

Unentdecktes Öl in der Arktis – ein Hoffnungsträger?

Wolfgang Blendinger,
Technische Universität Clausthal
wolfgang.blendinger@tu-clausthal.de

Immer wenn der Ölpreis neue Rekorde bricht, werden in den Medien Berichte veröffentlicht, die unter der Rubrik „Hoffnungsträger“ zusammengefasst werden können. Dieser Beitrag ist eine Analyse des Hoffnungsträgers „arktisches Öl“, das in der gegenwärtigen Fördermenge nur eine untergeordnete Rolle spielt. Ähnlich mengenmäßig unwichtige Fördermengen kommen derzeit aus dem Hoffnungsträger „Teersande“, die „Ölschiefer“ spielten und spielen überhaupt keine Rolle (www.enegiekrise.de). Auch die Theorie der abiotischen Ölentstehung gehört in diese Kategorie „Hoffnungsträger“ (Beitrag in Vorbereitung). Da die Ölpreise in der derzeitigen wirtschaftlichen Abschwungphase nachgegeben haben, gibt diese Zwischenphase die Gelegenheit, sich in Ruhe mit den gängigen Hoffnungsträgern auseinander zu setzen.

In unregelmäßigen Zeitintervallen veröffentlicht der Geologische Dienst der Vereinigten Staaten (USGS) Abschätzungen des Volumens von unentdeckten Öl- und Gasfeldern in verschiedenen Gebieten der Erde. Der letzte, von den Medien intensiv in Szene gesetzte Bericht beschäftigte sich mit der Arktis und wurde im Juli 2008 publiziert (<http://energy.usgs.gov/arctic/>), rechtzeitig mit der Preisspitze für Rohöl von etwa 140 USD. Hier wurden mehrere Regionen nördlich des Polarkreises (66.5 nördlicher Breite) näher auf zu erwartende Öl- und Gasfunde untersucht.

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Arktis etwa 90 Milliarden (90×10^9) Fass (1 Fass = 159 Liter) förderbares Öl enthält, das bisher noch nicht entdeckt worden ist. Das ist mehr als die doppelte Menge der bisherigen Funde in der Arktis, etwa 40 Milliarden Fass! Dabei wird erwartet, dass 84% des Volumens in sogenannten Offshore-Gebieten auftritt. Die Kombination aus arktisch und Offshore ist an und für sich schon problematisch, stellt es doch alle diese zu erwartenden Vorkommen in die Kategorie des nicht-konventionellen Erdöls, welches nur mit wesentlich größerem Aufwand gefördert werden kann als das Konventionelle. Unabhängig davon: Würde dieses Öl entdeckt und dann gefördert, könnte es den gegenwärtigen Verbrauch weltweit für etwa 3 Jahre sichern.

Es soll hier nicht darauf eingegangen werden, ob diese Zahlen tatsächlich das Phänomen “Peak Oil” wesentlich beeinflussen können, sondern um die Methodik. Um sich selbst ein Bild zu verschaffen, wie der USGS zu diesen Abschätzungen kommt, muss man etwas genauer den Ansatz analysieren, der zu diesem Resultat führt.

Der Ansatz des USGS ist geologischer Natur und bedient sich zusätzlich, als wesentliches Element der Abschätzung, statistischer Methoden.

Der geologische Teil der Vorhersage benutzt sogenannte Analogdaten. Dafür muss zunächst die Geologie des Vorhersagegebiets in groben Zügen bekannt sein, was in der Regel aufgrund von Bohrdaten, die es selbst von den entlegensten Gebieten der Erde gibt, auch der Fall ist. Es muss also die klassische Konstellation von Erdölmittergestein, Speichergestein und Abdichtgestein vorhanden sein ebenso wie eine gewisse Deformation des Untergrunds, um die Bildung von Erdöllagerstätten (in der geologischen Vergangenheit) zu ermöglichen.

Die Analogdaten bestehen aus geologischen Parametern aus anderen, besser bekannten Gebieten, deren Konstellation denen der Vorhersagegebiete entspricht. Dabei spielt auch die Größe der entdeckten Felder in den Analoggebieten eine wesentliche Rolle.

