

## FAKTEN ■ ANALYSEN ■ WIRTSCHAFTLICHE HINTERGRUNDINFORMATIONEN

### Ölsande in Kanada –

### Eine Alternative zum konventionellen Erdöl?

Hans G. Babies

Ausgehend von der Aussage in der neuesten Energiestudie der BGR (2003), wonach im Zeitraum 2010 bis 2030 ein Maximum der Förderung an konventionellem Erdöl erreicht wird, stellt sich die Frage ob nicht-konventionelles Erdöl, speziell die Ölsande, eine mögliche Alternative bieten, um den zu erwartenden Förderrückgang aufzufangen.

Ölsandvorkommen stellen unter den Energierohstoffen ein riesiges Potenzial dar. Weltweit wird die Menge an Erdöl, die an Ölsande gebunden ist, auf annähernd 400 Gt\* (in-place) geschätzt (PERRODON et al. 1998). Diese Ölsande (s. Definitionen) – die Gemische aus Bitumen, Sanden und Tonen – sind aus 70 Ländern bekannt und treten oberflächennah auf.

Als Reserven, d. h. als wirtschaftlich förderbar, werden davon ca. 35 Gt angesehen. Andere nicht-konventionelle Erdöle, wie Schwerstöl und Ölschiefer, nehmen geringere Anteile ein (Abb. 1). Für konventionelles Erdöl betragen die Reservenschätzungen 2001 weltweit ca. 152 Gt (BGR 2003).

Da die Förderkosten der Ölsande in den letzten beiden Jahrzehnten durch technische Verbesserungen bei den Förder- und Gewinnungsmethoden erheblich gesenkt werden konnten, sind

sie heute durchaus mit denen der konventionellen Erdölförderung vergleichbar. Sie liegen um 10 US\$ pro Barrel Öl (Ende 1970: um 20 US\$/Barrel).

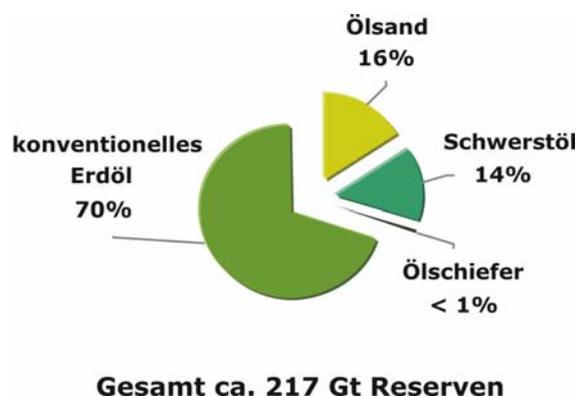


Abb. 1: Verteilung der konventionellen und nicht-konventionellen Erdöl-Reserven weltweit (BGR 2003)

Demzufolge rechnen die Fachzeitschriften Oil & Gas Journal (RADLER 2002) und Oeldorado (EXXONMOBIL 2003) die Ölsandreserven mittlerweile zu den konventionellen Erdölen (s. Definitionen) und verhelfen damit Kanada mit 28,5 Gt Reserven auf den 2. Platz in der Rangfolge der Weltreservenländer, zwischen Saudi Arabien (35,7 Gt) und Irak (15,6 Gt). Andere Quellen wie BP (2003) und BGR (2003) bleiben bei der bisherigen Aufteilung der konventionellen und nicht-konventionellen Erdöle.

\* Gt = Gigatonnen = Milliarden Tonnen  
= 10<sup>9</sup> Tonnen

Die Ölfördermengen aus Ölsanden sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Können sie aber die Welterdölförderung in Zukunft maßgeblich beeinflussen? Nach verschiedenen Berechnungen wird ein Welt-Fördermaximum an konventionellem Erdöl mit ca. 4,5 Gt/a zwischen 2010 und 2030 erwartet (BGR 2003). Unter Einbeziehung von nicht-konventionellem Erdöl kann dieses Fördermaximum zwar zeitlich hinausgeschoben werden und eine Höhe von ca. 5,5 Gt/a erreichen, aber infolge des zu erwartenden raschen Rückgangs der Förderung des konventionellen Erdöls kann der danach zu erwartende Förderabfall nicht in vollem Umfang kompensiert werden.

