl gelöstes Gas von alleine aus der Erde. Nach relativ kurzer Zeit hat sich der Druck abgebaut, und das Öl wird mittels Pumpen an die Oberfläche befördert (Abbildung 2). Beim weltgrößten Ölfeld Ghawar in Saudi-Arabien wird seit 1951 gefördert, und ab 1958 wurde Gas zur Aufrechterhaltung des Drucks ins Feld injiziert. Seit 1964/65 wird in Ghawar Meerwasser injiziert, um den Druck im Feld aufrecht zu erhalten (siehe Kapitel 10). Seit über 60 Jahren kommt dort das Rohöl nicht von allein aus der Erde, sondern wird mit Technologie und unter Energieaufwand gefördert. Da sich das Feld allmählich erschöpft, steigt der Aufwand.

Beim Energieaufwand für die Ölförderung denken viele nur an die potentielle Energie, die zum Heben des Öls notwendig ist. Der erste Denkfehler dabei ist: Es ist theoretisch gar keine potentielle Energie notwendig, da gleichzeitig eine Wassersäule nach unten drückt. Denkfehler zwei: Da das Wasser eine höhere Dichte hat, müsste es das Öl sogar aus der Erde herausdrücken, ein kontinuierlicher Erdölstrom müsste existieren, der sogar zur Energiegewinnung nutzbar sein müsste. Nicht nur das, da das Öl wärmer als die Erdoberfläche ist, könnte man mit der Ölwärme noch eine zweite Quelle zur Energiegewinnung nutzen. Tatsache ist, dass Rohöl nicht von allein aus der Erde kommt, sondern zur Ölförderung sehr viel Energie eingesetzt wird, die als Abwärme endet.

Ölförderung ist aber nicht nur das Bewegen von Erdöl nach oben, durch die Bewegung kommt es zu einem zweiten Effekt: Die Temperaturverteilung der Erdkruste ändert sich. Und die Temperaturänderung verlangt viel mehr Energieaufwand, als die Bewegung der Massen.

In diesem Report geht es um die Temperaturänderung der Erdkruste infolge der Ölförderung.

Es geht nicht um im Förderprozess nötige Einzelenergien, deren Ermittlung und Addition.

Technologiefortschritte, die durch zusätzlichen Energieaufwand bisher unzugängliches Öl auch förderbar machen, haben keinen Einfluss auf die Temperaturverteilung, sind deshalb nicht extra zu betrachten.

Aus der Sicht der Thermodynamik kann man den Prozess der Ölförderung als einen irreversiblen Prozess betrachten. (Eine kurze Einführung in die Thermodynamik gibt Fuchs in [3], im Rahmen dieses Aufsatzes ist eine Einführung zu aufwendig.)

Der erste Hauptsatz der Thermodynamik, die Energieerhaltung, reicht nicht aus, den Förderprozess zu beschreiben. Abwärme, Reibungsverluste und Entropiezunahme werden mit dem zweiten Hauptsatz beschrieben.

Da das Rohöl nicht von allein aus der Erde kommt, ist klar, dass kein natürlicher Prozess vorliegt. Natürliche Prozesse sind immer mit einer Zunahme der Entropie ohne zusätzliche Energiezufuhr von außen verknüpft.

Andersrum betrachtet: Es reicht nicht aus, dem Rohöl den Weg an die Oberfläche zu ebnet, indem man ein schön breites Förderrohr zum Reservoir verlegt. Das Rohöl kommt nicht von alleine raus, es bleibt unten. Offensichtlich ist es so, dass die Entropie des Systems größer ist, wenn das Öl unten bleibt, und abnimmt, wenn es herauskommt. Nur mit externer Energiezufuhr ergibt sich ein Gesamtsystem, in dem die Entropie zunimmt.

3 Thermodynamik: Temperatur der Erdkruste

In der Erde hat sich seit Millionen von Jahren ein Temperaturgleichgewicht eingestellt [2]. Das relative warme Erdinnere ist im Temperaturgleichgewicht mit der relativ kalten Erdkruste. Wenn Wärme durch Transport von Öl nach oben gebracht wird, verändert sich das Gleichgewicht mit allen Konsequenzen, die für das Ändern eines Gleichgewichts gelten.

Erdölförderung verändert das Temperatur-Gleichgewicht durch den Transport von Wärme an die Erdoberfläche, siehe Abbildung 3. Die Erdoberfläche erwärmt sich, das Erdinnere kühlt durch Wasserzufuhr ab. Die Abkühlung folgt aus dem Energieerhaltungssatz, denn die Wärme muss irgendwo herkommen. Unten im Erdinnern entsteht kein Vakuum, Wasser muss nachfließen und ist an der Abkühlung beteiligt [18]. Energie (genauer Exergie) ist zur Veränderung nötig [3][4]. Der Betrag der notwendigen Exergie entspricht genau der bewegten Wärmemenge.

Der zweite Hauptsatz der Thermodynamik sagt aus, dass die Energie zur Temperaturänderung mit externen Quellen aufgebracht werden muss. [6]

Je mehr Wärme verschoben wird, desto höher die notwendige Exergie. Der Exergieaufwand steigt mit jedem Barrel. Wird neben Erdöl auch Wasser gefördert, erfordert dessen mitgeführte Wärme zusätzlichen Exergieaufwand. Dieser Exergieaufwand muss irgendwann so hoch wie der nutzbare Energieinhalt des Barrels werden, oder noch höher.

Die exakte Berechnung der Förderenergie befindet sich im Anhang dieses Berichts.

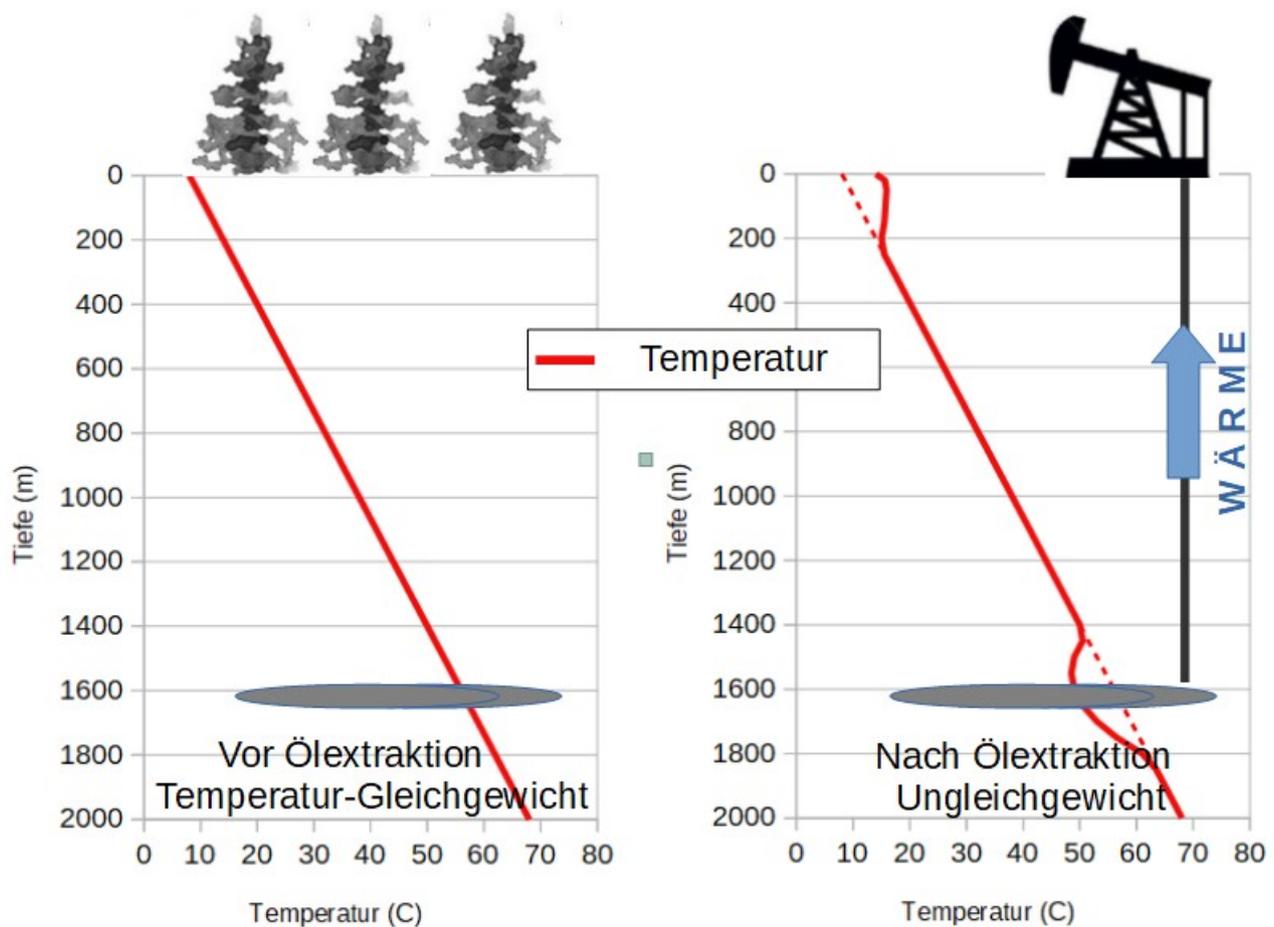


Abbildung 3: Links: Temperatur der Erdkruste im Gleichgewicht, rechts nach Ölförderung, schematische Darstellung. Die lokale Temperaturänderung im rechten Bild kann sich über weite Bereiche verteilen, je nach Art der Ölförderung und Wasserzufuhr. Bei Wasserinjektion ändert sich die Temperatur nur in der Nähe des Feldes.

4 Zeitlicher Anstieg der Erdöl-Förderenergie

In Abbildung 4 ist die thermodynamisch berechnete notwendigen Förderenergie als Kurve dargestellt. Die detaillierte Berechnung wird im Anhang gezeigt. Die gezeigte Kurve zum Energieaufwand entspricht nicht der allgemein üblichen Betrachtungsweise, die nur die potentielle Energie berücksichtigt, sie ist viel umfassender.

Der Energieaufwand pro gefördertem kg (bzw. Barrel) steigt im Lauf der Zeit. Im Jahre 2022 wird er so groß, wie es dem praktisch nutzbaren Energieinhalt des Erdöls entspricht. 2029 wird er so groß, wie es dem theoretisch nutzbaren Energieinhalt entspricht. 87% der Rohölprodukte sind Treibstoffe und werden nur als Energielieferanten genutzt [6]. Wenn die Förderenergie in etwa so groß wird wie der Energieinhalt des Barrels, wird Erdölförderung sinnlos. Die Weltwirtschaft wird dann kein Öl mehr nutzen, und der Preis des Barrels wird sich dann 0,0 Dollar nähern [7].

Der exakte Zeitpunkt des Nulleintritts ist nicht berechenbar, da er z.B. wird durch Einsatz anderer Energieformen (Kohle, Gas) beeinflusst wird [8][9], die Wasseranteile der Förderung ungenau bekannt sind, Bohrlochtiefen unterschiedlich, usw.

Ölförderenergie, berechnet aus Zweitem Hauptsatz

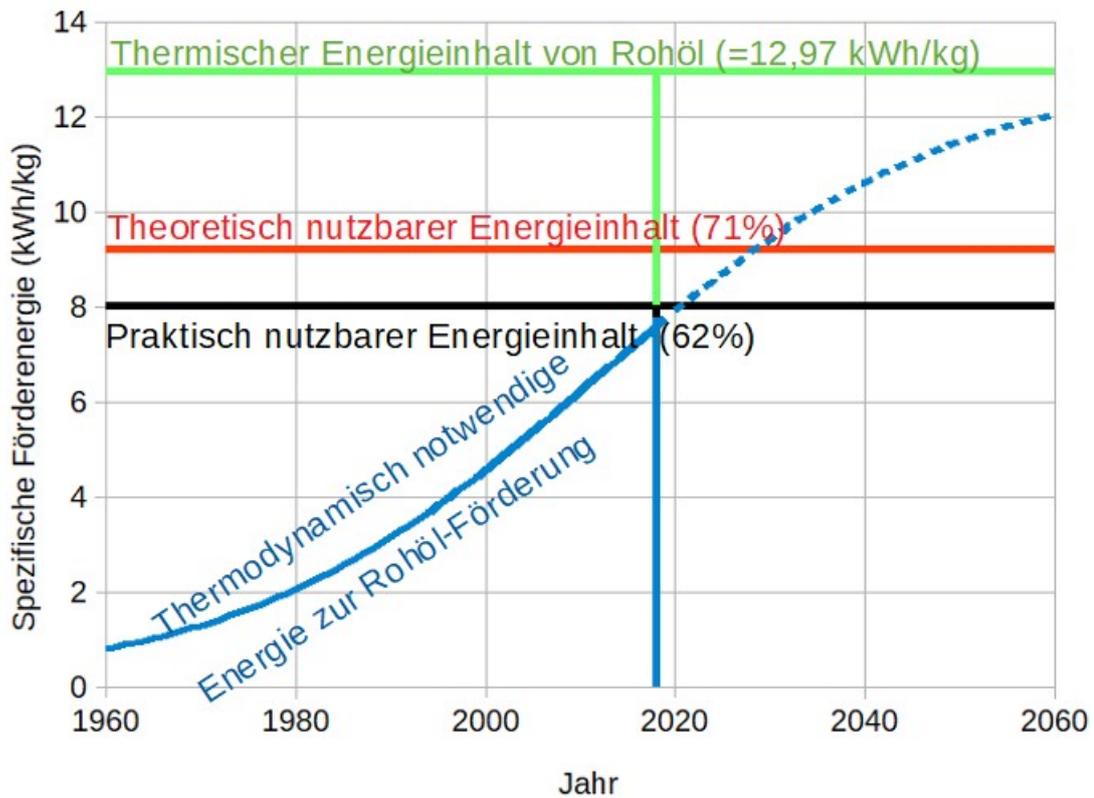


Abbildung 4: Thermodynamisch bestimmter Energieaufwand pro kg zur Erdölförderung

Aus der realen Preiskurve pro Barrel kann man aber das Ende des Ölzeitalters abschätzen.

Die reale Preiskurve fällt seit 2008, und sagt das Ende für 2022 bis 2025 voraus !

5 Plausibilitätsprüfung

Jeder, der Abbildung 4 das erste mal sieht, kann sich derartig hohe Energiemengen nicht vorstellen. Man muss berücksichtigen, dass diese Energiemenge für den gesamten Förderprozess von der Erkundung über die Förderung, Raffinieren, Lagern und Verteilen an Tankstellen gilt.

Es ist alles andere als einfach, alle tatsächlich anfallenden Energiemengen (Inputenergie) für die Erdölförderung zu bestimmen. Eine Unmenge an Daten ist erforderlich, viele Daten können nicht einmal geschätzt werden. (Wieviel von der Ausbildung eines Stahlarbeiters, der Pipelinerohre herstellt, muss man anrechnen ?)

