Peak Oil – Fakten und Fiktionen

geschrieben von Chris Frey | 15. August 2021

Rud Istvan

Ich habe mich entschlossen, diesen möglichen Gastbeitrag zu verfassen, der auf meinen drei E-Books basiert (die alle sehr günstig auf iBooks und Amazon Kindle erhältlich sind), weil Neulingsposter MI auf WUWT nicht verschwinden will und weiterhin OT falsches Peak-Oil-Zeug postet, das teilweise auf seinen Blog verweist, während er auf meine verschiedenen Kommentare zu ihm nicht antwortet. Ich kann mit Sicherheit niemanden irgendwo hin verweisen, auch nicht auf meine veröffentlichten eBooks. Hier ist also eine einfache WUWT-Zusammenfassung von „Peak Oil"-Fakten, kostenlos, aus diesen Büchern. Dave Middleton möge mir die möglichen Detailfehler des geologischen Laien in dem hier dargestellten Gesamtbild verzeihen, für das er sicherlich bessere Mittelstandskenntnisse hat als ich. Außerdem weiß ich aus früheren Kommentaren, dass hier seit Jahren einige mitlesen, die glauben, es gäbe kein solches Peak Oil-Ding. So wie es auch kein GHE oder kein ECS gibt. Dieser Beitrag richtet sich hauptsächlich an diejenigen, die das immer noch nicht glauben, zusätzlich zu MI.