## Die Ölsande Kanadas

Die größten bekannten Ölsandlagerstätten befinden sich im Nordosten der Provinz Alberta/Kanada (Abb. 2) auf einer Fläche von ca. 77.000 km<sup>2</sup> (zum Vergleich: Niedersachsen 47.600 km<sup>2</sup>). Das Bitumen ist vorwiegend an hochporöse und permeable fluviatile Sandsteine deltaischer oder küstennaher Ablagerungsmilieus des Apt und Alb (oberste Unterkreide) gebunden. Viele dieser Vorkommen treten im Übergangsbereich vom stabilen Rand des kanadischen Schildes zum marinen Milieu auf.

Über 60 % der Weltreserven an natürlichem Bitumen aus Ölsand werden hier vermutet. Die Produktion aus den Ölsanden Kanadas begann bereits vor rund 30 Jahren, z. T. mit erheblichen Fördergeldern des kanadischen Staates. Nach wie vor ist Kanada der einzige bedeutende Produzent von Bitumen aus Ölsanden. Der direkte Nachbar und Haupterdölimporteur USA begrüßt die steigende Gewinnung aus den Ölsanden, die zu ca. 70 % in die USA exportiert wird, da sie für eine nachhaltige Versorgungssicherheit sorgt.

Die **Förderung** erfolgt sowohl im Tagebau als auch im so genannten in-situ Verfahren. Im **Tagebau** wird die gesamte ölhaltige Sandschicht mittels Baggern abgebaut. Um eine Tonne Bitumen zu erhalten, müssen ca. 12 Tonnen Ölsand bewegt werden. Der Ölsand wird mit heißem Wasser vermischt und als so genannter ‚slurry‘ per Pipeline zur Aufbereitungsanlage gepumpt (Hydrotransport). Im Separationsbehälter der Extraktionsanlage wird das Bitumen von Sand, Ton, Salzen und Was-

ser getrennt. Das Wasser, das noch Sand, Tonpartikel und Restöl enthält, wird zur weiteren Separation in Absetzbecken gepumpt. In neuen Anlagen wird bis zu 80 % des Wassers recycelt. Der gereinigte Sand wird zur Rekultivierung per Pipeline zurück in ausgeförderte Grubenbereiche verbracht.

Ölsandvorkommen unter Überdeckung von mehr als 50 – 70 m werden im **in-situ Verfahren** behandelt. Bei dieser Methode verbleibt das Gestein an Ort und Stelle. Durch Bohrungen wird heißer Wasserdampf in die Ölsandschicht injiziert, der das Bitumen verdünnt und fließfähig macht, so dass es durch Rohrstränge zu Tage gefördert werden kann. Als Stichworte seien hier genannt: Cyclic Steam Simulation (CSS) und Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). Für die Wasserdampferzeugung wird Erdgas eingesetzt. Bis zu 300 m<sup>3</sup> Erdgas sind notwendig, um 1 t Bitumen in diesem Verfahren zu erzeugen.

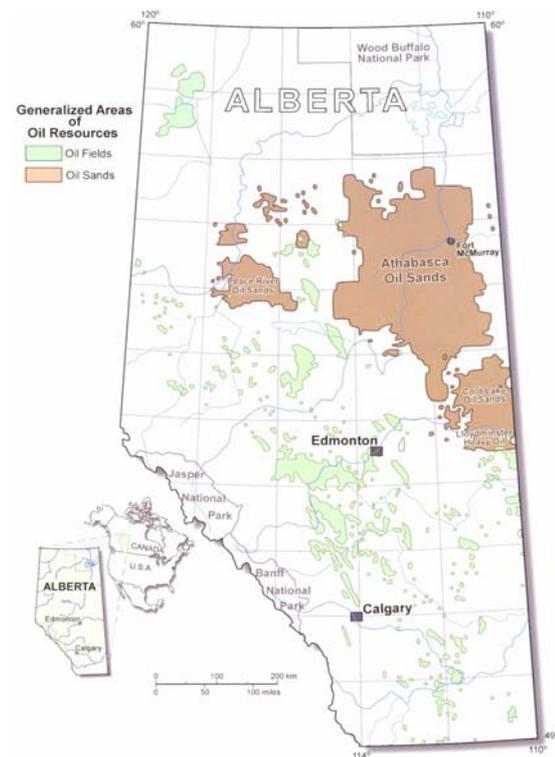


Abb. 2: Ölsandvorkommen in Alberta/Kanada (AEUB 2003)