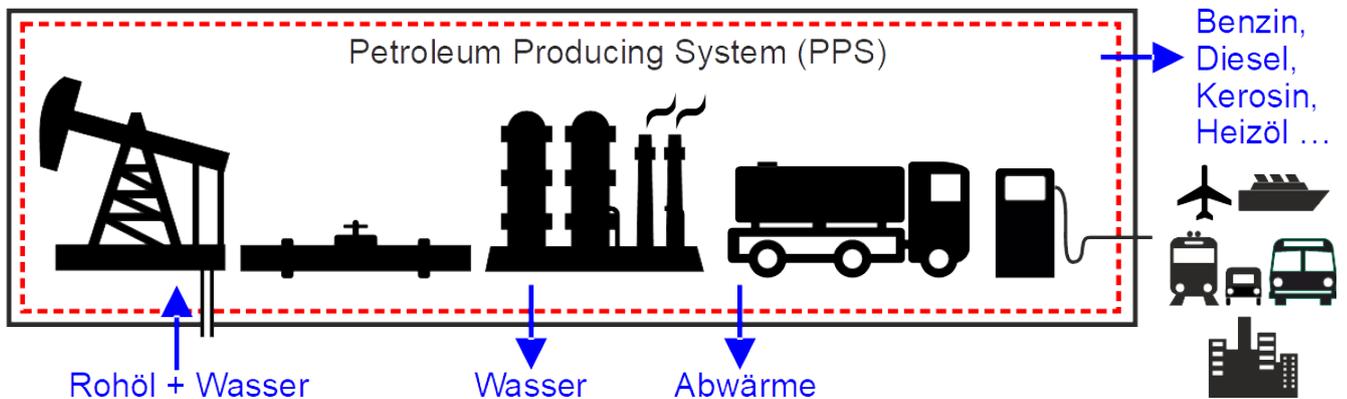


Abbildung 5: Schematische Darstellung der an der Ölproduktion beteiligten Bereiche

Man kann die Arbeitsbereiche der ölverarbeitenden Industrie (PPS) wie folgt einteilen:

- a) Ölerkundung
- b) Ölbohrung und -produktion
- c) Transport, Lagerung
- d) Raffinieren
- e) Auslieferung
- f) Unterstützende Industrien

Eine eigene Schätzung für die Energieaufwände des PPS im Jahr 2015 ergab:

- a) Ölerkundung: Keine Daten vorhanden; kann von Ölförderern bei finanziellen Schwierigkeiten auf Null gesetzt werden. Annahme: 1%
- b) Ölbohrung und -extraktion: Aus dem EROI von 9:1 ([16] Hall) folgt: ~11 % der (thermischen) Energie der Rohöls wurden 2015 für die Ölextraktion verwendet.
- c) Transport, Lagerung: Keine Daten vorhanden; Annahme 1%
- d) Raffinerien: Auswertung der Daten der EIA ergab für den Energieverlust [16].
Energie der Masseströme Input, Output: 13 % Verlust
Biokraftstoffe, Blender, Wasserstoff haben einen höheren Inputwert als es dem reinen Brennwert entspricht: zusätzliche 3% Verlust
Bitumen und Kunststoffrohmaterial (Naphta) zählen nicht als Energieoutput: 13% Verlust
Aufwand für Personal, Wartung und Abfallentsorgung (Annahme): 2%
- e) Auslieferung: Keine Zahlen vorhanden. Annahme: 5%
- f) Unterstützende Industrien: Keine Zahlen vorhanden. Annahme: 4%

Die Summe der Verluste sind nach dieser Schätzung: $1\%+1\%+11\%+31\%+5\%+4\%=53\%$

und damit schon im Jahr 2015 nahe am Grenzwert von 62% für den nutzbaren Energieanteil des Erdöls. Die thermodynamisch bestimmte Kurve in Abbildung 4 ist somit plausibel.

6 Rohölpreis und Rohölproduktion

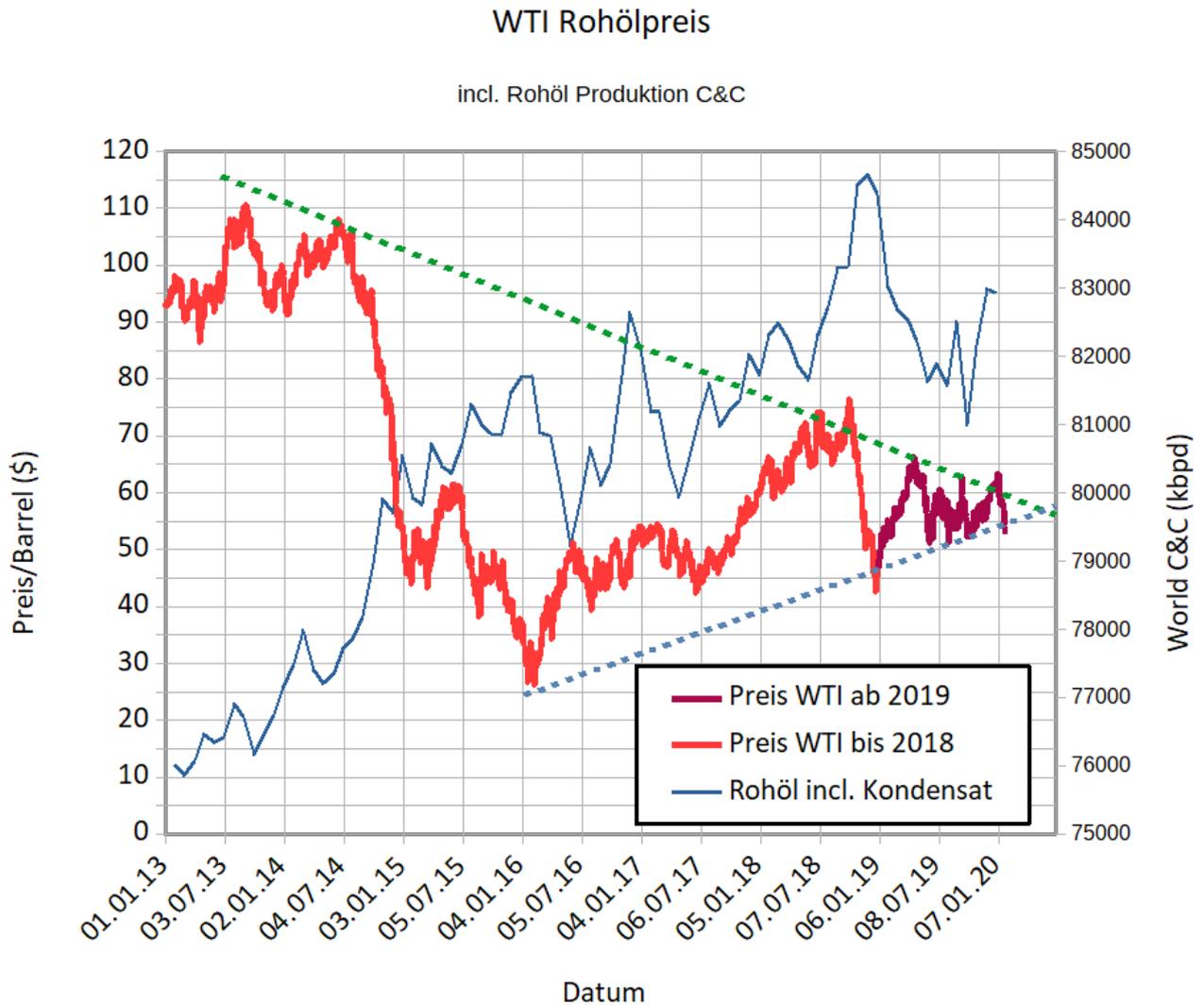


Abbildung 6: Rohölpreis und Rohölproduktion. Hier ist die Crude&Condensate Produktion eingezeichnet, die im Gegensatz „All Liquids“ kein NGPL, keine Biotreibstoffe und keinen „Refinery Gain“ enthält.

Im November 2018 gab es ein Maximum der Ölproduktion (blaue Linie in Abbildung 6), seither fällt sie. Auch der Ölpreis fällt. Selbst der Angriff auf die saudischen Ölanlagen und die folgenden Produktionseinschränkungen haben den Ölpreis nur kurzzeitig angehoben. Der steigende Energie- und Kostenaufwand der Ölproduktion kann von der Weltwirtschaft nicht mehr bezahlt werden.

Die fallenden Ölpreise führen zu Zweifel, dass die Ölproduktion den Maximalwert wieder erreichen kann. Die globale Rezession drückt auf den Ölpreis. Niedrige Ölpreise lassen Ölförderer die Investitionen zurückfahren.

Im Kontrast dazu braucht z.Bsp. Saudi-Arabien zur Finanzierung des Staatshaushalts einen Ölpreis von etwa 80 \$/Barrel [10]. Um dieses Preisniveau zu erreichen, hat Saudi-Arabien nur die Möglichkeit, die OPEC+ zu überreden, die Ölproduktion zu verringern [11]. Siehe auch Abbildung 8.

7 Das ETP Modell

Die Auswirkung der Thermodynamik auf die Ölproduktion wurde zuerst von der Hills Group erkannt. Diese Vereinigung von Beratern für die Ölindustrie hat das ETP-Modell [12] erstellt. Die Internetseite der Verfasser ist leider nicht mehr zugänglich.

Das ETP-Modell wurde auf Betreiben der Ölindustrie niemals anerkannt. Ebenso hatten viele Anhänger der Klimabewegung Gegenargumente aus Angst vor politischer Diskussion [13].

Mit meinem heutigen Kenntnisstand halte ich das ETP-Modell erst recht für zutreffend.

Das Modell macht zwei wesentliche Aussagen, basierend auf dem zweiten Hauptsatz:

Der mittlere Ölpreis muss fallen.

Der Ölpreisverfall wird in wenigen Jahren zum Einstellen der Ölförderung führen.

Eine ebenfalls vorhergesagte Bankrottwellen von Ölförderern ist bisher nicht eingetreten [15].

Der Verfall der Preise existiert, wenn auch mit ca. zwei Jahren Verzögerung zur ursprünglichen Preiskurve. Die Hauptursache ist meiner Meinung nach, dass der Einsatz anderer Energiequellen zur Ölförderung die eingesetzte Energie verbilligt. Da sich der für Förderung eingesetzte Energiemix seit vielen Jahren kaum ändert, ist nur eine kurze Verzögerung möglich.

Die Reduktion der geförderten Mengen ist heute erkennbar (siehe Abbildung 6). In dieser Abbildung sind zwei Linien eingezeichnet: Die gestrichelte grüne Linie verbindet die Maxima der Ölpreise, die gestrichelte blaue Linie die Minima. Die grüne Linie zeigt die Preise, die die Weltwirtschaft maximal für Rohöl zahlen kann. Die blaue Linie steht für die Preise, die Ölförderer unbedingt brauchen, um ihre Kosten zu decken.

Beide Linien treffen sich ca. im April 2020.

Ab diesem Zeitpunkt muss die OPEC+ Quellen schließen, und die Ölproduktion in Barrel/Tag stark reduzieren, wenn meine Interpretation stimmt.

Aus dem ETP-Modell ergibt sich, dass die Ölförderung nicht endet, wenn kein Öl mehr da ist, sondern wenn die Ölförderung sich energetisch nicht mehr lohnt. Nicht die Geologie beendet das Ölzeitalter, sondern die Thermodynamik. Merkbar wird es für die Weltwirtschaft als wirtschaftliches bzw. finanzielles Problem. Ökonomen werden später sagen, das Ölzeitalter ging zu Ende, weil sich die Ölproduktion finanziell nicht mehr lohnte.

8 Alles fällt: Ölpreis, Ölproduktion, Autoproduktion

Aus dem steigenden Energieaufwand sind wirtschaftliche Probleme insbesondere für die ölverbrauchende Infrastruktur erwartbar, d.h. zuerst für die PKW-Industrie. Die Probleme sind existent, wie die folgenden Diagramme zeigen.

Die Abbildungen 7,9 und 10 haben folgenden Aufbau:

Die x-Achse ist jeweils das Produkt aus dem monatlichen Mittelwert des Ölpreises (Brent) mit der monatlichen Welt-Ölförderung (Crude und Condensate)[14]. Das sind die Gesamtkosten, die die Welt für Öl aufbringt. Die y-Achse stellt den Mittelwert der PKWs über die letzten 12 Monate dar. Der Mittelwert wurde gewählt, da Autoverkäufe und produktion von Monat zu Monat stark schwanken. Abbildung 8 ist ähnlich, aber da nur jährliche Zahlen aus Saudi-Arabien vorliegen, entfällt die Mittelung.

Die Autoverkäufe in China (Abbildung 7) zeigen deutlichst, wie in Zeiten niedriger Ölpreise die Verkäufe steigen, und bei hohen Ölpreisen einbrechen. Der Einbruch begann Anfang 2018 und setzt sich bis heute fort.

Das Diagramm für Saudi-Arabien zeigt, wie Autoverkäufe dort bei hohen Ölpreisen ansteigen, bei niedrigen Ölpreisen werden weniger Autos verkauft. Der Verlauf ist das genaue Gegenteil von China. Auch Saudi-Arabien ist in wirtschaftlicher Schieflage. China ist in Schieflage, weil Rohöl zu teuer ist, Saudi-Arabien, weil Öl zu billig ist.

Die deutsche Autoproduktion begann Mitte 2018 einzubrechen (Abbildung 9). Interessanterweise sind die Verkaufszahlen an PKW in Deutschland bis heute nicht von der Krise beeinflusst (Abbildung 10).

Ähnliche Rückgänge der Autoverkäufe gibt es außer in China in: Indien, Mexico, Argentinien, Brasilien u.a. Kaum Rückgang der Verkaufszahlen gibt es bis heute in USA und Deutschland.

Elektroautos sind in China vom Rückgang noch stärker betroffen wie Verbrenner (Wegfall von Steuererleichterungen). Das Problem für die PkV-Produktion ist nicht, dass der Treibstoff fehlt, sondern dass die Energie fehlt. Die Zeit der energetisch ineffizienten Fortbewegung ist vorbei.

Die Diagramme 7, 9 und 10 zeigen, dass nicht nur Erdölproduzenten betroffen sind, sondern auch die ölverbrauchende Infrastruktur.