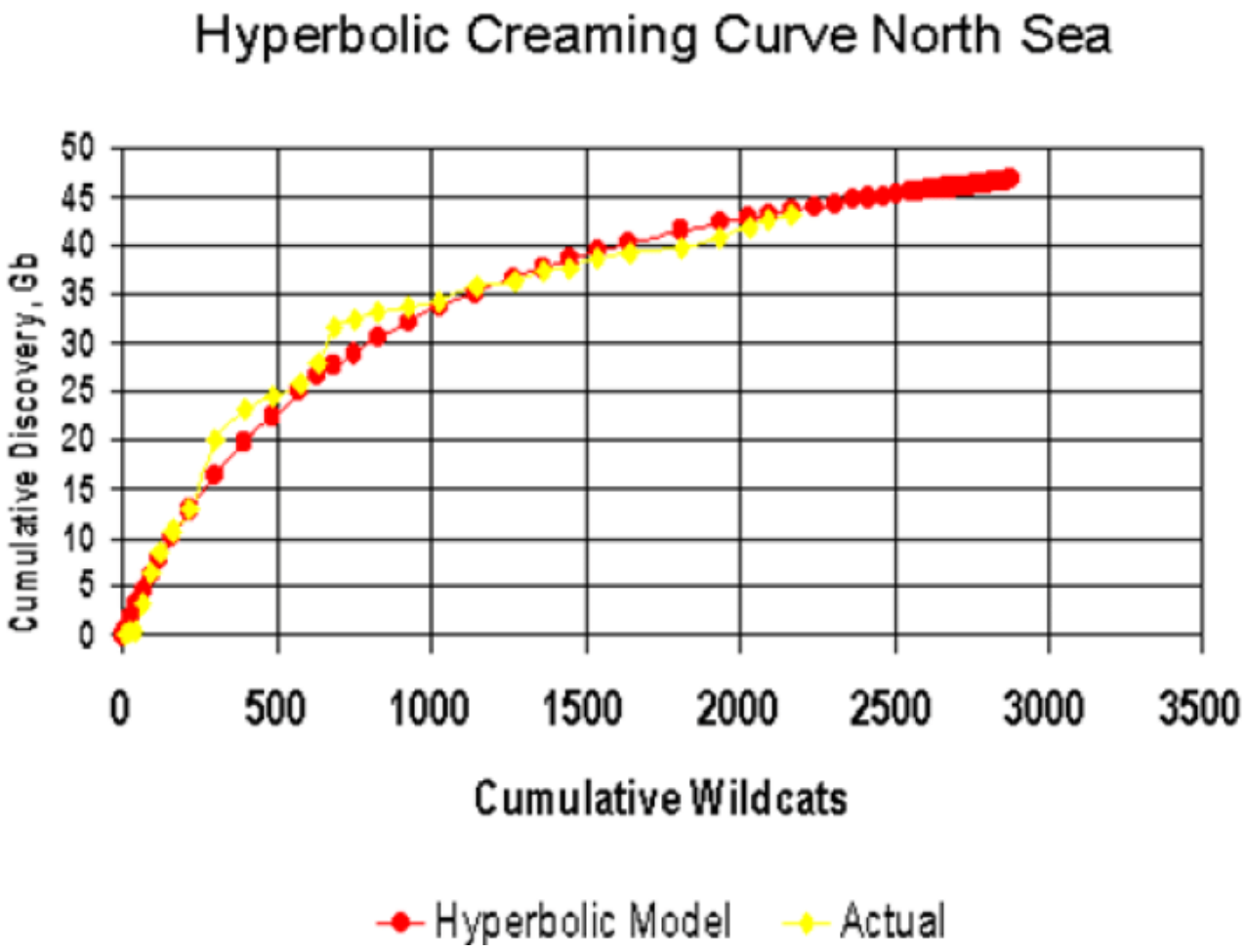
Peak Oil

Irgendwann muss es ihn geben, denn kaum jemand behauptet, Öl sei kein fossiler Brennstoff. Irgendwann muss also die derzeitige rasche Förderung alle früheren langsamen Anhäufungen übersteigen, so dass die Jahresproduktion irgendwann einen Höhepunkt erreicht. Die beiden abiotischen Öl-„Hypothesen" (Gold 2001 und Ukraine 2011) sind beide objektiv widerlegt worden. Es bleibt nur noch die Frage, wann der Höhepunkt der fossilen Ölproduktion erreicht wird und wie stark der Rückgang der Produktion nach dem Höhepunkt ausfallen wird. Diese einfachen Fragen stehen in direktem Zusammenhang mit zwei nicht so einfachen Fragen. Erstens: Wie viel fossiles Öl muss noch entdeckt werden? Und zweitens, wie viel davon kann sinnvoll gefördert werden? Für die zweite Frage gibt es zwei weitere Unterfragen: zu welchem Preis; und alles um jeden Preis? Auf diese Fragen gehe ich hier nicht ein.

Modelle zur Berechnung von *Peak Oil*

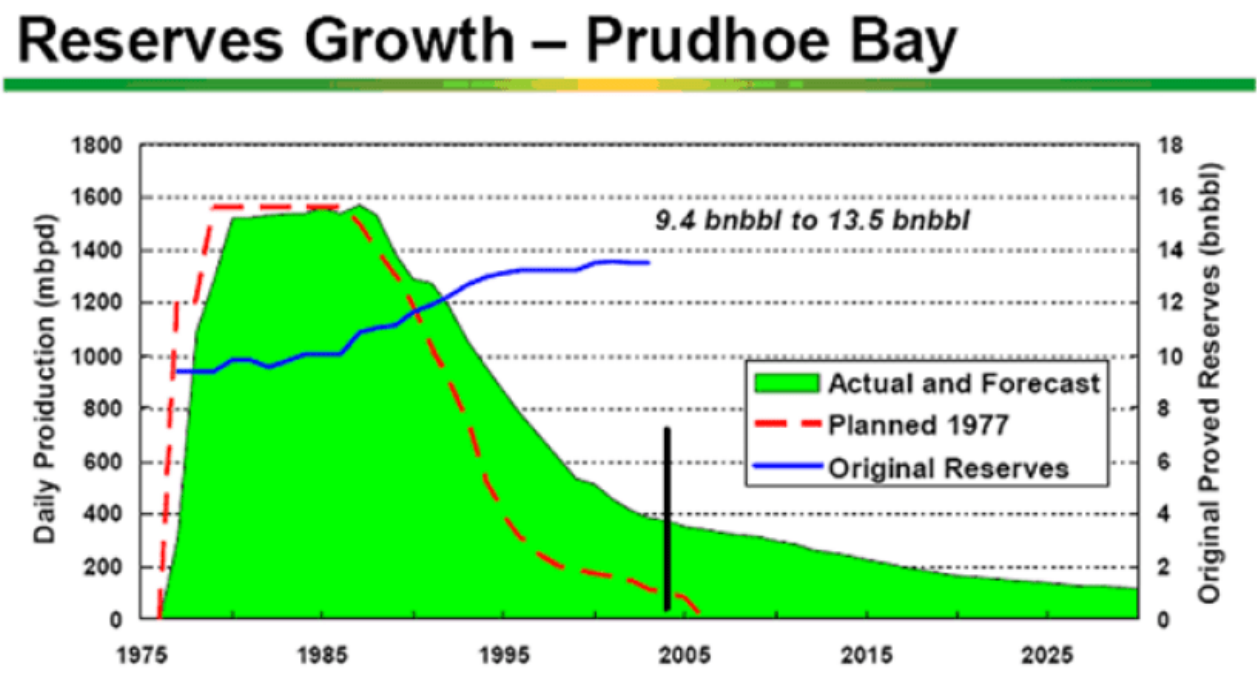
Es gibt drei grundlegende statistische Modellierungs-Verfahren zur Schätzung dieses fast sicheren zukünftigen Höhepunkts der Entdeckungen von fossilem Öl. Die bekannteste ist die von Hubbert für die USA unter Verwendung einer symmetrischen logistischen Wahrscheinlichkeitskurve (fat tail). Für das konventionelle US-Öl lag er ungefähr richtig, für alles andere falsch. Es gibt auch die Probit-Transformation und das hyperbolische *Creaming-Curve*-Verfahren für jedes Becken, wobei letztere unten am Beispiel der Nordsee erläutert wird. (Alle diese Methoden

