

Zeitschrift: Energie & Umwelt : das Magazin der Schweizerischen Energie-Stiftung SES
Band: - (2010)
Heft: 4: Unsere Abhängigkeit von Erdöl

Artikel: Die Zeit des "easy oil" geht zu Ende
Autor: Bitzer, Klaus
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-586553>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 06.10.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Die Zeit des «easy oil» geht zu Ende

Seit 2004 verharrt die Erdölproduktion inklusive der «Natural Gas Liquids» NGL auf einem Plateau von etwas über 82 Mio. Barrel/Tag. Bleibt die Frage, wieso die massiv gestiegenen Erdölpreise – allen Marktgesetzen zum Trotz – nicht zu einer Ausweitung der Produktion führten...



Von **PROF. KLAUS BITZER**
Leiter, Abteilung Geologie, Uni Bayreuth, Vorstandsmitglied ASPO-Deutschland, klaus.bitzer@uni-bayreuth.de

Offensichtlich ist bei der Erdölproduktion seit 2004 ein Fördermaximum erreicht, das jedoch gewissen Schwankungen unterliegt (siehe Grafiken nebenan); das genaue Einmessen des höchsten Punktes dieses Plateaus wird aber erst möglich sein, wenn der Abstieg begonnen hat. Selbst die konservative Internationale Energie Agentur IEA bezeichnet im «World Energy Outlook» 2010 das Maximum der konventionellen Erdölförderung im Jahr 2006 als erreicht.

Unterschiedliche Prioritäten der beiden grössten Erdölproduzenten

In dieser Situation stellen sich natürlich Fragen zur künftigen Förderpolitik und nach vorhandenen Kapazitätsreserven der wichtigsten Erdölproduzenten. Hinsichtlich der künftigen Förderpolitik deutet sich an, dass die beiden grössten Erdölproduzenten, Russland (10 Mio. Barrel/Tag) und Saudi Arabien (8,3 Mio. Barrel/Tag), unterschiedliche Prioritäten setzen.

Saudi Arabien plant offenbar einen vorsichtigeren Umgang mit den vorhandenen Reserven. So verfügte Saudi Arabiens König Abdullah im Juli diesen Jahres die sofortige Einstellung aller Explorationsbemühungen, da der Reichtum des Landes für künftige Generationen aufgehoben werden solle. Das Ziel einer Erhöhung der Produktionskapazität auf 12,5 Mio. Barrel/Tag wurde bislang nicht erreicht, und König Abdullahs Äusserungen lassen nicht erwarten, dass eine Erhöhung dieses Kapazitätsziels überhaupt angestrebt wird.

Russland, das nicht der OPEC angehört, würde die Produktion gerne ausweiten, stösst aber an finanzielle Grenzen. Im Juli diesen Jahres wies Anatoly Dmitrievsky, Direktor des «Institute of Oil and Gas Problems» der russischen Akademie der Wissenschaften, darauf hin, dass Investitionen in Höhe von 280 Milliarden Dollar für neue Produktionskapazitäten aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise verschoben werden mussten. Eine Erhöhung der Produktionskapazitäten ist daher auch für Russland kaum zu erwarten.

Lässt sich die Förderung überhaupt erhöhen?

Zur Höhe der Reservekapazitäten, die derzeit allenfalls im Bereich der OPEC-Länder vorhanden sein dürften,

gibt es widersprüchliche Informationen. Stellungnahmen der IEA nennen für den Zeitraum vor der Wirtschaftskrise Reservekapazitäten von 3 Mio. Barrel/Tag. Doch es stellt sich hier die Frage, warum diese Reservekapazitäten nicht tatsächlich auf den Markt kamen. Bei 147 Dollar pro Barrel kann es am Preis kaum gelegen haben.