Verkauf von Motor-Fahrzeugen in China

gegen Gesamtkosten des Rohöls

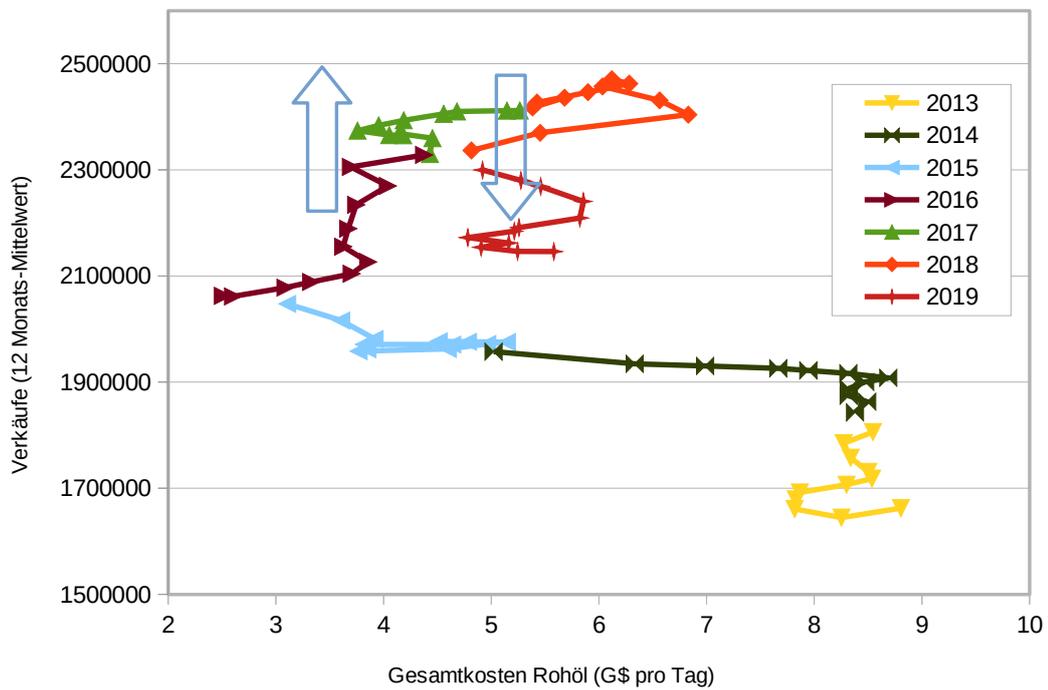


Abbildung 7: Autoverkäufe in China bis Dezember 2019 . Quelle: CEICDATA

Jährliche Kraftfahrzeug Verkäufe

Saudi Arabien 2007-2018

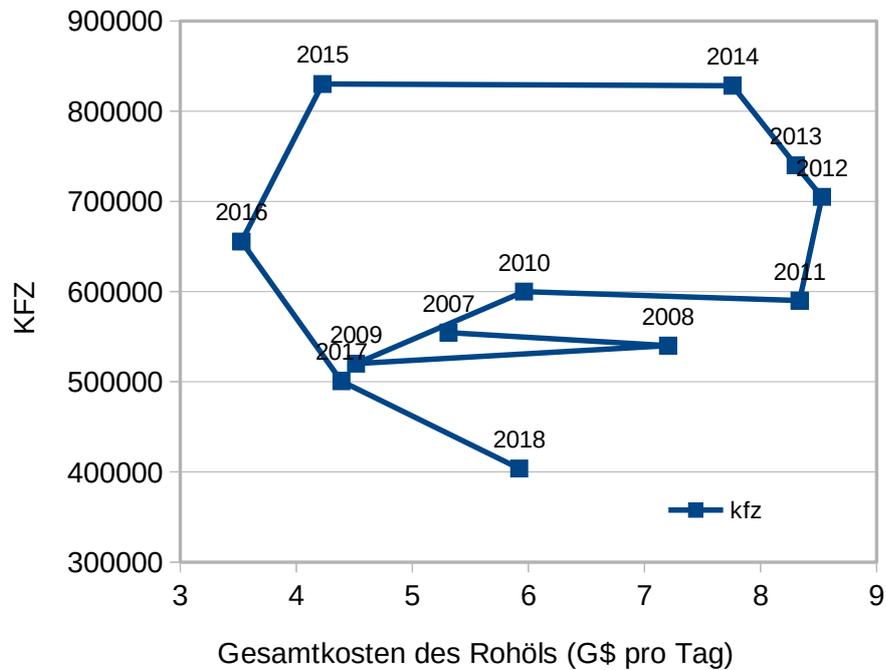


Abbildung 8: Autoverkäufe Saudi-Arabien, Quelle CEICDATA

PKW Produktion in Deutschland

gegen Gesamtkosten des Rohöls

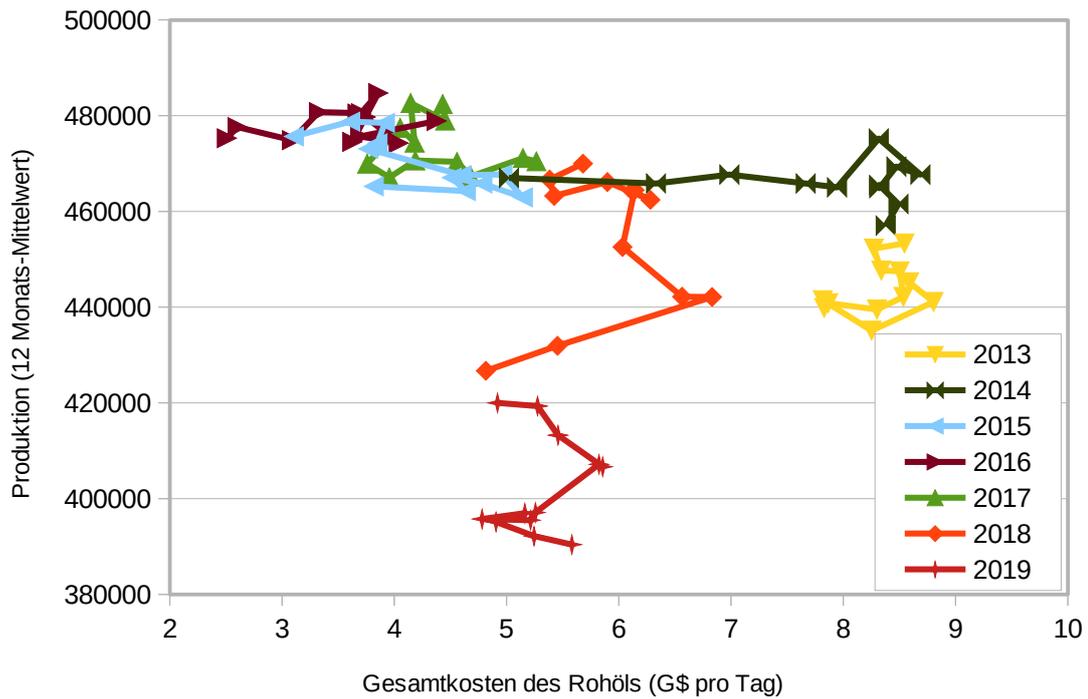


Abbildung 9: Autoproduktion Deutschland bis Dezember 2019. Quelle: VDA

PKW Zulassungen in Deutschland

gegen Gesamtkosten des Rohöls

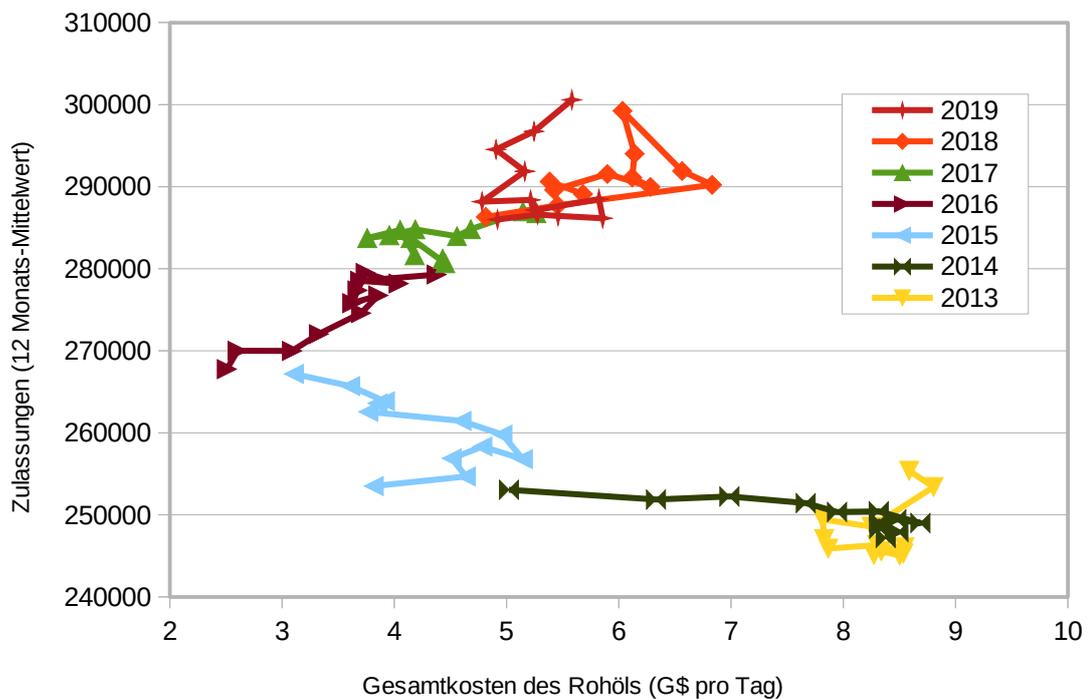


Abbildung 10: Autoverkäufe in Deutschland bis Dezember 2019. Quelle: VDA

9 Folgerungen

Die thermodynamische Berechnung basiert auf folgendem:

- Die Erdkruste war vor der Ölförderung im Temperaturgleichgewicht.
- Ölförderung zerstört das Gleichgewicht.
- Zur Zerstörung des Temperaturgleichgewicht muss externe Energie zugeführt werden.

Die thermodynamische Berechnung ergibt, dass der Energieaufwand für die Erdölförderung immer größer wird. Der Effekt ist unumkehrbar. Das Zahlungsvermögen der Weltwirtschaft für Öl geht gegen Null, wenn bei Ölförderung keine Nettoenergie übrig bleibt. Man zahlt doch nicht für etwas, von dem man nichts hat.

Der Ölpreis fällt seit 2008, weil der Energieaufwand für Ölförderung steigt. Bald wird eine Grenze erreicht, wenn der Aufwand so groß wie der Energieinhalt des Öls ist. Dann wird die Weltwirtschaft kein Geld mehr für Öl ausgeben.

In der Peakoil Diskussion wurden früher zwei Punkte als mögliche Auslöser für den Peak angesehen:

- Die Geologie wird den Peak bestimmen, da die Ölvorräte begrenzt sind.
- Die Wirtschaft wird das Ende bestimmen, denn irgendwann wird die Ölförderung zu teuer.

Heute ist klar, das zweite Argument ist gültig.

Die beginnende Rezession ist die logische Folge, die derzeit die reicheren Länder noch nicht betrifft. Weniger entwickelte Länder leiden bereits unter der Rezession. Erst wenn Energie aus Öl ein Nischenprodukt ist, kann die Rezession enden.

Was wird passieren:

Ölproduzierende Länder geraten zunehmend in wirtschaftliche Schwierigkeiten.

Länder, die ölverbrauchende Infrastruktur herstellen, geraten in wirtschaftliche Schwierigkeiten.

Der Prozess wird schnell (in wenigen Jahren, als Seneca-Klippe) ablaufen.

Was tun:

Persönlich: sich vom Öl und ölabhängiger Infrastruktur unabhängig machen: kurze Strecken zu Arbeitsplatz und Geschäften, Bahn/Fahrrad nutzen, energiearmes Haus.

Staatlich: Keinerlei Subventionen für die Autoindustrie, alternative Verkehrsmittel fördern, Infrastruktur autounabhängig machen. Erneuerbare Energien fördern, die Lebensmittel- und medizinische Versorgung sicher stellen.

Viele der Massnahmen sind dieselben, die zur Bekämpfung der Klimakrise notwendig sind. Allerdings steht noch weniger Zeit als für die Bekämpfung der Klimakrise zur Verfügung. Die persönlichen Maßnahmen sollte jeder einzelne schnell in Angriff nehmen, die staatlichen werden zu spät kommen.

10 Anhang

10.1 Ölförderung

10.1.1 Ghawar

Der folgende Text ist eine Kopie von: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ghawar>. Auf dieser Seite werden Links genannt, die weitergehende Informationen enthalten.

Ghawar ist das größte bekannte Ölfeld der Welt. Es liegt nahe der Großstadt Hofuf in Saudi-Arabien und wurde 1948/49 entdeckt. Schätzungsweise stammten 60 % bis 65 % der Ölförderung Saudi-Arabiens in den Jahren 1948–2000 aus diesem einen Ölfeld. Die derzeitige Fördermenge wird auf 5 Mio. Barrel (1 Barrel = 159 Liter) pro Tag geschätzt, was über 5 % der Weltförderung (~ 89 Mio. Barrel pro Tag) entspricht.

Ölfördergeschichte und Vergleich zwischen Ölförderung und eingesetzten Bohrtürmen in Saudi-Arabien

Erste Schätzungen gingen davon aus, dass Ghawar insgesamt 170 Milliarden Barrel Öl enthält und etwa 60 Milliarden förderbar sind. Folgende Schätzungen über die förderbare Menge an Erdöl in Ghawar variierten zwischen 70 und 170 Gigabarrel. Saudi Aramco gab bekannt, dass in Ghawar bis April 2010 bereits 65 Milliarden Barrel Öl gefördert worden seien. Gleichzeitig gab man bekannt, dass ursprünglich über 100 Milliarden Barrel an förderbaren Reserven in dem Feld enthalten gewesen seien. Das Feld liefert außerdem etwa 57 Millionen m³ Erdgas täglich.

Derzeit werden täglich 8 Mio. Barrel Meerwasser in das Ölfeld gepumpt, um die Ölförderung aufrechtzuerhalten. Um 2005 wurde intensiv diskutiert, das Ghawar-Ölfeld habe sein Ölfördermaximum erreicht und befinde sich schon auf dem abfallenden Hang der Förderkurve. So berichtete die Energie-Fachwebsite Energy and Capital in einem Beitrag vom 9. August 2006, ein Sprecher der staatlich-saudischen Ölfördergesellschaft Saudi Aramco habe eine Förderminderung der ältesten Ölfelder Aramcos (einschließlich Ghawars) von 8 % pro Jahr zugegeben.

Seinen Peak hatte Ghawar bereits vor 30 Jahren, allerdings wurde die Produktion damals bewusst reduziert. 1981 wurden 5,7 Millionen Barrel täglich gefördert. Die Rezession in den USA, sowie das Überangebot an Öl in den 1980er Jahren veranlasste Saudi Aramco jedoch die Produktion zu drosseln, um die Preise nicht weiter sinken zu lassen, dadurch war das russische Ölfeld Samotlor für einige Jahre das Feld mit der höchsten Förderrate. Investitionen in das Feld zwischen 1994 und 1996 erhöhten die Produktion erneut auf über 5 Millionen Barrel pro Tag – mehr als Samotlor jemals produziert hat.

Weitere Zahlen zu Ghawar:

Entdeckung:	1948/49
Beginn Förderung:	1951
Beginn der Gasinjektion:	1958
Beginn der Wasserinjektion:	1965
Tiefe:	ca. 2000 m
Heutige Rohöl Förderung:	ca. 4 Mio. Barrel /Tag
Wasserinjektion:	ca. 8 Mio. Barrel/Tag
Wasseranteil: 4 Mio. Barrel / 4 Mio. Barrel = 50 Vol % = 54 % Gewichtsprozent (berechnet aus der Differenz von Wasserinjektion und Förderung)	
Ölqualität (Gravity):	34-38 API



Abbildung 11: Lage des Ölfelds Ghawar in Saudi Arabien

10.1.2 Bakken

Der folgende Text ist eine Kopie von: <https://de.wikipedia.org/wiki/Bakken-Formation>. Auf dieser Seite werden Links genannt, die weitergehende Informationen enthalten.

Die **Bakken-Formation** ist eine Mineralöl führende geologische Formation aus dem späten Devon bis frühen Mississippium. Sie umfasst etwa 520.000 km² unter der Oberfläche des Williston-Beckens, welches Teile von Saskatchewan und Manitoba in Kanada sowie Teile von Montana, North Dakota und South Dakota in den USA umfasst. Die Formation wurde erstmals 1953 durch den Geologen J. W. Nordquist beschrieben und wurde benannt nach Henry Bakken, einem Bauern aus Tioga im Nordwesten von North Dakota, auf dessen Land die Formation entdeckt wurde.

Im 21. Jahrhundert hingegen wurde die Formation durch permanente Verbesserung in der Technologie des "Fracking" sowie einem wieder gestiegenem Ölpreis zu einer äußerst lukrativen Quelle für Öl. Zudem sollte damit die deutlich rückläufige Förderung in den USA verlangsamt werden.

Der vorläufige Höhepunkt der Ölförderung aus der Bakken-Formation wurde im Dezember 2014 erreicht. Er ist das Resultat des niedrigen Ölpreises, welcher durch OPEC-Überproduktion sowie später durch deutliche Rückgänge im Export ausgelöst wurde. Die Förderung erstreckt sich zwar über mehrere Bundesstaaten, jedoch fast der gesamte Anteil der Förderung findet in North Dakota statt. So wurden im Dezember 2014 in ganz North Dakota insgesamt 37,855 Millionen Barrel gefördert.

Im Februar 2017 lag die Menge lediglich bei 28,549 Millionen Barrel, konnte bis August 2017 gemeinsam mit steigender Anzahl an Bohrungen jedoch wieder bis auf 33,098 Millionen Barrel erhöht werden. Von der Bohrung bis zur Förderung vergehen meist Monate, teilweise Jahre, die deutlich erholte Gesamtförderung in den USA deutet auf weitere Erholung hin. Das Gebiet ist riesig aber praktisch unbewohnt in den Fördergebieten.

Zum Vergleich lag die Fördermenge in South Dakota bzw. Montana im Dezember 2014 bei 0,16 Millionen Barrel bzw. 2,671 Millionen. Bis August 2017 erholte sich die Förderung langsam aber stetig und lag wieder etwas höher bei 0,11 Millionen Barrel in South Dakota bzw. in Montana bei 1,696 Millionen Barrel.

Ölförderung im Bakken erfolgt mit Hilfe von Hydraulic Fracturing. Dazu wird das Ölfeld vertikal angebohrt, die Bohrung wird in horizontale Lage umgeleitet, und folgt dann über mehrere Kilometer Länge der ölführenden Schicht. Das horizontale Rohr hat eine Vielzahl kleiner Löcher. Wenn das mit dem Fracking-Fluid gefüllte Rohr unter hohen Druck gesetzt wird, wird das umgebende Gestein aufgesprengt und das im Gestein befindliche Öl erhält die Möglichkeit, in das Rohr zu fließen.

Typische Daten einer Fracking-Bohrung im Bakken sind [23]:

Vertikale Tiefe:	10000 Fuss (=3300 m)
Horizontale Länge:	9000 Fuss (=3000m)
Fracking-Druck:	100 MPa (beim Aufbrechen der Gesteinsschicht)
Fluid-Fluss beim Fracking:	10000 liter/min
Fracking-Fluid pro Well:	
1000 to Proppant (Sand oder Keramik)	
40000 barrel x-link gel (Chemikalie)	
2-6 Mio Gallonen Wasser (=7000m ³ -20000 m ³ , oder 50000 - 15000 Barrel)	
Ölqualität (Gravity):	40-43 API

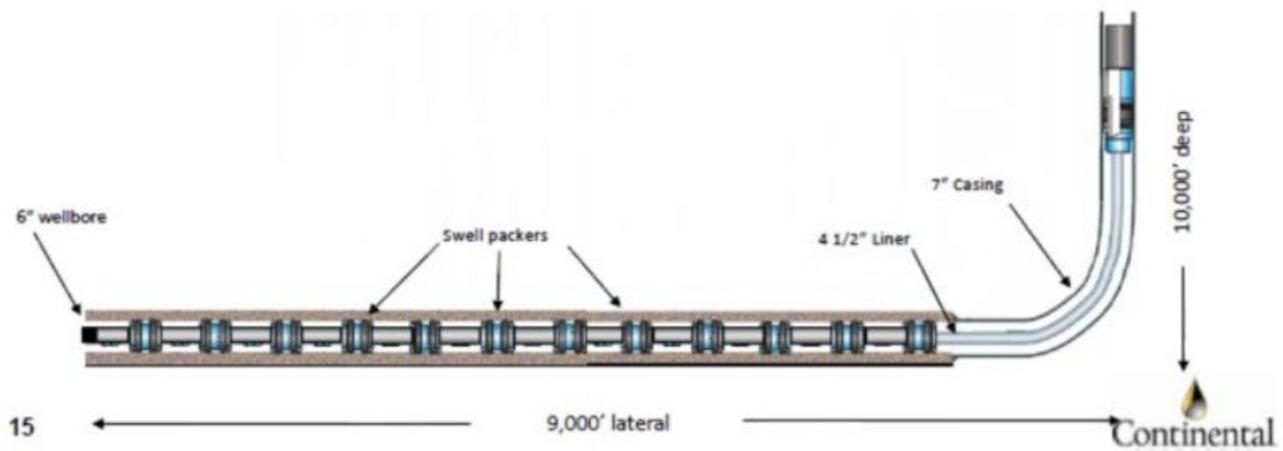


Abbildung 12: Skizze einer Ölbohrung für Fracking, aus [23]

10.2 Eigenschaften der Erdkruste

Physikalische Eigenschaften der Erdkruste unterscheiden sich lokal, genau wie die Eigenschaften von Ölquellen und Bohrlöchern. Im folgenden werden Spannweiten für die relevanten physikalischen Größen angegeben, und ein typischer Wert wird für die weiteren Berechnungen gewählt. Die Verwendung eines einzigen Wertes ist für das Verstehen der ETP-Gleichung vollständig ausreichend.