Sowohl das Bitumen aus dem Tagebau als auch aus dem in-situ Prozess wird durch Pipelines zu Aufbereitungsanlagen (engl.: upgrader) befördert. Um die notwendige Fließfähigkeit zu erhalten, wird die Dichte und Viskosität des Bitumens zuvor durch Verdün-

nungsmittel (hauptsächlich Kondensat) herabgesetzt. Dafür ist eine Zugabe von bis zu 40 Vol. % Kondensat notwendig. In der Aufbereitungsanlage wird das Bitumen zu handelsüblichem Leichtöl umgewandelt, indem entweder dem Bitumen Wasserstoff zugeführt (Hydrocracking) oder Kohlenstoff in einem Kokungsprozess entzogen wird. Beide Verfahren bewirken ein Aufbrechen der Kohlenwasserstoffmoleküle; es wird ein so genanntes ‚synthetisches Rohöl‘ mit einer Dichte zwischen 0,96 und 0,85 g/cm<sup>3</sup> (entspr. 16–34°API) erzeugt. Verunreinigungen wie Schwefel werden dabei weitestgehend entfernt. Auf diese Weise fallen täglich allein aus der Bitumenproduktion zwischen 2.000 und 3.000 t Schwefel an, die zu Gips oder Kunstdünger verarbeitet werden.

Zur Weiterverarbeitung in Raffinerien wird das Rohöl zum überwiegenden Teil per Pipelines zur West- und Ostküste der USA transportiert.

## Fördermengen

Bis Ende 2002 wurden kumulativ 610 Mt\* Bitumen in Alberta gefördert. Laut AEUB (2003) belief sich die Produktion von natürlichem Bitumen im Jahr 2002 auf ca. 48,1 Mt (entspr. 829.000 b/d). Abb. 3 zeigt den historischen und prognostizierten Förderverlauf der flüssigen Kohlenwasserstoffe von Alberta.

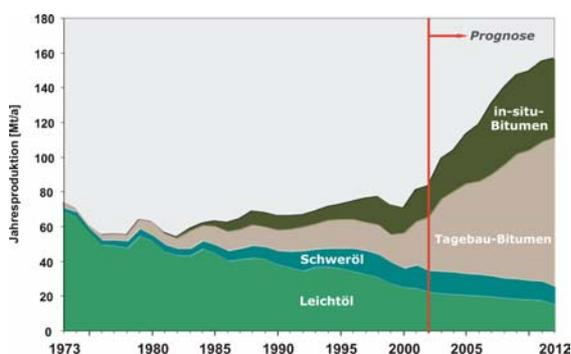


Abb. 3: Förderentwicklung der flüssigen Kohlenwasserstoffe Albertas (nach AEUB 2003)

\* Mt = Megatonnen = Millionen Tonnen  
= 10<sup>6</sup> Tonnen

Bereits im Jahre 2001 hat in Alberta die Bitumenproduktion die sinkende Leicht- und Schwerölproduktion eingeholt. Das AEUB schätzt, dass das Fördervolumen aus der Ölsandgewinnung im Jahr 2012 ca. 130 Mt/a erreichen wird, entsprechend einem Anteil von ca. 80 % an Albertas Rohölaufkommen und einem Weltanteil von ca. 3 % (NEB 2000, AEUB 2003, BGR 2003).

Da der Ausbau bestehender Tagebauanlagen schneller voranschreitet als der Neubau von in-situ Abbau-Betrieben, wird der Anteil des Tagebau-Bitumens im Jahre 2012 ca. doppelt so hoch sein wie der des in-situ Bitumens (85,8 Mt/a bzw. 44,9 Mt/a). Hierbei spielt natürlich auch eine Rolle, dass der Entölungsgrad im Tagebaubetrieb bei über 90 % liegt, gegenüber 25-75 % bei der in-situ Gewinnung.