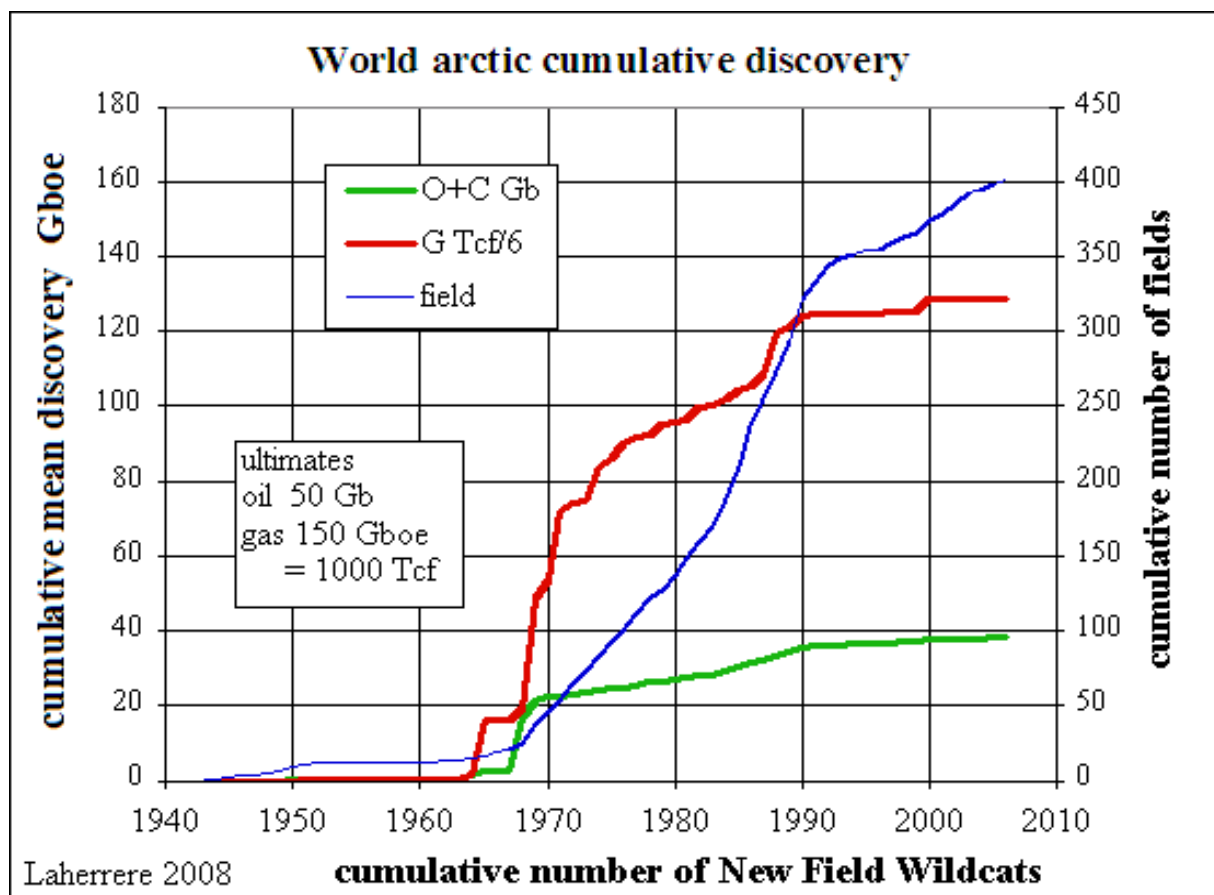
Anschließend werden die Analogdaten ähnlich einem Raster über die Vorhersagegebiete gelegt.

Die Vorgehensweise des USGS ist methodisch kaum angreifbar, jedoch ist die angewandte Computersimulation (sogenannte Monte-Carlo-Simulation) zur Berechnung unterschiedlicher Wahrscheinlichkeiten umstritten.

Es gibt aber einen anderen Ansatz, der sich ausschließlich mit bekannten Daten für die Vorhersagegebiete auseinandersetzt und nach Ansicht des Verfassers eine realistischere Abschätzung des unentdeckten Öl- (und Gas-) Volumens ergibt.

Dieser alternative Ansatz wurde im März 2008, also unmittelbar vor Erscheinen der USGS-Studie, vom Geologen Jean Laherrere in "The Oil Drum" publiziert (<http://europe.theoil Drum.com/node/3666>). Dieser soll hier kurz beschrieben und die Ergebnisse mit denen der USGS-Studie vom Juli 2008 verglichen werden.