Erddichte:

$$\rho = 1700..2700 \text{ kg/m}^3, \text{ verwendet wird } 2000 \text{ kg/m}^3$$

Wärmekapazität von Erdmaterial:

$$c = 0.22..0.43 \text{ Wh/kgK}, \text{ verwendet wird } 0.43 \text{ Wh/kgK}$$

Typische Wärmeleitfähigkeit von Erdmaterial:
 $\lambda = 0.47 \dots 2.1 \text{ W/mK}$, verwendet wird 2.1 W/mK

Bohrlochtiefen:
verwendet wird $d = 1000 \text{ m}$

Konventionelles Rohöl wird typischerweise aus Tiefen von 500 m bis 3000m gefördert.

10.2.1 Thermische Relaxationszeit

Mit Hilfe der obigen Materialwerte kann man die Thermische Relaxationszeit für eine Erdschicht bestimmen. Das ist die Zeit, die es dauert, bis sich ein Temperaturunterschied durch eine Isolationsschicht hindurch ausgeglichen hat.

$$T(t) = T_0 \exp\left(\frac{-t}{T_R}\right) \quad \text{Gl. 2.1}$$

T_0 ist dabei der Anfangstemperatur-Unterschied, und $T(t)$ die Temperatur als Funktion der Zeit.

Die Relaxationszeit berechnet sich nach folgender Formel:

$$T_R = \frac{d^2 \cdot \rho \cdot c}{\lambda} \quad \text{Gl. 2.2}$$

Mit den Materialwerten von oben ergibt sich für die 1000m dicke Erdschicht eine Zeitkonstante

$$T_R = \frac{1000^2 \cdot 2000 \cdot 0.43}{2.1} \text{ m}^2 \frac{\text{m} \cdot \text{K}}{\text{W}} \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \frac{\text{W} \cdot \text{h}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$$

von $T_R \approx 4.1 \cdot 10^8 \text{ h} = 47000 \text{ Jahren}$ Gl. 2.3

10.2.2 Vertikaler Temperaturverlauf in der Erdkruste

Der Erdkern hat eine geschätzte Temperatur von 5500-6000 K. Aus dem Erdkern strömt kontinuierlich Wärme an die Erdoberfläche und wird von der Erdoberfläche durch Infrarotstrahlung in den Weltraum abgegeben. Diese Wärmemenge beträgt ca. 50 mW/m^2 .

Mit Tiefenbohrungen in Deutschland wurde ein linearer Temperaturgradient ermittelt. Das Erdinnere wird etwa 33 K pro 1000 m wärmer.

Sonneneinstrahlung bewirkt tägliche und jahreszeitliche Schwankungen der Temperatur an der Erdoberfläche. Diese Schwankungen haben aber nur eine geringe Eindringtiefe in die Erde. Bereits in 20 m Tiefe herrscht an den meisten Stellen eine fast konstante, nicht den jahreszeitlichen Schwankungen unterworfenen Temperatur. In Deutschland beträgt die typische Temperatur in 20 m Tiefe ca. $11 \text{ }^\circ\text{C}$.

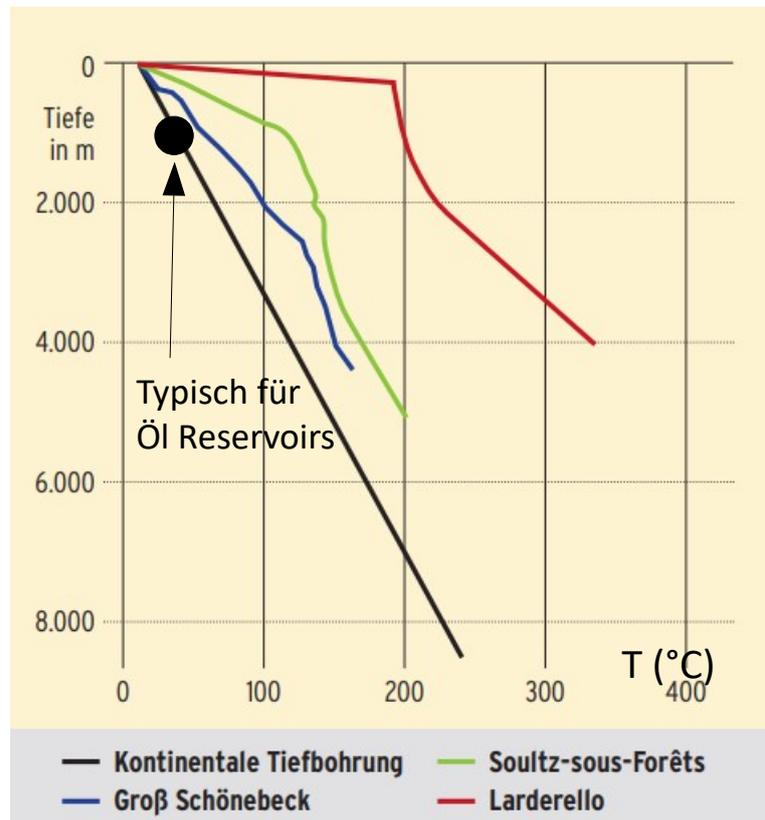


Abbildung 13: Temperaturzunahme mit der Tiefe. Die farbigen Linien zeigen den Verlauf bei geothermischen Kraftwerken [24].

Der Temperaturgradient ist (zumindest lokal) seit hunderttausenden von Jahren, sogar seit Millionen von Jahren unverändert. Insbesondere alle Wärmeströme außer dem aus dem Erdkern kommenden Strom haben sich im Lauf der Jahre ausgeglichen. Es existiert ein Gleichgewicht, das sich ohne Eingriffe von Menschen weitere hundert Tausend Jahre halten würde. Ein Temperaturgleichgewicht ist gegeben, Erdölförderung stört das Gleichgewicht.

Geothermische Kraftwerke werden an Stellen errichtet, an denen die Erdtemperatur deutlich höher ist als es dem normalen Gradienten entspricht. Kraftwerke in der Nähe der Gradientenlinie sind unwirtschaftlich (in anderen Worten: Energetisch ineffizient). Bei einem Gleichgewicht kann man keine Energie extrahieren.

10.2.3 Reservoirtemperaturen

Die Reservoirtemperatur wird bestimmt durch die Tiefe der Bohrung. HG hat die bei der EIA gespeicherten Daten der US-Ölquellen gegen die Zeit ausgewertet und in ein Diagramm eingetragen und durch eine Gerade gefittet. Im folgenden Diagramm Abbildung 14 ist der Fit dargestellt. Wie bei den folgenden Diagrammen ist der Fit in die Zukunft extrapoliert.

Der Temperaturgradient in der Erde ist ca. 33 K pro 1000 m. Damit ergibt sich die Kurve in Abbildung 15. Sie zeigt die mittlere Temperaturdifferenz zur Standard Referenz Umgebungstemperatur von 11°C (= 284 K) am unteren Ende der Bohrlöcher.

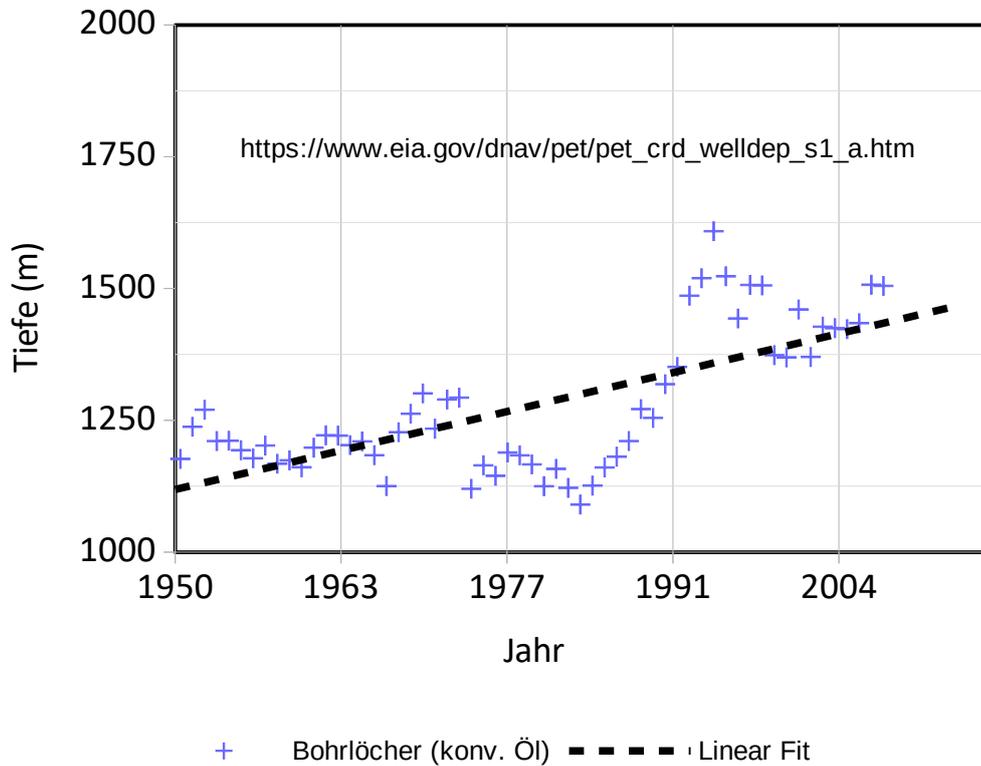


Abbildung 14: Bohrlochtiefen für konventionelles Öl in USA als Funktion der Zeit.
Quelle: EIA

Temperaturdifferenz zum Bohrlochboden vs Zeit (USA)

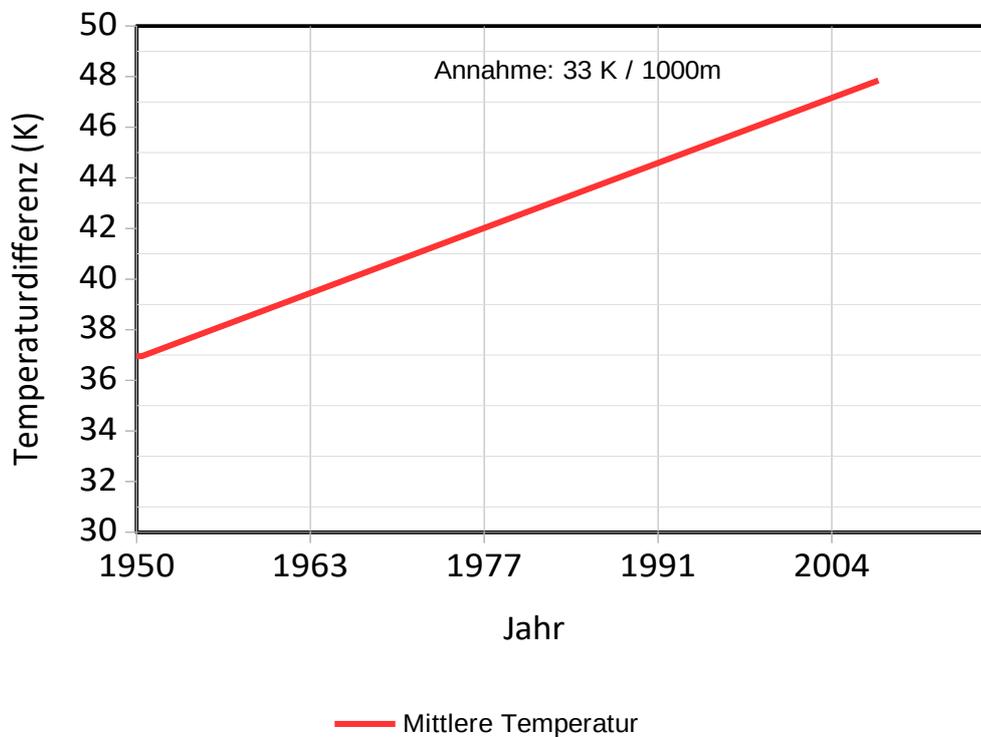


Abbildung 15: Mittlerer Anstieg der Temperaturdifferenzen (Bohrlochboden zu 11 C in 20 m Tiefe) von Bohrlochern in den USA als Funktion der Zeit, abgeleitet aus der Fitkurve des vorherigen Diagramms

10.3 Rohölförderung

10.3.1 Weltweite Rohölförderung

Die weltweite Förderung von Rohöl als Funktion der Zeit m_c ist eine sehr gut dokumentierte Größe – die Datenbank der EIA z.Bsp. enthält diese Kurve. Die HG benutzt einen Fit an diese Daten (schiefe Parabel Simulation). Der Fit enthält nur die Daten von konventionellen Öl. Die unkonventionelle Ölsorten: Shale Oil, Teersand, Tiefseeöl, Bioethanol usw. sind nicht berücksichtigt. Daher ist das Maximum dieser gefitteten Kurve etwa im Jahr 2003.

Der Grund für das Weglassen der unkonventionellen Öle ist, dass diese zum einen deutlich anders gefördert werden, zum anderen, dass deren Förderung noch mehr Energie benötigt als das konventionelle Öl (siehe Beispiel Shale Öl).

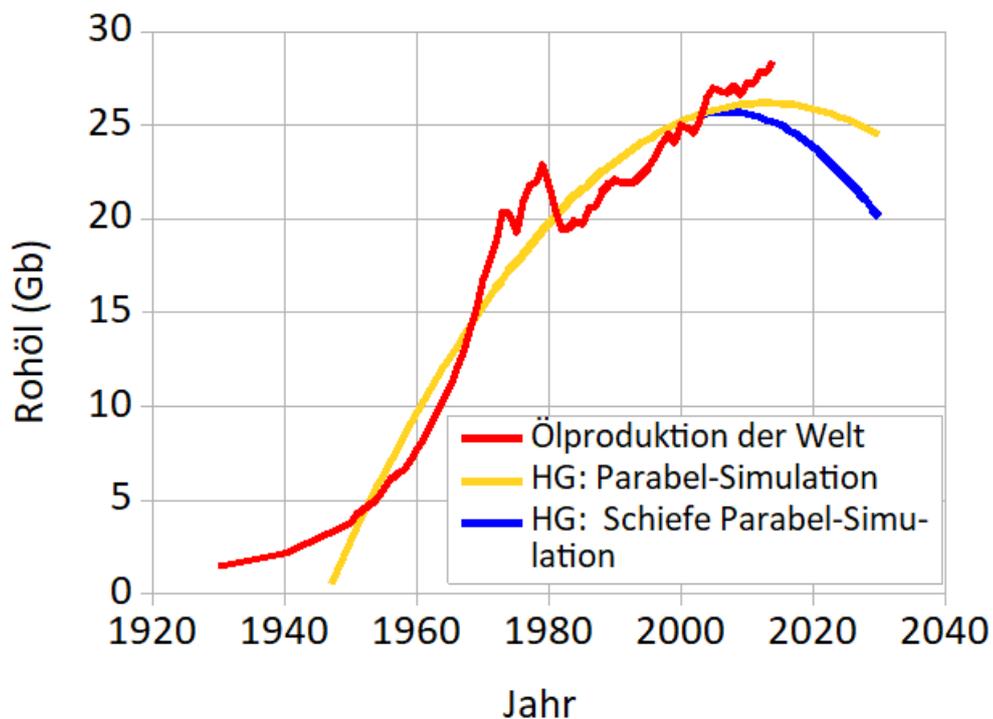


Abbildung 16: Weltölproduktion

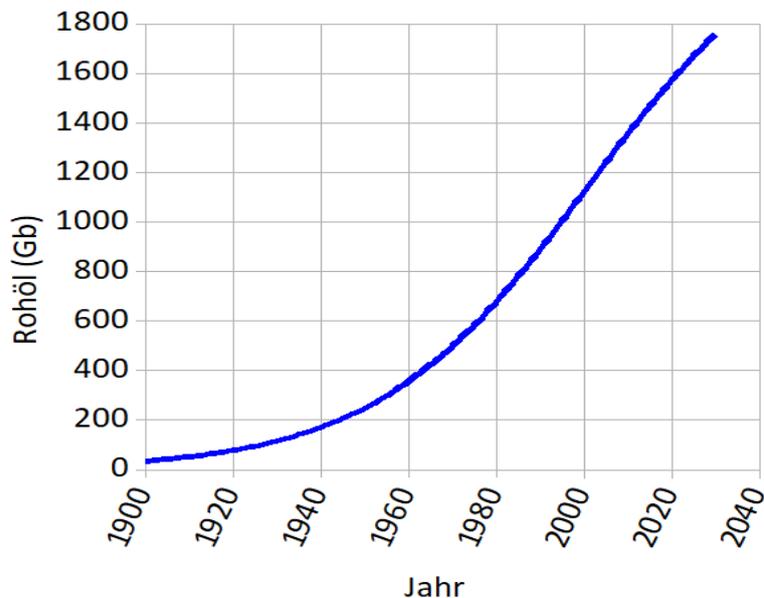


Abbildung 17: Kumulative Globale Rohölförderung, konventionelles Rohöl.