## Was steht einer intensiven Steigerung der Erdölgewinnung aus Ölsanden entgegen?

- **Erhöhter Landbedarf und Kosten für Rekultivierung:** Der Bedarf an Landfläche ist beim Tagebaubetrieb erheblich höher als bei der in-situ Förderung. Ca. 5 Gt der Ölsandreserven Albertas sind für den Tagebau geeignet, der Rest (ca. 80 % der Reserven) ist nur im in-situ Verfahren zugänglich. Kostenfaktoren im Tagebau sind die Beseitigung von Abraum und die Rekultivierung ausgeförderter Grubenbereiche. In diesem Zusammenhang stellt auch die Behandlung bzw. Beseitigung der Absatzbecken, in denen große Mengen ölhaltiger Restsande gesammelt werden, ein wachsendes Problem dar.
- **Erdgasbedarf:** Erdgas aus inländischer Produktion deckt den hohen Energiebedarf für den Förder- und Aufbereitungsprozess der Ölsande – sowohl im Tagebau als auch im in-situ Betrieb. Besonders für die Wasserdampferzeugung und –injizierung bei den in-situ Methoden werden mehr als 40 % der operativen Kosten veranschlagt. Insgesamt liegt der Energieeintrag bei der Ölsandgewinnung zwischen 10 und 20 % pro Rohöleinheit, der größtenteils durch Erdgas gedeckt wird.

Obwohl der Produktions-Peak bei der kanadischen Erdgasförderung offensichtlich überschritten ist (Abb. 4), ist mit einer Verknappung an Erdgas in nächster Zukunft nicht zu rechnen. Kanada will jedoch

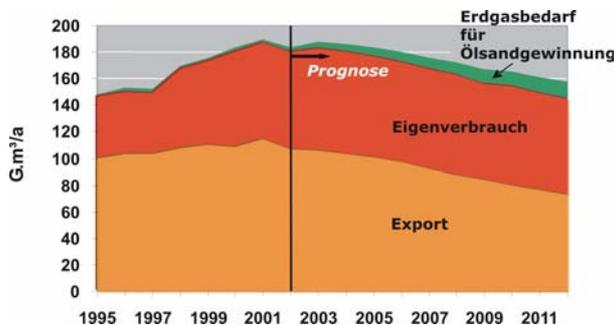


Abb. 4: Aufteilung der Erdgasförderung Kanada (nach AEUB 2003)

mit einer Reduzierung der Erdgas- Exportquote von derzeit knapp unter 60 % auf ca. 45 % im Jahr 2012 reagieren. Inwieweit das angesichts der ökonomischen Verflechtungen mit dem Haupterdgasimporteur USA zu realisieren ist, bleibt abzuwarten.

Für die USA wird ein weiterhin stark steigender Erdgasbedarf prognostiziert. Demzufolge sind steigende Erdgaspreise auf dem nordamerikanischen Markt in den kommenden Jahren zu erwarten. Der Erdgaspreis ist wiederum für die Wirtschaftlichkeit bei der Erdölgewinnung aus Ölsanden entscheidend.

Zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes laufen derzeit Versuche, sowohl bei der Förderung als auch bei der Aufbereitung von Bitumen. Erwähnt seien:

- Temperaturen der Wasserinjektionen um die 25°-30° C (engl.: cold production),
- das Einbringen von Lösungsmitteln in die Ölsandschicht oder
- die Aufheizung der Ölsande durch Verbrennung unter Zuführung von Sauerstoff mit dem Ziel, das Bitumen vor der Verbrennungsfrent zu verflüssigen.

Ferner laufen Versuche, das Recycling von bereits erhitztem Wasser zu optimieren bzw. den Verarbeitungsprozess bei niedrigeren Temperaturen als bisher zu fahren.