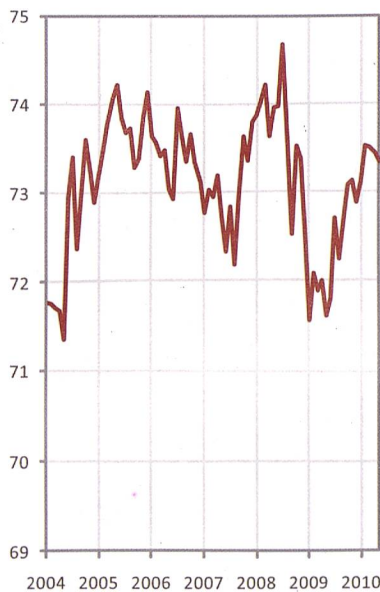
Sadad Al-Husseini, ehemaliger Vizepräsident der saudischen Ölgesellschaft Saudi Aramco, schrieb im August 2009 in einem Beitrag für die Branchenzeitschrift «Journal of Petroleum Technology»: «Trotz massiver Investitionen in den Jahren 2003 bis 2008 konnte die Erdölindustrie den Anstieg des Ölbedarfs nicht decken. Letztlich war es nicht möglich, das Produktionsplateau von 85 bis 86 Millionen Barrel/Tag trotz bester Bemühungen von OPEC und Nicht-OPEC Produzenten zu überschreiten.»

Zu beachten ist zudem, dass ein natürlicher jährlicher Rückgang der Förderung hinzukommt, der von der IEA im Jahr 2009 auf 6,7 Prozent berechnet wurde. Bei einer Förderung von Rohöl in Höhe von 73,5 Mio. Barrel/Tag in diesem Jahr bedeutet dies, dass jährlich etwa 5 Mio. Barrel/Tag an Produktionskapazität durch den natürlichen Förderrückgang vom Markt verschwinden. Dies heisst, dass der jährliche Produktionsrückgang mindestens in der Grössenordnung möglicher Reservekapazitäten (von 3 Mio. Barrel/Tag) liegt. Es sind also Jahr für Jahr jeweils 5 Mio. Barrel/Tag Produktionskapazität zu ersetzen. Wo aber werden diese Kapazitäten herkommen? Die heute möglicherweise existierenden Reservekapazitäten werden schnell aufgebraucht sein.

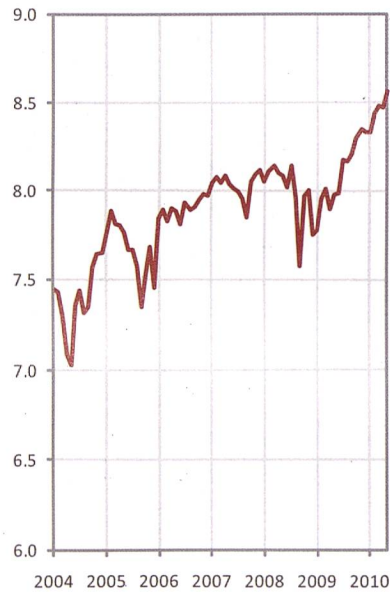
«easy oil» durch unkonventionelles Öl ersetzen?

Neue Produktionskapazitäten sind nur von neu zu erschliessenden Lagerstätten zu erwarten. Hier richten sich die Hoffnungen vielerorts auf die Gewinnung unkonventionellen Erdöls. Ein Beispiel für die Schwierigkeiten bei der Entwicklung solcher Erdöllagerstätten ist das Feld «Chicontepec», auf das die mexikanische Erdölfirma Pemex nach dem Niedergang des Ölfeldes «Cantarell» grosse Hoffnungen setzt. In die Entwicklung des «Chicontepec»-Feldes wurden bislang 3,4 Milliarden Dollar investiert, die Förderung beträgt 30'000 Barrel pro Tag und bleibt damit weit unter dem angestrebten Ziel von 72'000 Barrel pro Tag. Für jedes Barrel Produktionskapazität waren