10.3.2 Wasser-Anteile bei Rohölförderung

„Water cut“ ist der prozentuale Anteil des Wassers, der zusammen mit dem Rohöl aus dem Bohrloch kommt. [19] und Kapitel 10.1. Da Wasser eine höhere Massendichte und Wärmekapazität hat, transportiert es erheblich mehr Wärme als das gleiche Volumen Öl.

Der Wasseranteil wird von HG unter Benutzung der Buckley-Leverett-Gleichung der Strömungsmechanik berechnet. Die resultierende Funktion ist so ausgeglichen, dass der „Wasserschnitt“ im Jahr 2005 bei 54% lag.

Der Wasseranteil als Funktion der Zeit ist deutlich schwieriger zu bestimmen als die Förderkurve. Es gibt eine Funktion des Wasseranteils als Funktion des Depletiongrades (im Skript der HG); aber die mittlere Depletion der Felder als Funktion der Zeit ist unbekannt. Außerdem ist die Kurve des Wasseranteils als Funktion der Depletion nicht linear. Durch Auswertung vieler Daten über Ölfelder hat die HG den mittleren Wasseranteil im Jahre 2012 zu 47% ermittelt. Der Wasseranteil wird von den Ölförderern immer als Prozent von Liter Wasser zu Liter Öl angegeben. Um den Massestrom zu ermitteln ist der Anteil in Kg Wasser pro kg Öl zu berechnen. Da die Dichte des Wassers höher ist als die von Öl, wird bei 47% Volumenanteil (water cut) etwas über ein kg Wasser pro kg Öl gefördert. Eine aus der Depletion-Kurve bestimmte Kurve, die einem Volumenanteil von 47% Wasser in 2012 hat, ist in folgendem Diagramm dargestellt.

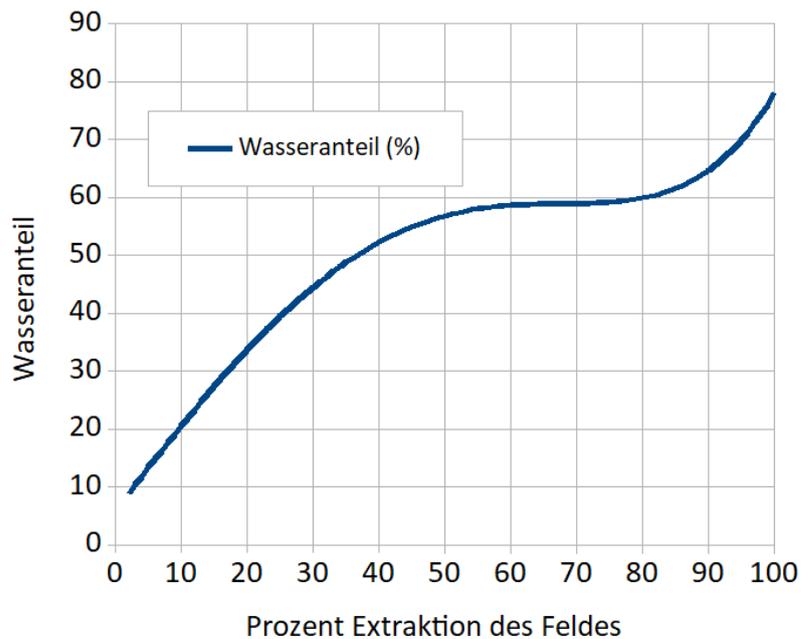


Abbildung 18: Wasseranteil als Funktion der Extraktion

Eine Umrechnung des Wasseranteils als Funktion der Zeit wurde für die ETP-Kurve Abbildung 28 weiter unten benutzt.

10.4 Thermodynamik

Die ETP-Gleichung wird erst am Ende dieses Kapitels bestimmt, zuvor werden für die Herleitung der Gleichung nötige Parameter definiert.

10.4.1 Temperaturgleichgewicht und Entropie

Man stelle sich zwei Töpfe voll Wasser vor.

Jeder Topf enthält einen Liter Wasser mit einer Temperatur von jeweils 50 ° C. Sie befinden sich in einem geschlossenen System im thermischen Gleichgewicht.

Nach einiger Zeit sei der eine auf 51 ° C, die andere auf 49 ° C. Dies kann nicht von selbst passieren, da dieser Zustand eine geringere Entropie als der Gleichgewichtszustand hat.

Folgerung:

Die Energie zum Heizen des einen Topfs und zum Kühlen des anderen muss von einer externen Energiequelle geliefert worden sein. Es spielt keine Rolle, wie die Änderung stattgefunden hat, das Ergebnis sagt uns: „Externe Energie war notwendig“.

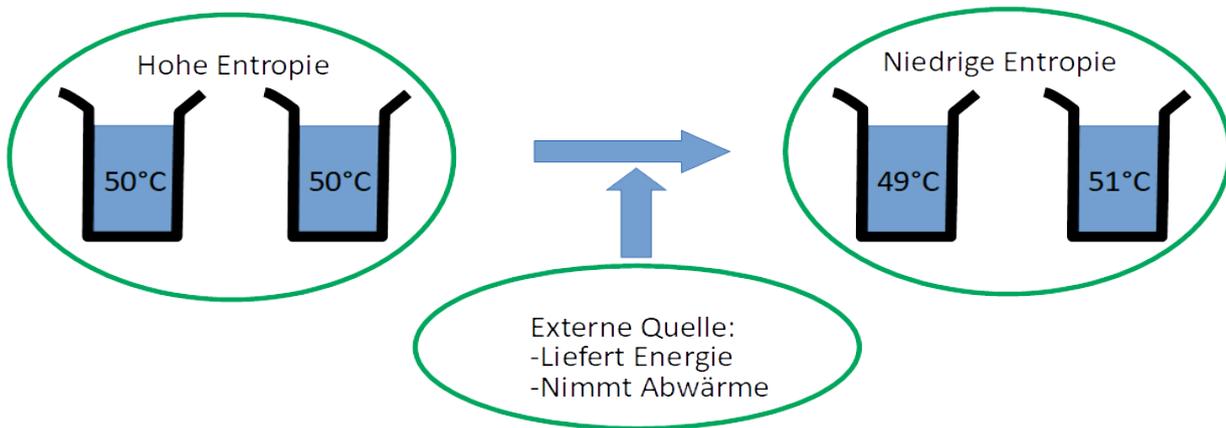


Abbildung 19: Änderung eines Temperatur-Gleichgewichts

Die Formel zur Berechnung der Entropie Änderung des Wassers, bedingt durch den Temperaturwechsel von $T_1 \rightarrow T_2$, lautet:

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \ln \frac{T_2}{T_1} \quad \text{Gl. 4.1}$$

Mit den Daten: $m = 1 \text{ kg}$, c : spezifische Wärmekapazität $\text{H}_2\text{O} = 4.19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$

kann man den Entropiewechsel vom linken zum des rechten Systems bestimmen:

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \ln \frac{273+49}{273+50} + m \cdot c \cdot \ln \frac{273+51}{273+50}$$

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \left(\ln \frac{322}{323} + \ln \frac{324}{323} \right) = -0.9585e-5 \cdot m \cdot c$$

$$\Delta S = -0.9585e-5 \cdot 1 \text{ kg} \cdot 4.19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$$

Der Entropiewechsel ist negativ:

$$\Delta S = -4.0e-5 \text{ kJ}/\text{K} \quad \text{Gl. 4.2}$$

Ein Wechsel zu negativer Entropie kann nie von allein passieren, er erfordert Zufuhr externer Energie.

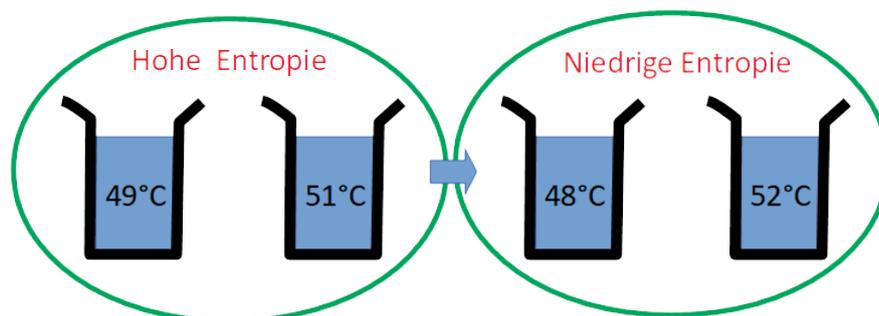


Abbildung 20: Zweite Temperaturänderung zu höherem Temperaturunterschied.

Abbildung 20 stellt eine zweite Temperaturänderung $T_2 \rightarrow T_3$ dar. Auch hierfür wird die Entropieänderung berechnet.

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \ln \frac{273+48}{273+49} + m \cdot c \cdot \ln \frac{273+52}{273+51}$$

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \left(\ln \frac{321}{322} + \ln \frac{325}{324} \right) = -2.8756e-5 \cdot m \cdot c$$

$$\Delta S = -2.8756e-5 \cdot 1 \text{ kg} \cdot 4.19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$$

$$\Delta S = -12.05e-5 \text{ kJ}/\text{K} \quad \text{Gl. 4.3}$$

Nur ein Grad mehr, aber eine dreimal so hohe Entropieänderung ! Dieser Prozess erfordert 3 mal mehr externe Energie und Wärmezufuhr als der erste Wechsel.

10.4.2 Arbeitsaufwand zur Temperaturänderung

Der Arbeitsaufwand für eine Temperaturänderung kann analog zur Aufladung eines Kondensators bestimmt werden.

Das Laden des Kondensators mit einer Ladung q_e führt zu einem Anstieg der Spannung $U=U_1-U_2$. Eine ansteigende Spannung U des Kondensators erfordert eine ansteigende Arbeit W für weitere Spannungserhöhungen.

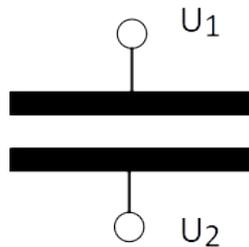


Abbildung 21: Plattenkondensator mit isolierten Platten

$$dW = U(q_e) \cdot dq_e \quad \text{Gl. 4.4}$$

Die zum Aufladen des Kondensators auf eine Spannung U notwendige Arbeit ist W :

$$W = \int_0^{Q_e} U(q_e) dq_e = \int_0^{Q_e} \frac{q_e}{C} dq_e = \frac{1}{2} \frac{Q_e^2}{C} = \frac{1}{2} C U^2 \quad \text{Gl. 4.5}$$

Die Arbeit zur Aufladung eines Kondensators ist keine lineare, sondern eine quadratische Funktion der Spannung.

Eine 1000 m dicke Erdschicht hat eine typische thermische Relaxationszeit in der Größenordnung von 47000 Jahren (siehe oben). Die Erdoberfläche und das Erdinnere können mit zwei Platten eines Kondensators verglichen werden, die durch die Erdschicht isoliert sind.

Ein konstanter Wärmestrom von Öl aus dem Erdinneren, der in die Erdoberfläche mit der Wärmekapazität m^* c mündet, führt zu einem konstanten Temperaturanstieg T . Je höher die Temperatur ist, desto größer ist die Arbeit W , um zusätzliche Temperaturerhöhungen zu erzielen.

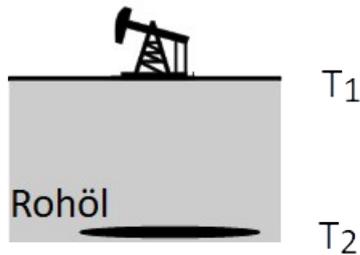


Abbildung 22: Erdoberfläche und Ölreservoir sind wie zwei Platten, die durch eine Isolationsschicht getrennt sind.

Die zum Überwinden der Temperaturdifferenz dT notwendige Arbeit ist:

$$dW = -m \cdot c \cdot dT \quad \text{Gl. 4.6}$$

Die Bestimmung der Arbeit dW erfolgt in den nächsten Kapiteln.

10.5 Ölförderung und Entropieänderung

Prozesse, bei denen die Entropie abnimmt, können niemals von allein ablaufen. Sie erfordern immer Energiezufuhr.

Wird die Temperatur eines Material von $T_1 \rightarrow T_2$ geändert, zum Beispiel von Material der Erde, so ändert sich die Entropie um:

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \ln \frac{T_2}{T_1} \quad \text{Gl. 5.1}$$

mit: m: Masse des Erdmaterials (kg)
 c: Wärmekapazität des Erdmaterials (J/(kg · K))

Gedankenexperiment: Eine Menge Öl werde aus dem Reservoir an die Erdoberfläche befördert. Masse und Wärmekapazität der beteiligten Erdmengen an der Erdoberfläche und im Reservoir seien gleich, aber unbekannt. Die Wärmeenergie des Öls bewirke eine Temperaturänderung von +0,1 K an der Oberfläche und -0,1 K am Reservoir..

Für die Beispielwerte: Reservoirtemperatur von 330 K, einer Erdoberflächentemperatur von 284 K in 20 m Tiefe. einer Reservoirtiefe von 1400 m und einem Gefälle von 33 K / 1000 m ergibt sich:

Die Beseitigung der durch den Gradienten verursachten Temperaturdifferenz führt zu einer „gradientenfreien“ Reservoirtemperatur von $323\text{K} - 49\text{K} = 284\text{K}$, was zu einer Entropieänderung führt:

Die durch die Ölproduktion verursachte Entropieänderung ΔS ist negativ:

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \ln \frac{283.9}{284} + m \cdot c \cdot \ln \frac{284.1}{284} \quad \text{Gl. 5.2}$$

$$\Delta S = -1.23\text{e-}7 \cdot m \cdot c$$

Öl Extraktion erfordert die Zufuhr von externer Energie und Wärme.

Wenn dieselbe Menge Öl noch einmal an die Oberfläche transportiert wird, ergeben sich die Endtemperaturen 284,2 K an der Oberfläche und 339,8 bzw „gradientenfrei“ 239,8 K am Reservoir.

$$\Delta S = m \cdot c \cdot \ln \frac{283.8}{283.9} + m \cdot c \cdot \ln \frac{284.2}{284.1} \quad \text{Gl. 5.3}$$

$$\Delta S = -3.72e-7 \cdot m \cdot c$$

Der zweite Öltransport erfordert etwa dreimal soviel Entropie bzw. Energie.

Bei der Ölförderung wird mit jedem Barrel Öl etwas Wärme an die Erdoberfläche transportiert. Damit wird das bisher existierende Temperaturgleichgewicht der Erdkruste geändert.

Annahme: Jedes Jahr wird die gleiche Masse an Öl und Wasser aus der Erde extrahiert. Gleichzeitig fließt Wasser in das Ölreservoir.

Jahr 0: Die Erdölförderung erwärmt die Erdoberfläche um eine geringe Temperatur (und kühlt das Reservoir), es muss kein Temperaturunterschied überwunden werden.

Jahr 1: Die Erdölförderung erwärmt die Erdoberfläche um eine zweite kleine Temperatur (und kühlt das Reservoir), die erste kleine Temperaturdifferenz muss mit geringem Energiebedarf überwunden werden.

Jahr 2: Die Erdölförderung erwärmt die Erdoberfläche um eine dritte kleine Temperatur (und kühlt das Reservoir), zwei kleine Temperaturunterschiede müssen überwunden werden, die doppelt so viel Energie erfordern.