werden in meinen E-Books erklärt, aber nicht hier.)



Die Probleme mit Hubberts ursprünglich angenommener Logistikkurven-Methode bestehen aus verschiedenen Teilen.

Erstens ist die konventionelle Kurve der Ölfeldförderung NICHT seine Logistikkurve. Sie hat dank der sekundären und tertiären Ölförderung einen langen fetten Schwanz. Technisch gesehen handelt es sich um eine Gamma-Funktionskurve. Ein gutes Beispiel ist der *US-North Slope*.



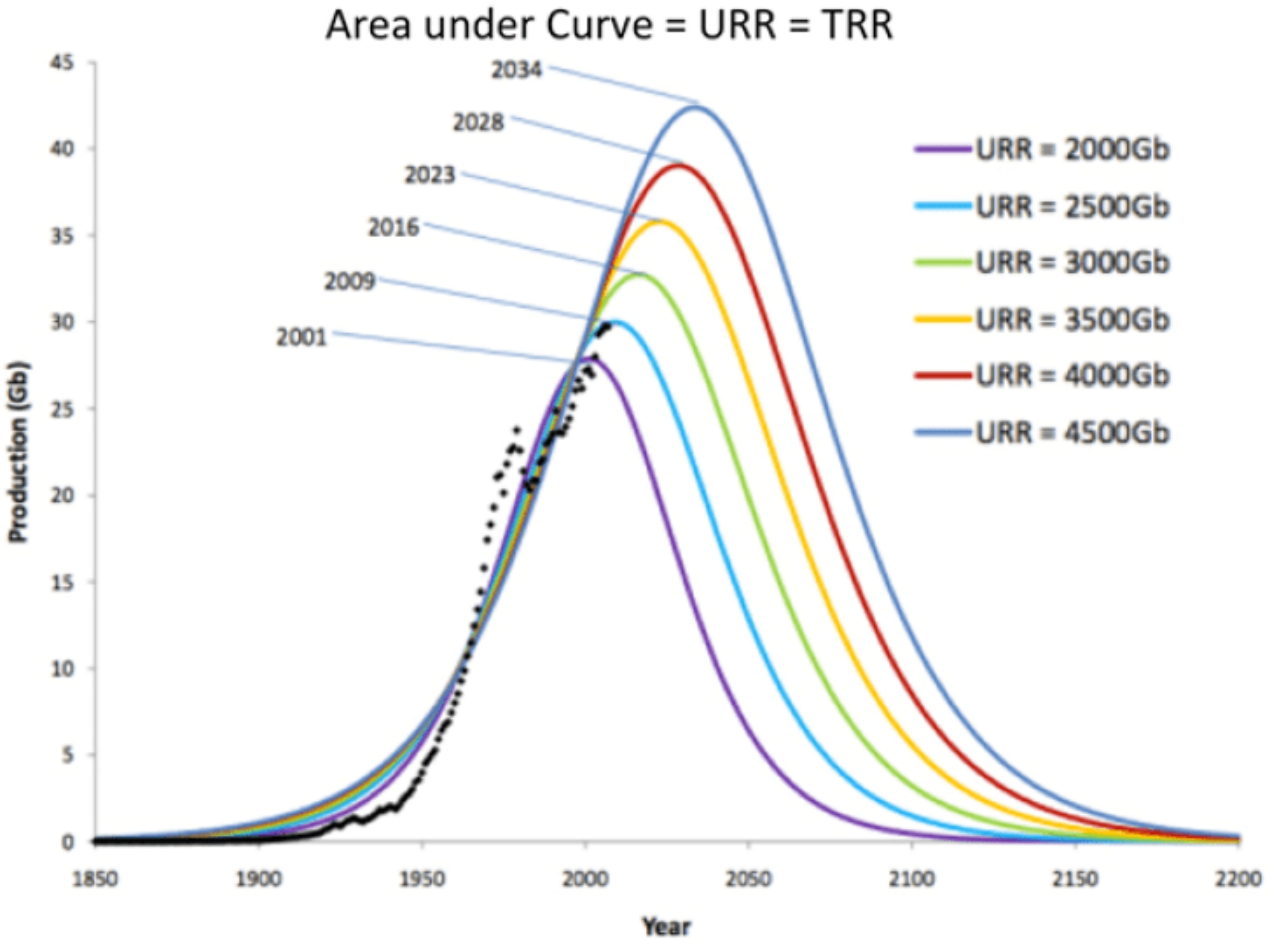
Zweitens galt seine Hypothese nur für „konventionelles Öl“, definiert als Viskosität API>10, das aus einem Reservoir mit >5% Porosität und einer Permeabilität >10 Millidarcies gefördert wird. Das bedeutet, dass sämtliches „Schweröl“, wie z. B. in den kanadischen „Teersanden“ oder im venezolanischen Orinoco (größte Schwerölreserve der Welt), und auch das gesamte neu gefrackte „dichte“ Schieferöl unberücksichtigt bleiben.