Die Analyse des Geologen Jean Laherrere ist weniger geologisch, sondern analysiert (a) die Anzahl der Bohrungen, die ein neues Feld entdeckt haben (sogenannte "wildcats"), (b) die gefundene Gesamtmenge, sowie (c) die Anzahl der entdeckten Öl- (und Gas-) Felder. Er benutzt dabei im Wesentlichen die Datenbank von IHS Energy, die übrigen auch vom USGS herangezogen wurde.



Die Abbildung zeigt die in der Arktis bisher gefundenen Öl- und Kondensatmengen (grüne Kurve; Gb=Gigabarrel), die bisher gefundene Gasmenge (rote Kurve, in Trillionen Kubikfuß), und die Anzahl der bisher gefundenen Öl- und Gasfelder (blaue Kurve). Der vertikale Maßstab auf der linken Seite der Grafik steht für Gigabarrel Öläquivalent und bezieht sich auf Öl und Gasmengen. Die Grafik wurde der Internet-Publikation von Jean Laherrere entnommen (<http://europe.theoil Drum.com/node/3666>).

Diese 3 Parameter werden grafisch aufgetragen und lassen sofort den deutlichen Trend erkennen:

- seit 1990 wurden keine wesentliche Ölmengen mehr gefunden, und
- wenn etwas gefunden wurde, handelte es sich ausschließlich um kleine Felder.

Laherrere schätzt das sogenannte “ultimate potential”, also das förderbare Gesamtvolumen, der Arktis auf 50 Milliarden Faß Öl, ähnlich wie Campbell mit 52 Milliarden Fass. Da bereits etwa 40 Milliarden Fass gefunden wurde, reduziert sich die Abschätzung der noch zu findenden Menge – in der gesamten Arktis - auf etwa 10 Milliarden Fass.

Hier wird eine gewaltige Diskrepanz offenkundig: der geologisch-statistische Ansatz der Geologen des USGS resultiert in einer etwa 9 mal höheren Menge an unentdecktem Öl als der des Geologen, der eine einfache Analyse von Mengendaten der Vergangenheit durchführt!

Der Methodik von Jean Laherrere muss hier eindeutig der Vorzug gegeben werden. Was in den Abschätzungen des USGS nämlich keine Rolle spielt, ist die Tatsache, dass auch diese entlegenen Gebiete geologisch recht gut bekannt sind, seit langer Zeit erkundet wurden, und dass besonders die russischen geologischen Daten als vollständig zugänglich vorausgesetzt werden. Dies ist kaum realistisch und trifft besonders für Sibirien zu, dem der USGS das größte “Potential” zuschreibt. Russische Geologen kennen „ihr“ Gebiet sehr wahrscheinlich besser als der USGS. Die Regel, dass große Felder zuerst gefunden werden, greift auch hier, und diese Großfunde sind bis heute entweder erfolgt oder eben ausgeblieben. Eigenartigerweise werden die bekannten Mengen und deren zeitliche Trends in der Analyse des USGS überhaupt nicht diskutiert. Diese fehlende Auseinandersetzung mit anderen, publizierten, Analysen macht die Schlussfolgerungen des USGS rein wissenschaftlich unglaubwürdig.

Die Mengenabschätzung des USGS kann somit als deutlich zu hoch bewertet werden, denn die Trends sprechen eine andere Sprache. Die “Wahrheit” wird nicht irgendwo in der Mitte liegen, sondern eher in der Nähe der Abschätzung von Laherrere und Campbell.

Unterstützung erhält die hier geäußerte Ansicht von Geologen, die die Aufsuchung von Öl und Gas in der kanadischen Arktis historisch beleuchten (http://www.canadiangaspotential.com/papers_presentations/AESTC_Oct2007.pdf). Deren Schlussfolgerungen sind einfach und prägnant: (a) Es gab in der kanadischen Arktis nie positive Überraschungen; (b) es wurde fast ausschließlich Gas gefunden, und (c) die Geschichte der Suche nach Öl und Gas lässt keine berechtigte Hoffnung auf große Felder zu.

Damit darf gezweifelt werden, ob die Arktis als Hoffnungsträger für spektakuläre Neufunde von Öl (und Gas) dienen kann.