Jahr n: Die Erdölförderung hat die Erdoberflächen um n Temperaturen (und das Reservoir gekühlt) erhöht. Alle kleinen Unterschiede n müssen überwunden werden und erfordern viel Energie.

Jedes Jahr wird die gleiche Menge Öl produziert, aber die pro Masseneinheit Öl benötigte Energie wird immer größer. Irgendwann ist der Energiebedarf pro kg Öl größer als der Energieinhalt!

=> dann wird die Ölförderung sinnlos.

10.6 Die ETP-Gleichung

Bei Ölförderung werden Massen $m_i(t)$ (Rohöl und Wasser) mit einem Gesamtwärmeinhalt $q(t)$ zur Erdoberfläche transportiert.

Der Wärmetransport vom Erdinneren führt zu einem geringen Temperaturanstieg im Verhältnis zum Gleichgewicht zwischen Erdoberfläche und Erdinnerem.

Der Wärmetransport als Funktion der Zeit ist:

$$\dot{q}(t) = (T_R - T_0) \cdot \sum_i \dot{m}_i(t) \cdot c_i \quad \text{Gl. 6.1}$$

Mit den Masseströmen aus Öl und Wasser:

$$\sum_i \dot{m}_i(t) \cdot c_i = \dot{m}_C(t) \cdot c_C + \dot{m}_W(t) \cdot c_W \quad \text{Gl. 6.2}$$

Index C: Crude oil (Rohöl)

Index W: Wasser

Index S: Surface (Oberfläche der Erde)

c: spezifische Wärmekapazität [J/kg/K]

T_R : durchschnittlicher Reservoir-Temperatur [K]

T_0 : durchschnittliche Umgebungs-Temperatur $\sim 25^\circ \text{C}$ [=298,15 K]

Für eine Ölquelle beträgt die vom Beginn der Ölförderung an (=0) bis zum Zeitpunkt t_E zur Erdoberfläche transportierte Gesamtwärme $Q(t_E)$:

$$Q(t_E) = \int_0^{t_E} \dot{q}(t) dt = \int_0^{t_E} (T_R - T_0) \left[\sum_i \dot{m}_i(t) \cdot c_i \right] dt \quad \text{Gl. 6.3}$$

Die Zunahme ist die Wärme geteilt durch die Wärmekapazität der Erde. Der gesamte Temperaturanstieg beträgt:

$$\delta T(t_E) = \frac{Q(t_E)}{m_S \cdot c_S} \quad \text{Gl. 6.4}$$

Da die Masse der Erdoberfläche m_S sehr groß ist, ist der Temperaturanstieg sehr gering und schwer messbar. Bei ungenauer Betrachtung der Erwärmung kann man annehmen, dass der Anstieg sogar null ist. Diese ungenaue Betrachtung ist sicher auch ein Grund, weshalb man die thermodynamischen Effekte der Ölförderung bisher übersehen hat.

Zu einem weiteren Zeitpunkt $t_E + \delta t$ ist eine zusätzliche Wärmemenge geflossen:

$$\delta q(t_E + \delta t) = \int_{t_E}^{t_E + \delta t} (T_R - T_0) \left[\sum_i \dot{m}_i(t) \cdot c_i \right] dt \quad \text{Gl. 6.5}$$

und bewirkt eine zusätzliche Temperaturerhöhung:

$$\delta T(t_E + \delta t) = \frac{\delta q(t_E + \delta t)}{m_S \cdot c_S} \quad \text{Gl. 6.6}$$

Die gesamte Temperaturerhöhung bis zum Zeitpunkt ist damit:

$$T(t_E + \delta t) = \frac{Q(t_E)}{m_S \cdot c_S} + \frac{\delta q(t_E + \delta t)}{m_S \cdot c_S} = \frac{Q(t_E + \delta t)}{m_S \cdot c_S} \quad \text{Gl. 6.7}$$

Die Arbeit δW im Zeitraum δt zur Erzeugung der zusätzlichen Temperaturänderung ist aus der Temperaturdifferenz mal Wärmekapazität der Erdoberfläche (Gl. 4.6) zu berechnen.

$$\delta W = m_S \cdot c_S \cdot T(t_E + \delta t) \quad \text{Gl. 6.8}$$

Ersetzen mit Hilfe von Gl. 5.9:

$$\delta W = m_S \cdot c_S \cdot \frac{Q(t_E + \delta t)}{m_S \cdot c_S} = Q(t_E + \delta t) \quad \text{Gl. 6.9}$$

Die Wärmekapazitäten der beteiligten Erdmassen kürzen sich raus! Es ist völlig egal, wie groß sie sind, der Arbeitsaufwand zur Überwindung der Temperaturdifferenz ist immer konstant und alles andere als vernachlässigbar. Dies ist der Arbeitsaufwand zur Erzeugung eines zusätzlichen Temperatur -Unterschieds im Zeitraum δt .

Der gesamte Arbeitsaufwand zur Förderung allen Rohöls von 0 bis t ist folglich:

$$W_{TP}(t) = \int_0^t (T_R - T_0) [\dot{m}_C(t) \cdot c_C + \dot{m}_W(t) \cdot c_W] dt \quad \text{Gl. 6.10}$$

Er ist gleich der Summe aller Wärmemengen der gefördert Materialien.

Die im Zeitraum δt geförderte Ölmenge ist:

$$\delta m_C(t) = \int_t^{t + \delta t} \dot{m}_C(t) dt \quad \text{Gl. 6.11}$$

Die Division des Arbeitsaufwands durch die Menge des im Zeitraum δt produzierten Rohöls $\delta m_C(t)$ ergibt die spezifische Arbeit (= Energie), die pro Masseneinheit Rohöl benötigt wird.

$$e_{TP}(t, \delta t) = \frac{\delta W(\delta t)}{\delta m_c(t)} = \frac{Q(t_E)}{\delta m_c(t)} \quad \text{Gl. 6.12}$$

Die Energie pro kg Rohöl in jedem Jahr ist die in diesem Zeitraum (z.Bsp. Jahr) erforderliche Arbeit geteilt durch die Masse des Öls im selben Jahr.

Der Aufwand für die Ölförderung nimmt mit der Zeit zu, je nach Förderhistorie. Die zunehmende Temperaturdifferenz zwischen Erdoberfläche und Erdinnerem ist die Ursache.

$$e_{TP}(t, \delta t) = \frac{\int_0^{t+\delta t} q_{TP} dt}{\int_t^{t+\delta t} \dot{m}_C(t) dt} \quad \text{Gl. 6.13}$$

Damit ergibt sich die ETP-Gleichung:

$$e_{TP}(t, \delta t) = \frac{\int_0^{t+\delta t} (T_R - T_0) [\dot{m}_C(t) \cdot c_C + \dot{m}_W(t) \cdot c_W] dt}{\int_t^{t+\delta t} \dot{m}_C(t) dt} \quad \text{Gl. 6.14}$$

Die spezifische Energie e_{TP} zur Rohölförderung ist die Summe aus der bisher bewegten Wärmeenergie geteilt durch die aktuell geförderte Rohölmasse. Die hier genannte Energie ist durch Maschinen aufzubringen, ist also die Exergie des Arbeitsprozesses der Maschine. Je mehr Öl gefördert wird, desto mehr Exergie wird für jedes folgende Barrel benötigt. Jedes Barrel erfordert etwas mehr Exergie als das vorherige.

Zur Bestimmung der erforderlichen Energie wird die Exergie e (k) durch die Effizienz des Prozesses zur Umwandlung von Energie in Arbeit dividiert (hier 62%, der praktisch nutzbare Anteil des thermischen Energiegehalts von Rohöl).

Die obige Gleichung 6.14 ist identisch mit dem Hills Group-Bericht (Seite 8, Gleichung 7). Die Gleichung wurde von der HG ebenfalls aus dem zweiten Hauptsatz abgeleitet, wobei die „Entropy rate balance for control volumes“ [4] und die „steady state rate balance“ als Ausgangsbasis benutzt wurden.

10.7 ETP-Gleichung für eine einzelne Ölquelle

Die ETP-Gleichung kann benutzt werden, um einzelne Ölquellen oder auch die gesamte Weltölförderung zu untersuchen. Zuerst wird sie auf eine einzelne LTO-Quelle (Shale-Quelle) angewendet.

Beispiel: Typische Fracking-Ölquelle im Bakken, Förderkurve aus „Drill, Baby, Drill“ [20]. Das Bakken ist eine Landschaft in North Dakota (USA), weit entfernt von vulkanischem Gelände. Die Erdkruste in dieser Landschaft hat Millionen Jahre zum Temperatenausgleich gehabt. LTO befindet sich typischerweise in größeren Tiefen als konventionelles Öl in etwa 3000 m. Die Unterschiede zu konventionellem Öl sind durch die Entstehungsgeschichte der beiden Ölartern bedingt.

Fracking ist ein Verfahren, bei dem eine horizontale Leitung in eine ölführende Schicht verlegt wird. Wenn man Wasser in die Leitung leitet, und es unter hohem Druck setzt, wird das die Leitung umgebende Gestein aufgesprengt. Damit werden ölführende Blasen zugänglich, das Öl fließt in die Leitung und das Öl kann abgepumpt werden. Bei diesem Verfahren wird anfänglich viel Wasser in die Erde gepumpt, und damit ist ein abkühlender Effekt auf das Reservoir gegeben.

Das warme Öl aus der Erde erwärmt die Erdoberfläche. Mit dem Öl strömt auch viel warmes Wasser an die Erdoberfläche.

Typische Daten einer LTO-Ölquelle sind:

Tiefe : 3000 m

Ölförderung als Funktion der Zeit: siehe Abbildung

Wasseranteil: Volumen 50% [19]. Gewicht: Der Einfachheit halber wird der Wasseranteil als konstant angenommen.

Damit werden pro kg Öl etwa 1,16 kg Wasser gefördert.

Temperatur in 20 m Tiefe: 11 °C

Temperaturdifferenz zum Boden der Quelle: 88 °C.

Wirkungsgrad der eingesetzten Energie bei der Umwandlung in Förderenergie: 62%

Alle Daten sind typisch und absolut realistisch.

Gl. 6.14 ist ein Integral, das zur Vereinfachung der folgenden Rechnung durch eine Summe ersetzt wird:

$$e_{TP}(n \cdot \delta t) = \frac{\sum_{t=1}^{n-1} (T_R - T_0) [\dot{m}_C(t) \cdot c_C + \dot{m}_W(t) \cdot c_W] \delta t}{\dot{m}_C(t) \delta t} \quad \text{Gl. 7.1}$$

Die Zeiträume δt sind jeweils ein Monat. Im ersten Monat gibt es noch keine Temperaturdifferenz aus dem Vormonat. Der jeweils aktuelle Monatsaufwand im Monat n wird nicht mitgezählt, deswegen läuft die Summation nur bis $n-1$.

Mit der angenommenen Förderkurve Abbildung 23 werden im ersten Monat 14400 Barrel aus der Erde gepumpt., mit einem Gewicht von 1972800 kg. Gleichzeitig kommen 2289000 kg Wasser aus der Erde. Der relative Wärmeinhalt von Öl und Wasser zusammen ist etwa $1,17E12$ J. Aus dem Vormonat gibt es noch keine Wärmemengen, daher ist $e_{TP}(1)=0$ J/kg.

Mit der angenommenen Förderkurve werden im zweiten Monat 12600 Barrel aus der Erde gepumpt, mit einem Gewicht von 1726200 kg. Gleichzeitig kommen 2002000 kg Wasser aus der Erde. Der Wärmeinhalt von

Öl und Wasser zusammen ist etwa $1,02E12$ J. Die geförderte Wärme aus dem Vormonat geteilt durch die geförderte Ölmenge ergibt ein $e_{TP}(2)$ von 678 kJ/kg. $e_{TP}(2)$ ist deutlich kleiner als der thermische Energieinhalt von Rohöl von 46,69 MJ/kg, aber immerhin 1,4% davon.

Im dritten Monat ist die geförderte Rohölmenge 10500 Barrel = 1438500 kg. $e_{TP}(3)$ ist die Summe der beiden Vormonate gleich $1,88E12$ J, und schon 2,8 % des Energieinhalts.

Fortsetzung dieser Berechnung ergibt, dass nach ca. 40 Monaten die Förderenergie e_{TP} genau so groß ist wie der Energieinhalt des Rohöls (Abbildung 25). Ab jetzt wird mehr Energie verbraucht, als das geförderte Öl enthält. Die Förderung könnte man ab jetzt beenden, wenn nur die aktuellen Energien betrachtet werden.

Die Verhältnisse sind sogar noch ungünstiger, wenn man die Wirkungsgrade der Energieumwandlung mit einbezieht [9] Bei einem Wirkungsgrad von 62% ergibt sich Abbildung 26.

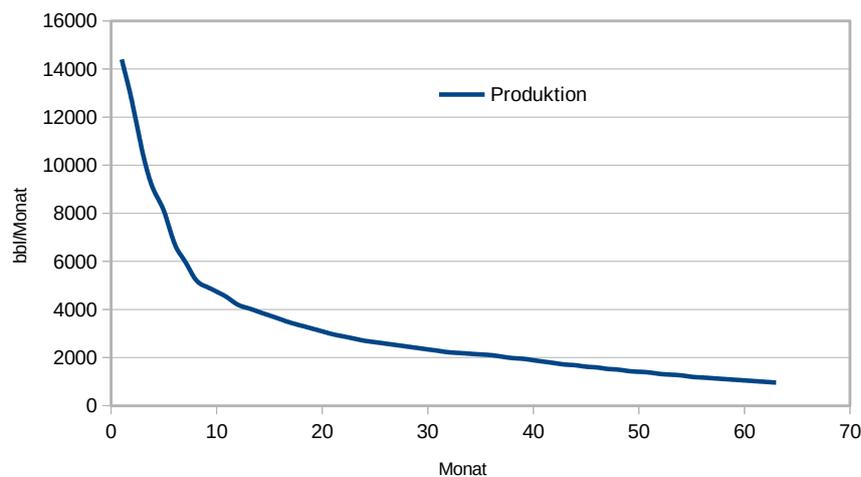


Abbildung 23: Typischer Förderverlauf einer Ölquelle im Bakken. Der Abfall der Förderung ist deutlich schneller als bei konventionellem Öl. Der etwas unregelmäßige Verlauf stammt von der Vorlage [20].

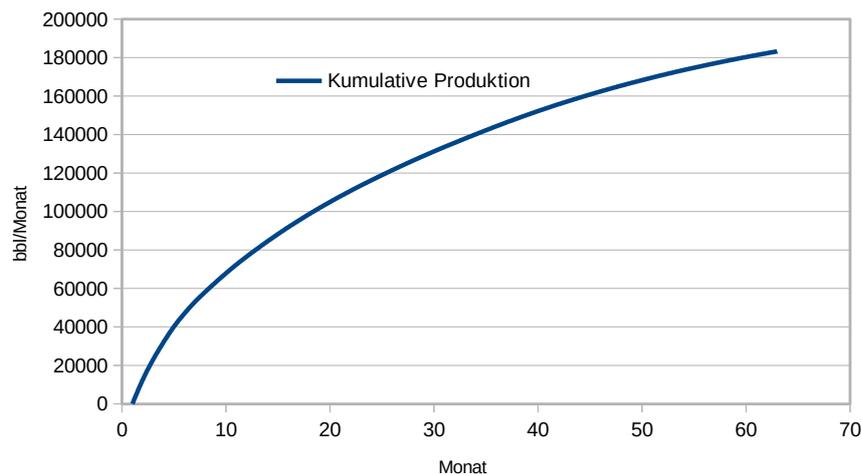


Abbildung 24: Kumulative Förderung der Bakken-Quelle

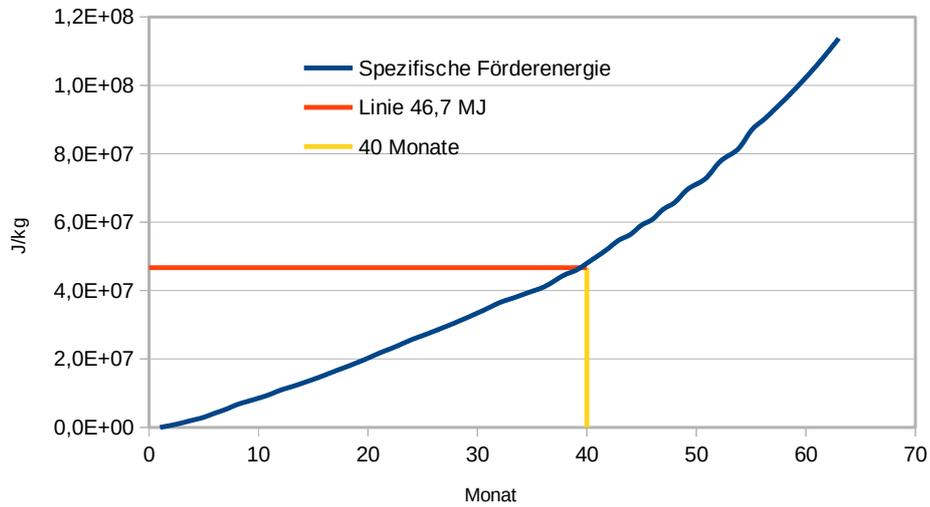


Abbildung 25: Bakken-Quelle: Thermodynamisch erforderliche spezifische Förderenergie

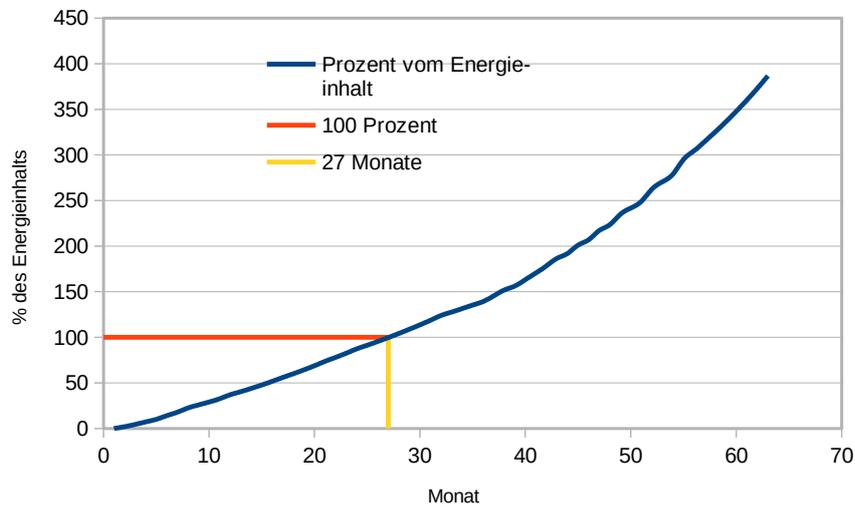


Abbildung 26: Bakken-Quelle: Spezifische Förderenergie in Prozent der Exergie des Rohöls. Nach fünf bis sechs Jahren ist der energetische Förderaufwand vier bis fünfmal so hoch wie der Nutzen.