Rohöl-Produktion
Januar 2004 bis Mai 2010



Produktion der «Natural Gas Liquids»
Januar 2004 bis Mai 2010



Die Grafik links zeigt die Förderung von Rohöl, wobei schon Anteile unkonventionellen Rohöls enthalten sind. Die Tendenz ist trotz monatlicher Schwankungen klar: Die Förderung nimmt ab um etwa 1,5 Mio. Barrel/Tag über die letzten 5 Jahre. Dies wird teilweise aufgefangen durch eine erhöhte Produktion der «Natural Gas Liquids» NGL, die in der Grafik rechts dargestellt ist. Quelle: Energy Information Administration

mehr als 100'000 Dollar Investitionen erforderlich, weitere 8 Milliarden müssten also investiert werden. Insgesamt sind 20'000 Bohrungen geplant, mit denen eine maximale Förderung von 1 Mio. Barrel schwer zu verarbeitendem Schweröl pro Tag erreicht werden soll. Das entspricht einer durchschnittlichen Förderung von 50 Barrel pro Bohrung und Tag. Im Vergleich: In Saudi Arabien werden 10'000 Barrel Leichtöl pro Bohrung und Tag erreicht.

Diese Zahlen machen deutlich, wie schwierig die Substituierung des «easy oil» durch unkonventionelles Öl ist: Nimmt man die Zahlen des «Chicontepec»-Feldes, so kostet die Schaffung einer Produktionskapazität von 1 Mio. Barrel/Tag etwa 100 Milliarden Dollar. Dennoch werden solche unkonventionellen Felder medienwirksam als technologische Durchbrüche gefeiert. In Wirklichkeit werden aber, nach einem üppigen Mahl, mit einer (sehr teuren) Pinzette lediglich die Krümel vom Tisch aufgesammelt.

Alte Ölfelder reaktivieren?

Eine andere Tendenz besteht in der Reaktivierung alter, bereits aufgegebenen Lagerstätten. Ein Beispiel hierfür ist das «Ayoluengo»-Feld in Nordspanien, das 1964 von Chevron gefunden wurde. Im Jahr 1969 erreichte die Produktion mit 4200 Barrel/Tag ein Maximum, bis 2007 sank die Produktion auf knapp 100 Barrel/Tag. Nach mehrfachem Besitzerwechsel wurde das Feld im Jahr 2007 für 2 Mio. Euro an das englische Kleinunternehmen «Leni Gas and Oil» verkauft, das langfristig eine Produktionsausweitung auf 10'000 Barrel/Tag plant. Tatsächlich wurde die Produktion im vergangenen Jahr

kurzfristig bis auf 300 Barrel/Tag erhöht. Schaut man sich die Unterlagen genauer an, so erkennt man, dass das kommerzielle Interesse weniger auf der Förderung von Erdöl, sondern auf der künftigen Injektion von CO₂ in die erschöpfte Erdöllagerstätte liegt. Der Rückgriff auf solche alten Kleinlagerstätten ist kein Einzelfall. Eine Lösung des Energieproblems ist damit jedoch nicht gegeben.

Hohe Erschliessungs- und Umweltkosten

Dort, wo noch grosse Lagerstätten erhofft werden, sind die Erschliessungskosten und Umweltkosten entsprechend hoch. Umweltkosten tauchen freilich in keiner Rechnung auf: Sie werden einfach externalisiert. Spektakuläre Unglücke wie «Deepwater Horizon» werden kaum Einzelfälle bleiben und die Schadenspotenziale bei der geplanten Gewinnung von Erdöl und Erdgas in der Arktis sind noch um einiges grösser. Bei der Erschliessung des «Shtokman»-Feldes 600 Kilometer nordöstlich von Murmansk darf man sich auf «spannende» Szenen gefasst machen, wenn zwischen driftenden Eisbergen Bohrplattformen manövriert werden und Förderanlagen im arktischen Winter in Betrieb gehalten werden müssen. Nur mit Mühe konnte das Betreiberkonsortium aus Gasprom, Total und Statoil bislang von der Planung eines zwischen Eisbergen schwimmenden Atomreaktors zur Energieversorgung der benötigten Bohr- und Förderanlagen für das «Shtokman»-Feld abgehalten werden.

Alle medienwirksam verbreiteten Erfolgsmeldungen über Erdölfunde können nicht darüber hinwegtäuschen: die Zeit des «easy oil» geht zu Ende. <