Drittens berücksichtigte seine Schätzung definitionsgemäß überhaupt nicht die späteren technologischen Fortschritte beim Fracking von Schieferöl (Tight Oil). Aber auch das Potenzial von gefracktem Schieferöl wurde grob überschätzt, wie ich in meinem E-Book „Blowing Smoke“ über Matroschka-Reserven und Reserven aufzeige. Nachfolgend ein Beispiel dafür, warum die Monterey-Schieferölreserve von offiziell über 15 Billionen Barrel laut EIA auf fast nichts laut USGS Monterey Shale ‚fold‘ Revision gesunken ist:

Gaviota State Park an der felsigen Küste des Pazifiks in Goleta, Santa Barbara County, Kalifornien

Die Plattentektonik hat im Monterey Shale nichts übrig gelassen, um horizontal zu bohren/zu fracken…. ein kleines geologisches Problem bei der horizontalen Bohrung/Frack-Ölförderung.

Aber wenn man all diese Dinge zusammenzählt und sie dann im Detail durchrechnet (in meinen ebooks), erhält man immer noch ungefähr die folgenden möglichen Ölförderspitzen aus der (immer noch falschen) ursprünglichen Hubbert-Logistikkurve:



Also ja, etwa 2023-2025 wird mit Sicherheit der Höhepunkt der Ölförderung erreicht sein.

Dies lässt sich auch auf andere Weise zeigen, zusammengefasst in den ebooks. Bei konventionellem Öl wurde in einer IEA-Erhebung von 2008 über die weltweit größten, etwa 800 produzierenden Ölfelder ein jährlicher Produktionsrückgang von etwa 5,7 % gemessen. Diese etwa 800 Felder machten in jenem Jahr etwa 85 % der gesamten konventionellen Ölproduktion aus. Die konventionelle Ölförderung erreichte also laut IEA um 2005 ihren Höhepunkt, was nahe an den verschiedenen Prognosen nach Hubbert liegt. Es gibt keine Möglichkeit, dass unkonventionelles Öl (angesichts der geringen Rückgewinnungsfaktoren) dies für viele Jahrzehnte in der Zukunft ausgleichen kann.

Aber aufgrund der Gammakurven für die Erschöpfung der Ölfelder wird es kein „plötzliches“ Ende der Welt geben, noch nicht einmal annähernd, wie es fälschlicherweise von diesem Hubbert-Logistikkurven-Peak-Oil-Modell oder von dem neuen Poster MI dargestellt wird. Es wird nur ein langsamer Rückgang sein, der vielleicht von Nahrungsmitteln überholt wird, selbst wenn es virtuelles Wasser gibt. Wie beim Klimawandel steckt der Teufel im Detail.

Link:
https://wattsupwiththat.com/2021/08/12/peak-oil-facts-and-fictions/

Übersetzt von Christian Freuer für das EIKE