Über die gesamte Lebensdauer der Quelle betrachtet ergibt sich nach Abbildung 27, das die kumulativ produzierte Energie von der kumulativen Förderenergie nach etwas über 60 Monaten nahezu eingeholt wird.

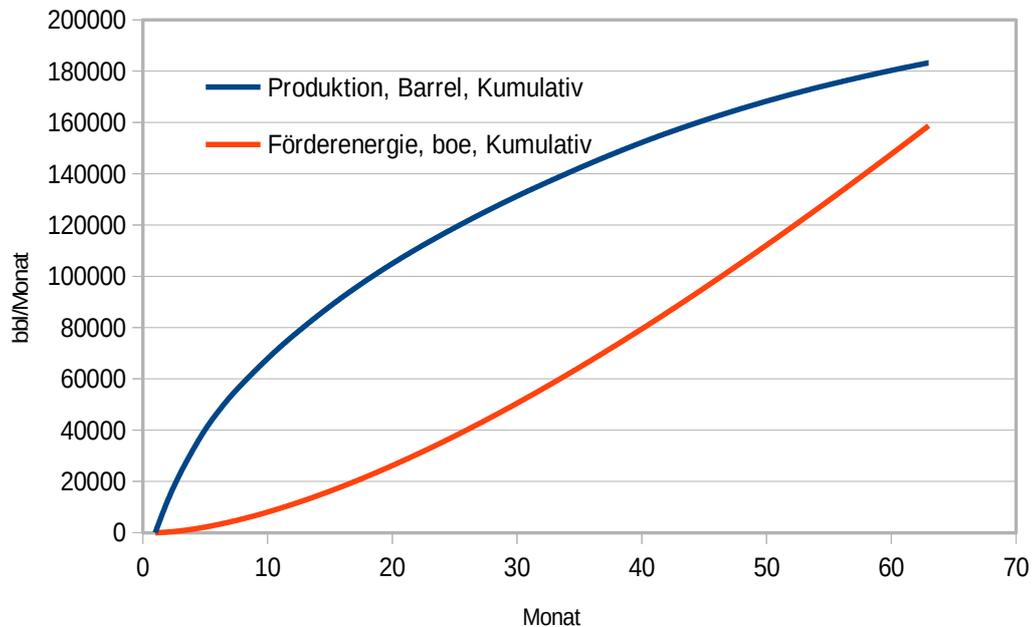


Abbildung 27: Typische Bakken Quelle: Kumulierte Ölproduktion und kumulierter Energieaufwand. Die Energie ist in boe (=Barrel of oil equivalent) umgerechnet.

Bei diesen Berechnungen ist das Ergebnis, dass die Förderung von LTO im Bakken pro Quelle in etwa so viel Energie verbraucht wie sie liefert. Weshalb wird das Rohöl denn überhaupt gefördert? Es ist deshalb möglich, weil die Energieeinheit aus Rohöl deutlich mehr kostet als die Energieeinheit aus Kohle oder Gas. Rohöl ist [22] pro Joule etwa fünfmal so teuer wie Kohle oder Gas. Wenn bei der Förderung sehr wenig teure Ölenergie verwendet wird, sondern nur billige Energie, ist ein finanzieller Gewinn möglich. Ganz ohne Öl kann man aber nicht auskommen, da der gesamte Verkehrssektor fast nur Öl als Energiequelle einsetzt.

Je nachdem, welche Zahlenwerte man einsetzt, ist etwas mehr oder weniger Energie als Input erforderlich als der Output beinhaltet. In der Beispielrechnung sind ist ein Wasseranteil von 50% angenommen; nach [19] liegt der Wasseranteil aber höher. Bei diesen Zahlen ist es fraglich, ob die Fracking-Firmen überhaupt Gewinn machen können. Es sieht heute so aus, dass viele der Firmen die aufgenommenen Kredite nicht mehr zurück zahlen können [21].

Die Hoffnung der Fracking-Firmen, dass ein Anstieg der Ölpreise sie retten kann, ist mehr als trügerisch. Um einen: Die Rettung durch einen Öl-Preisanstieg geht nur, wenn gleichzeitig die Input-Energien Kohle und Gas billig bleiben – und dafür gibt es wenig Indizien. Zum anderen zeigt dieser Report, dass die globale Ölpreisentwicklung abwärts geht.

Fazit: Fracking wandelt eine Sorte fossile Brennstoffe in eine andere Sorte und produziert dabei große Mengen klimaschädliches CO₂ Gas.

10.8 ETP-Gleichung für die Weltölförderung

Mit den Daten aus den Kapiteln 10.2 und 10.3 und Gleichung 7.1 kann man den Energieaufwand für die Weltölförderung bestimmen: Abbildung 28.

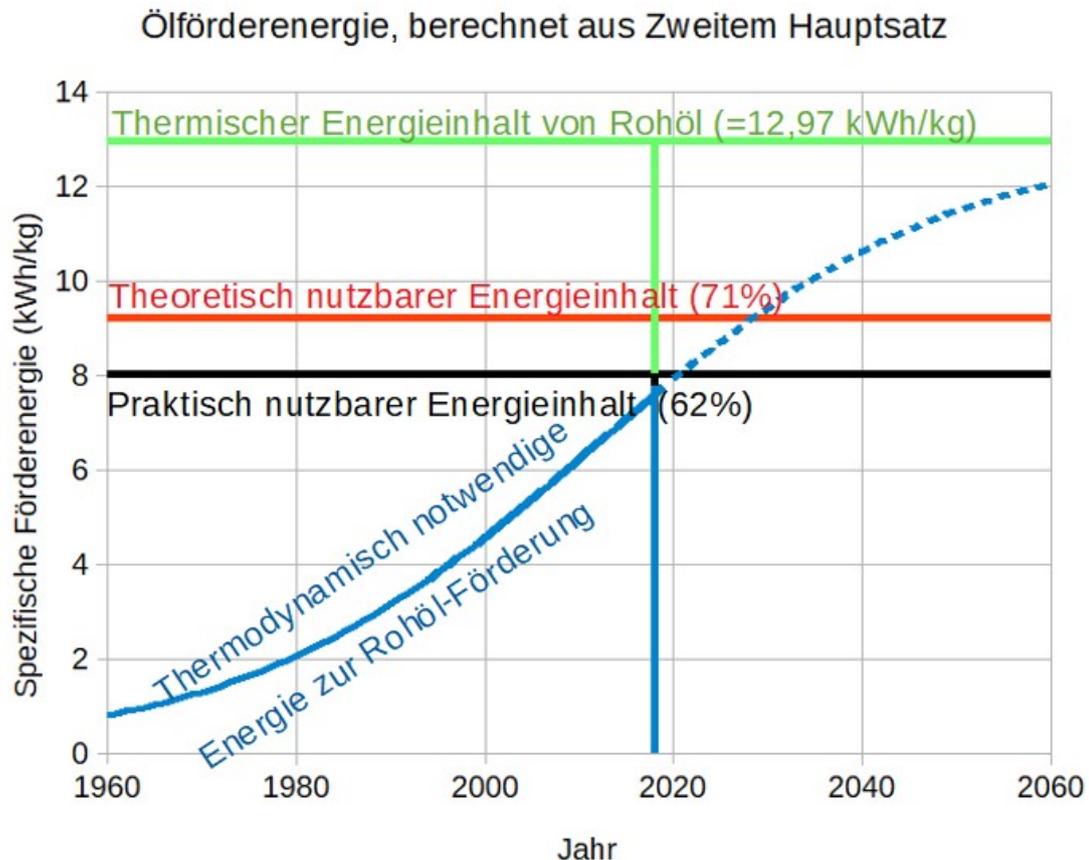


Abbildung 28: Förderenergie für die Weltölproduktion, berechnet aus der ETP-Gleichung.

Aus der ETP-Gleichung folgt, dass heute (2017) die spezifische Förderenergie e_{TP} (t) rund 56% des thermischen Energiegehalts von Rohöl benötigt und nur noch knapp unter dem praktischen nutzbaren Energieinhalt liegt. Die Erzeugung eines Temperatur-Ungleichgewichts in der Erde erfordert einen sehr hohen Energieaufwand, bis die spezifische Produktionsenergie so hoch ist wie der theoretische Nutzwert des Energiegehalts von Rohöl (Carnot-Prozess).

Spätestens im Jahr 2029 wird die Rohölförderung energetisch und wirtschaftlich keinen Sinn machen. Bereits 2022 ist kritisch.

Das Diagramm zeigt deutlich, dass um 2020 eine kritische Phase für die Ölförderung gegeben ist. Eine exakte Bestimmung des kritischen Zeitpunkts ist mit dieser Kurve allein nicht möglich.

Zum einen sind bestimmte Eingangsdaten nur ungenau bekannt:

- Die Extrapolation der Bohrlochtliefen und des Wasseranteils sind beide nicht perfekt.
- Es werden andere Energieformen als nur Rohöl bei der Förderung benutzt.
- Der angenommene, praktisch nutzbare Energieinhalt von Rohöl von 62 % könnte in der Realität deutlich niedriger oder etwas höher sein.

Trotzdem ist klar, dass ein kritischer Zeitpunkt existiert und bald eintritt.

10.9 Begriffe

All Liquids	Alle Flüssigkeiten zusammengezählt: Crude und Kondensat plus NGPL plus Refinery Gain plus Biotreibstoffe
Biotreibstoffe	Durch Landwirtschaft produzierte Treibstoffe, die bei All Liquids mitgezählt werden.
Brent	Rohölsorte; gehandelt in Europa und USA, auch weltweit
CEICDATA	Datenbank im Internet, enthält viele Wirtschaftsdaten, auch zu Autoproduktion und -verkäufen.
C und C	Crude und Condensate; Rohöl und Kondensat.
EIA	Energy Information Administration, US-Institut
Entropie	Ausdruck aus der Thermodynamik, ist die Wärmemenge geteilt durch die Temperatur. Entropieproduktion entspricht Abwärmeerzeugung.
EROI	Energy Return on Investment.
Exergie	Exergie ist der mechanisch nutzbare Anteil der Energie. Der nicht nutzbare Teil wird Anergie genannt.
ETP-Modell	Von der Hills Group veröffentlichte Studie, die als erste auf thermodynamische Grenzen der Ölförderung hingewiesen hat. ETP= Energy Total Production. Heißt: Gesamt-Produktions-Energie.
G\$	Gigadollar = 1.000.000.000 Dollar
HG	HillsGroup, Gruppe von Beratern für die Ölindustrie
Konventionelles Erdöl	konventionelle Erdöllagerstätten sind Ansammlungen von größeren Mengen Erdöl . In einer Fallenstruktur in Speichergestein.
MOMR	Monthly Oil Market Report der OPEC
NGPL	Natural Gas Plant Liquids; Gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus dem geförderten Rohöl austreten und verflüssigt werden.
OPEC, OPEC+	Oil Producing and Exporting Countries, Kartell von ölfördernden Staaten. Mit OPEC+ wird die OPEC inclusive Russland bezeichnet.
PPS	Petroleum Producing System, Die gesamte an der Ölförderung beteiligte Industrie.
Refinery Gain	Mengenzuwachs an Flüssigkeiten durch Raffinieren; benötigt Energiezufuhr zusätzlich zum Rohöl, um zu entstehen.
Shale Oil	Im allgemeinen Sprachgebrauch verwendeter Begriff für das Öl, das durch Fracking gewonnen wird. Leider falsch. Korrekt ist LTO (Light Tight Oil). Der Begriff „Shale Oil“ gilt für Schieferöl, das aber bisher kaum oder sogar gar nicht abgebaut wird.
Spezifischer Energieaufwand	Energieaufwand pro kg.
Unkonventionelles Öl	Dazu rechnet man Shale Oil, Teersand, Tiefseeöl. Biologisch hergestellte Treibstoffe gehören nicht dazu.ethanol
VDA	Verband der Automobilindustrie; veröffentlicht monatlich Daten zur Autoproduktion Deutschlands.
WTI	West Texas Intermediate; Rohölsorte, gehandelt in USA

10.10 Formelzeichen

E	Energie
E_{TP}	Förderenergie Total Produktion
e_{TP}	Spezifische Förderenergie Total Produktion (pro Massen- oder Volumeneinheit)
q_e, Q_e	Elektrische Ladung
Q, Q	Wärmemenge
c	spezifische Wärmekapazität [J/kg/K]
T_R	Durchschnittliche Reservoir-Temperatur [K]
T_0	Durchschnittliche Umgebungs-Temperatur $\sim 25^\circ \text{C}$ [=298,15 K]
t	Zeit
δt	Zeitspanne (kann z.Bsp. Monat oder Jahr bedeuten)
m	Masse
S	Entropie
W	Arbeit
Punkt über einem Zeichen	Bedeutet die Ableitung nach der Zeit
Index C	Crude oil (Rohöl)
Index W	Wasser
Index S	Surface (Oberfläche der Erde)
Index R	Reservoir
Index 0	Startwert 0

Zahlenwerte

Einheiten: Die Welt rechnet im internationale SI-System mit Meter, Kilogramm, Liter, Sekunde usw. Es gibt nur wenige Ausnahmen. Z.Bsp. die Ölindustrie benutzt das imperiale System mit feet, pound, gallons, barrel und anderem. Außerdem unterscheiden sich britische und US Einheiten.

Feet:	0,3048 m
Pound:	0,453 kg
Barrel Volumen:	159,99 Liter (=42 US gallons)
US Gallon:	3,785 Liter

Typische Werte von Rohöl (können Sortenabhängig deutlich variieren):

Gewicht pro Barrel:	137 kg/bbl
Wärmekapazität:	1884 J/kg/K
therm. Energieinhalt:	46,69 MJ/kg
Dichte:	0,862 kg/l

Wasser:

Dichte: 1,0 kg/l
Wärmekapazität: 4190 J/kg/K

Erde:
Temperatur Gradient: ~ 33 K/1000m
Umgebungstemperatur: ~25° C
Erdtemperatur in 20 m Tiefe: ~11°C

Energie:

Es gibt Unmengen von Energieeinheiten. Das SI-System verlangt Joule, aber die Kilowattstunde ist auch eine SI-Einheit. Beispiele sind:

1 kWh = 3,6 MJ

1 BTU = 1055,06 J (British Thermal Unit)

1 boe = 6,1 GJ (Barrel of oil equivalent)

10.11 Referenzen/Endnoten

[1] Daten zum Rohölpreis sind z.Bsp. zu finden auf der Seite der EIA unter dem Link:

https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

[2] Die Erkenntnis des Temperaturgleichgewichts bei unterschiedlichen Temperaturen war für mich die letzte Stufe zum Verständnis der Gültigkeit des ETP-Modells. In der Physik gibt es den Begriff des Gradientenfeldes. Ein solches Feld ist zum Beispiel das Gravitationsfeld der Sonne, in dem sich die Erde mit dem kreisenden Mond bewegt. Das Gravitationsgesetz ist zwischen Erde und Mond gültig, egal ob die Sonne ein Feld hat oder nicht. In der Erdkruste gibt es das Gradientenfeld der Temperatur. Zwischen den Komponenten innerhalb des Feldes haben sich die Temperaturen in Millionen von Jahren angeglichen.