➤ **Kondensatbedarf:** Die Bereitstellung genügender Mengen an Kondensat wird schon in nächster Zukunft ein Problem darstellen. Kondensat, das aus der eigenen Gasproduktion stammt, wird zur Verdünnung des natürlichen Bitumens benötigt, um es für Pipelines fließfähig zu erhalten. Wie aus Abb. 5 hervorgeht, erreicht der Verbrauch an Kondensat dessen Förderniveau spätestens 2006.

Hier ist die Ölsandindustrie gefordert, Ersatzstoffe für Kondensat zu entwickeln und bereitzustellen. Denkbar wäre:

- Bitumen bevorzugt mit Leichtöl zu verdünnen; allerdings sind die Vorräte an Leichtöl in Kanada schon sehr reduziert.
- Das aufgeheizte Bitumen durch wärmeisolierte Pipelines zu leiten.

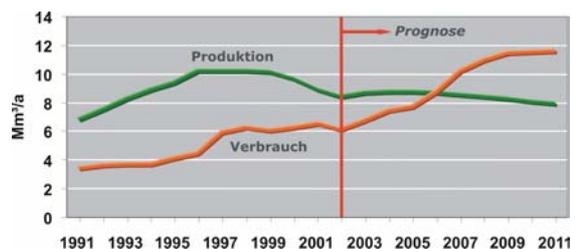


Abb. 5: Produktion und Verbrauch von Kondensat in Alberta (nach AEUB 2003)

- Die Weiterverarbeitung zu Mineralölprodukten verstärkt in landeseigenen Raffinerien durchzuführen, anstatt „synthetisches Rohöl“ bzw. das verdünnte Bitumen in die USA zu exportieren, wo die Verdünnungsmittel verbleiben, da eine Rückführung nach Kanada unrentabel ist.

➤ **Wasserbedarf:** Ein weiteres Problem bei der Ölsandgewinnung wird womöglich der enorme Wasserbedarf in Zukunft darstellen. Bis 2012 werden ca. 3 G.m<sup>3</sup> Frischwasser benötigt, das direkt aus dem Oberflächenwasser der Flüsse entnommen wird. Auch wenn heute schon große Mengen recycelt werden, wird ein Viertel des Trinkwasseraufkommens Albertas von der Ölsandindustrie verbraucht, was auf immer weniger Akzeptanz in der Öffentlichkeit stößt.

- **Treibhausgas-Emissionen:** Die Ölsandindustrie ist der größte Treibhausgas-Emittent Kanadas; sie emittiert mindestens 3-5 mal mehr CO<sub>2</sub> als die konventionelle Erdölförderung. Bis 2008 wollen die Ölsandunternehmen ihren Ausstoß an SO<sub>2</sub> um 60 % und an CO<sub>2</sub> um 28 % verringern, bei gleichzeitiger Verdoppelung der Bitumenförderung. Zu erwähnen sind noch die Bedenken der Industrie bezüglich der CO<sub>2</sub>-Abgaben infolge der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls Ende 2002. Daraufhin hat die kanadische Regierung den Ölsandfirmen eine maximale Abgabe von 15 Can\$/t CO<sub>2</sub> zugesichert. Laut Industrie führt dies zu Mehrbelastungen von lediglich 12 bis 27 Cents pro Barrel Bitumen.
- **Raffineriekapazität:** Bisher wird der größte Teil der Ölsandproduktion (ca. 70 %) als „synthetisches Rohöl“ in die USA exportiert, da die kanadischen Raffineriekapazitäten zur Verarbeitung dieser Öle limitiert sind. Der Ausbau der eigenen Raffinerien wäre dringend erforderlich, zumal Mineralölendprodukte wie Benzin und Diesel gewinnbringender exportiert werden könnten.
- **Investitionen:** Um das geplante Fördervolumen von 130 Mt/a in den nächsten 10 Jahren zu erreichen, d.h. eine Steigerung von ca. 80 Mt/a von heute aus gesehen, sind Investitionen von weit mehr als

20 Mrd. US\$ notwendig. Im Vergleich dazu liegen die Investitionen im konventionellen Erdölsektor z.B. für den Nahen Osten im Bereich von 10 Mrd. US\$ für eine Förderkapazität von 100 Mt/a.

## Fazit

Die größte Konzentration an Ölsandreserven liegt in Kanada. Technische Fortschritte bei der Ölsandförderung und –aufbereitung haben die Gewinnungskosten in den Bereich der konventionellen Erdölproduktion gebracht. Damit hat die Ölsandindustrie in Kanada bewiesen, dass auch nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe wirtschaftlich gewonnen werden können. Die geplante Produktionserweiterung erfordert massive Investitionen für den Aus- und Neubau von Förderanlagen, unter Berücksichtigung der oben erwähnten technischen und Umwelt bedingten Risiken. Für den energiedurstigen Nachbarn USA stellt Kanada einen verlässlichen Erdölexporteur dar, der in den nächsten 10 bis 15 Jahren die Ölsandproduktion auf bis zu 5 % der Welterölförderung ausbauen könnte.

Zwar kann die gesteigerte Ölsandförderung das Fördermaximum an flüssigen Kohlenwasserstoffen kurzzeitig anheben, jedoch den weltweiten Förderrückgang lediglich abmildern.

## Definitionen

**Konventionelle Erdöle** sind Kohlenwasserstoffe, die mit klassischen Fördertechniken wirtschaftlich gewonnen werden können.

**Nicht-konventionelle Erdöle** sind Kohlenwasserstoffe, die nicht mit konventionellen Methoden gefördert werden können, sondern aufwändigerer Technik bedürfen, um sie zu gewinnen.

**Ölsande** (engl.: oil sands, tar sands) sind natürlich vorkommende Gemische aus Bitumen, Wasser, Sanden und Tonen. Sie gehören wie die Schwerstole und Ölschiefer zu den nicht-konventionellen Erdölen.

Im Durchschnitt enthält Ölsand um die 12 Gew. % Bitumen. Dieses natürliche Bitumen ist eine dicke, klebrige Form von Erdöl, das sich bei Raumtemperatur wie kalter Sirup verhält. Unter natürlichen Lagerstättenbedingungen ist es nicht fließfähig. Es muss erhitzt oder verdünnt werden, um in einer Bohrung bzw. durch eine Pipeline fließen zu können. Natürliches Bitumen hat eine Dichte  $\geq 1 \text{ g/cm}^3$  (entspr. API°  $\leq 10$ ) und eine Viskosität  $>10.000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ .

**Reserven** sind diejenigen Mengen an Kohlenwasserstoffen, die in einer Lagerstätte nachgewiesen sind und mit heutiger Technologie wirtschaftlich gefördert werden können.

## Literatur

- AEUB (ALBERTA ENERGY AND UTILITY BOARD (2003): Alberta's Reserves 2002 and Supply/Demand Outlook 2003-2012. – Statistical Series 2003-98, ISSN 1499-1179.
- BGR (BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE) (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVIII, 400 S., 128 Abb., 98 Tab., 1 CD; Hannover.
- BP (2003): BP Statistical Review of World Energy, June 2003; London
- NEB (NATIONAL ENERGY BOARD) (2000): Canada's Oil Sands: a Supply and Market Outlook to 2015; ISBN 0-622-29467-X.
- EXXONMOBIL (2003): Oeldorado 2003. ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, Hamburg: 7 Seiten, <http://www.exxonmobil.de/unternehmen/service/publikationen/downloads>.
- RADLER, M. (2002): Worldwide reserves increase as production holds steady. Oil & Gas Journal, 23.12.2002, S. 113-145.
- PERRODON, A, LAHERRÈRE, J. H., CAMPBELL, C. J. (1998): The World's Non-Conventional Oil and Gas. - The Petroleum Economist; ISBN 1 861860625.

Hannover, den 13.10.2003

Bundesanstalt für  
Geowissenschaften und Rohstoffe  
Stilleweg 2  
D-30655 Hannover

[h.babies@bgr.de](mailto:h.babies@bgr.de)

Tel.-Nr.: 0511/643-2368  
Fax-Nr.: 0511-643-3661

Commodity Top News  
<http://www.bgr.de/b121/commo.html>

Weitere Informationen zum Thema  
"Energierohstoffe"  
<http://www.bgr.de/b123>