Vor mir müssen hunderte von Ingenieuren der Ölindustrie dieselbe Idee gehabt haben; diese Idee drang aber nie nach außen.

[3] Eine kurze Einführung in die Thermodynamik liefert H.U.Fuchs „Mehr als Sie je über Entropie wissen sollten.“ . <https://studylibde.com/doc/3007070/mehr-als-sie-je-%C3%BCber-entropie-wissen-wollten>

Der erste Hauptsatz der Thermodynamik ist identisch mit dem Energieerhaltungssatz.

Der zweite Hauptsatz beschreibt die Umwandlung von nutzbarer Energie in Wärme (Vernichtung von Exergie).

Der wichtigste Punkt, den man verstehen muss, ist der zweite Hauptsatz der Thermodynamik. Auf Seite 26 ist die folgende Formulierung für den zweiten Hauptsatz genannt:

Wärme kann von einem kälteren auf einen wärmeren Körper nur unter Aufwand mechanischer Arbeit übertragen werden.

Das ist dasselbe wie:

Wenn zwei Körper gleich warm sind, kann Wärme von einem zum anderen Körper nur unter Aufwand mechanischer Arbeit übertragen werden.

Denn das erste Joule übertragener Wärme macht einen Körper kälter als den anderen. Siehe auch die Folie "Two pots of water." im Link https://www.peak-oil.com/wp-content/uploads/2018/05/2018-05-23_etp_thermal_equilibrium.pdf .

Man muss sich auch vergegenwärtigen, dass der zweite Hauptsatz die Zeit beschreibt. Er ist meines Wissens das einzige physikalische Gesetz, aus dem sich der Ablauf der Zeit ergibt.

Es reicht nicht aus, den zweiten Hauptsatz zu kennen, sondern man muss auch wissen, dass er überall wirkt. Jeder Motor in einem PKW, jedes Kraftwerk, jeder Organismus folgt dem zweiten Hauptsatz. Jede Art von Energieumwandlung folgt ihm.

[4] Experten lesen Kapitel 5 und 6 von: M.J.Moran/H.N.Shapiro: „*Fundamentals of engineering thermodynamics*“, John Wiley and Sons, Inc. ISBN-13 978-0-470-03037-0, ISBN-10 0-470-03037-2

In diesem Buch wird unter anderem der Unterschied zwischen thermisch nutzbarem Energieinhalt und mechanisch nutzbarem Energieinhalt erläutert, der in diesem Artikel nur gestreift wird.

[5] Daten zum Anteil der nicht energetisch genutzten Ölanteile sind zu finden unter „[EIA: About 7% of fossil fuels are consumed for non-combustion use in the US](https://www.greencarcongress.com/2018/04/20180407-eia.html)“ “

<https://www.greencarcongress.com/2018/04/20180407-eia.html>

[6] Vielen reicht das Nennen des Zweiten Hauptsatzes nicht als Begründung. Diese sollen sich die Temperaturverteilung in der Erdkruste ohne Temperaturgradient vorstellen (Abbildung 8). Zwischen vorher/nachher bestehen dieselben Temperaturunterschiede wie in Abbildung 2, derselbe Energieaufwand ist nötig, um den Unterschied vorher/nachher zu erreichen. Das rechte Bild ist mit dem ersten Hauptsatz (Energieerhaltung) verträglich, aber nicht mit dem zweiten. Die unregelmäßige Temperaturverteilung wird versuchen, sich auszugleichen. Sie ist kein Zustand, der von alleine entstanden sein kann, sondern nur durch externe Energiezufuhr. (In den Worten der Thermodynamik: Die Entropie des Endzustandes ist kleiner als die des Anfangszustandes).

Jedes gefördertete Barrel verändert den unnormalen Zustand weiter, und immer mehr Energie ist für weitere Veränderungen nötig. Spätestens wenn der chemische Energieinhalt des Barrels zur Veränderung nötig ist, wird die Ölförderung problematisch.

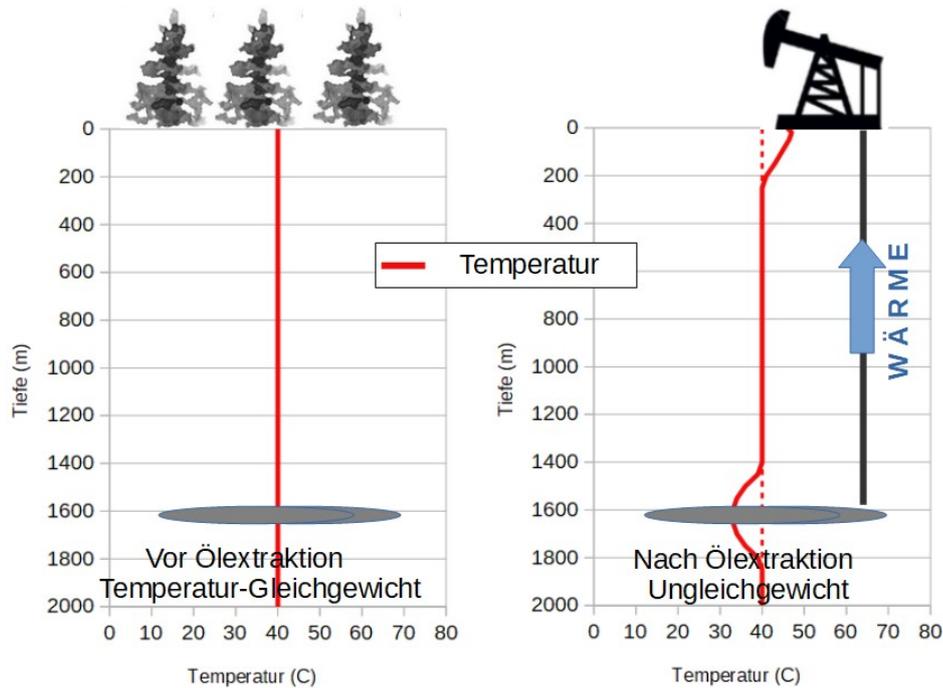


Abbildung 29: Angenommene Temperaturverteilung in der Erdkruste ohne Gradient. Der Unterschied der Temperaturen vorher / nachher ist wie in Abbildung 2.

[7] Hier ist eine Anmerkung sinnvoll: Fast jedem ist bewußt, dass die Wirtschaft von Energie angetrieben wird. Aber: Ganz oft habe ich gehört: „Wenn die Ölförderung so aufwendig wird, muss man eben mehr dafür bezahlen“. Das ist so falsch. Richtig ist: Man muss mehr Energie aufbringen. Wenn mit Energie Energie gefördert wird, ist Schluss, wenn der Aufwand ungefähr so hoch ist wie der Nutzen. Dann nützt mehr Geld nichts mehr. Ausnahme: Bei Nischenprodukten könnte es anders sein.

[8] Und noch eine Anmerkung: Energie ist nicht gleich Energie.

Die wertvollste der Energien ist für uns die elektrische. Elektrische Energie kann man mit hohem Wirkungsgrad (über 90%) in mechanische Energie umwandeln.

Die nächst wichtige ist die in Öl gebundene chemische Energie. Sie ist leicht transportabel und speicherbar. Sie hat aber den Nachteil, das Umwandlung in andere Energien nur mit ca. 30-40% möglich ist. Die meisten Fahrzeuge benötigen Öl als Energieträger.

Energien aus Kohle und Gas sind die nächsten in der Reihenfolge. Kraftwerke können Öl, Kohle und Gas zu etwa einem Drittel in elektrische Energien wandeln. Wird die Abfallwärme auch genutzt, kann ein weiteres Drittel verwendet werden.

Die am wenigsten nützliche Energieform ist die Wärmeenergie. Sie ist eigentlich das Abfallprodukt von Umwandlungsprozessen und nur bei großen Temperaturunterschieden wieder in eine andere Form wandelbar.

Wenn Öl mit anderen Energieformen gefördert wird, sind Wirkungsgrade und Preise zu berücksichtigen. Mit billiger Energie kann man teure Energie fördern, selbst wenn insgesamt weniger Energie rauskommt als reingesteckt wird.

[9] Wirkungsgrade bei der Umwandlung von chemisch gebundener Energie in elektrische Energie sind materialabhängig und prozessabhängig. Für die Umwandlung von Rohöl in mechanisch genutzte Energie sind zwei Wirkungsgrade in diesem Bericht benutzt worden. Der theoretisch maximal Wirkungsgrad ist mit 71% angenommen. Die praktisch maximal nutzbare Wirkungsgrad wurde mit 62% angesetzt. Beide Werte sind aus dem Report der Hills Group übernommen. Dieselmotoren und Benzinmotoren haben typischerweise deutlich geringere Wirkungsgrade zwischen 25% bis 45%. Dem Autor erscheint der angenommene praktische Wirkungsgrad von 62% ziemlich hoch. Um Wirkungsgrade zu berücksichtigen, müssen Inputenergien für die Förderung höher angesetzt werden; sie sind durch 0,62 zu dividieren.

Ein niedrigerer Wirkungsgrad würde das Ende des Ölzeitalters vorverlegen. Da aber die reale Preiskurve für die Bewertung der Zeitdauer des Ölzeitalters genommen wird, ist der echte Wert des Wirkungsgrades zweitrangig.

[10] Reuters „Saudi Arabia would need oil at \$80-\$85 a barrel to balance budget: IMF official“; <https://www.reuters.com/article/us-saudi-economy-imf/saudi-arabia-would-need-oil-at-80-85-a-barrel-to-balance-budget-imf-official-idUSKCN1Q01N0>

[11] Auf der Internetseite <http://peakoilbarrel.com> wird monatlich der OPEC-MOMR diskutiert. Von dort stammt die folgende Grafik. Seit Oktober 2018 geht die OPEC-Produktion deutlich zurück.

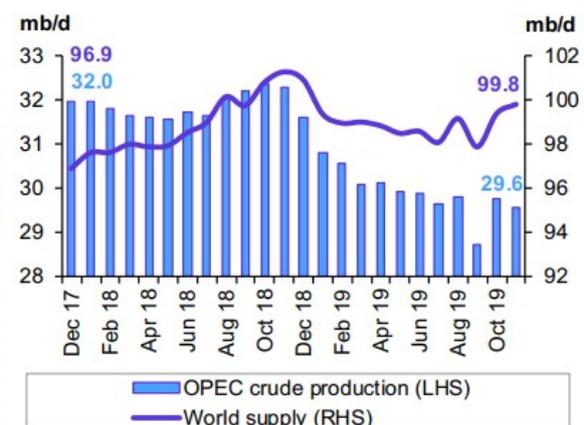
World oil supply

Preliminary data indicates that **global oil supply** in November increased by 0.41 mb/d to average 99.78 mb/d, compared to the previous month.

Non-OPEC supply (including OPEC NGLs) increased by 0.61 mb/d compared to the previous month to average 70.22 mb/d in November, higher by 1.28 mb/d y-o-y. Preliminary incremental production in November was mainly driven by the US, Canada, Norway, the UK, Russia, Azerbaijan and OPEC NGLs.

The **share of OPEC crude oil in total global production** decreased by 0.3 pp to 29.6% in November 2019 compared to the previous month. Estimates are based on preliminary data from direct communication for non-OPEC supply, OPEC NGLs and non-conventional oil, while estimates for OPEC crude production are based on secondary sources.

Graph 5 - 35: OPEC and world oil supply



Source: OPEC Secretariat.

Abbildung 30: Grafik aus dem MOMR Dezember 2019.

[12] The Hills Group, Report# HC3-433, Version 2, March 1 2015, „Depletion: A determination for the world's petroleum reserve“ .

Die Internetseite der Hills Group ist abgeschaltet. Wer die Studie trotzdem wünscht, sollte im Internet die Datei „petrohgv2.pdf“ suchen. In der Studie der Hills Group wird die Entropieerzeugung der ölfördernden Industrie bestimmt. Den Verfassern war damals nicht klar, warum so viel Entropie erzeugt werden muss. Heute ist klar: Das Temperaturgleichgewicht der Erdkruste wird geändert.

[13] Eigene Erfahrung, u.a. aus Diskussionen im Internet.

[14] Daten zur Ölproduktion sind zu finden bei der EIA, allerdings mit drei Monaten Zeitverzögerung: <https://www.eia.gov/beta/international/data/browser>. Aktuelle Produktionsdaten stammen aus dem OPEC-Monatsbericht: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm.

[15] Jedes Halbjahr veröffentlicht Haynes and Boone LLP einen Satz von Berichten über Bankrotte im nordamerikanischen Ölsektor: <https://www.haynesboone.com/publications/energy-bankruptcy-monitors-and-surveys>.

[16] Charles A.S. Hall, , Jessica G. Lambert, Stephen B. Balogh. „EROI of different fuels and the implications for society“

[17] Die EIA gibt genaue Daten für den Materialinput und -output beim Raffinieren an.

Input: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_inpt_dc_nus_mbb1_a.htm

Output: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_refp_dc_nus_mbb1_a.htm

Verbrauchte Brennstoffe: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_capfuel_dc_nus_a.htm

Mit den Brennwerten der Materialien kann man das Verhältnis energetischer Output zu Input bestimmen. Eine eigene Berechnung der Energieverbräuche, in die nur die Massenströme eingehen, ergab 13% weniger Output als Input.

Biokraftstoffe, Blender, Wasserstoff haben einen höheren Inputwert als es dem reinen Brennwert entspricht. Das bewirkt einen weiteren Verlust in der Größenordnung von 3%

Bitumen und Kunststoffrohmaterial (Naphta) werden nicht energetisch genutzt und zählen nicht als Energieoutput: 13% nach [5].

+2% der Inputenergie als Aufwand für Personal, Wartung und Abfallentsorgung erscheinen realistisch.

Damit sind die Gesamtenergieverluste in den Raffinerien um 31%.

[18] Es gibt drei wesentliche Mechanismen für den Wasserfluss in das Öl-Reservoir.

- Giant-Felder: Man pumpt Meerwasser ins Reservoir.
- Fracking: Man pumpt ein Wasser-Sand-Chemie Gemisch unter hohem Druck vor der Ölförderung ins Reservoir.
- Formationswasser: Eine Wassersäule (Formationswasser) bewegt sich in Richtung Reservoir, diese umfasst Wasser von ganz oben (Erdoberfläche) bis ganz unten.
-

[19] Ein Water cut von 58% ist gültig für Shale Oil Quellen im Bakken, siehe <https://srsroccoreport.com/big-trouble-brewing-at-the-bakken-rapid-rise-in-water-production-signals-red-flag-warning/>

[20] Das Förderprofil stammt aus David Hughes: „Drill Baby Drill“, Seite 82.

[21] Zur Finanziellen Situation von Fracking-Firmen:

a) Wolf Richter, „The Great American Shale Oil & Gas Bust: Fracking Gushes Bankruptcies, Defaulted Debt, and Worthless Shares“ <https://wolfstreet.com/2020/01/22/the-great-american-shale-oil-gas-bust-fracking-gushes-bankruptcies-defaulted-debt-and-worthless-shares/>

b) Nick Cunningham, „U.S. Shale Struggles To Ride Out The Storm“
<https://oilprice.com/Energy/Energy-General/US-Shale-Struggles-To-Ride-Out-The-Storm.html>

[22] Preise von Öl, Kohle, Erdgas am 21.01.2020

Öl (WTI):	58,64 \$/bbl	6397 MJ/bbl	9,1 \$/GJ
Steinkohle:	45,55 \$/tonne	29308 MJ/tonne	1,55 \$/GJ
Erdgas (USA):	1,89 \$/MMBtu	1055 MJ/MMBtu	1,79 \$/GJ

Der Preis von Öl ist ca. fünf- bis sechsmal so hoch pro GJ wie der von Kohle und Gas.

[23] Dr. John B. Swenson, University of Minnesota Duluth, Script zur Vorlesung „EnergyResources(ESci3202) 2019“, Titel *“Wk06_HydFracTightOil.pdf”*.

[24] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Referat Öffentlichkeitsarbeit: *„Geothermische Stromerzeugung“*