

Förderung aus entlegenen Regionen und Produktion aus Bitumen wird attraktiver

Ölmultis zapfen neue Quellen an

Die hohen Ölpreise machen die Förderung des Rohstoffes aus entlegenen Regionen oder aus Ausgangsmaterialien wie zum Beispiel Bitumen wirtschaftlicher.

mth/gbr LONDON/OTTAWA. Bei Preisen von 38 Dollar je Barrel (159 Liter) Rohöl oder mehr wird die Zukunftsprognose für die britischen und norwegischen Ölvorräte wieder optimistischer. Einerseits rechnen sich die Investitionen schneller, andererseits haben neue Techniken schon 2002 dazu geführt, dass mit der Erschließung küstenferner, teurer Felder wie BPs "Clair-Feld" bei Shetland mit bis zu fünf Milliarden Barrel begonnen werden konnte. Laut Buchautor Björn Lomberg reichen die Weltölvorräte bei Ölpreisen von 40 Dollar pro Barrel statt derzeit 40 Jahre dann 250 Jahre, weil Vorkommen in schwer zugänglichen Lagen wirtschaftlich erschlossen werden können.

Zudem werden alternative Vorkommen attraktiv: In der kanadischen Provinz Alberta übersteigt die Ölgewinnung aus den Ölsandfeldern bereits deutlich die Förderung aus konventionellen Ölfeldern. Erwartet wird, dass in diesem Jahr die Ölsand-Produktion eine Million Barrel pro Tag überschreiten wird und im Jahr 2015 täglich 2,2 Millionen Barrel gefördert werden können. Trotz höherer Produktionskosten und Verzögerungen beim Bau von Förderanlagen zeichnet das kanadische National Energy Board (NEB) ein optimistisches Bild von der Zukunft der Ölsand-Industrie. Die weltweit steigende Nachfrage nach Öl lasse darauf schließen, "dass es für die wachsende Ölsand-Produktion Märkte geben wird".

In den Ölsandfeldern Nord-Albertas lagern nach offiziellen Angaben 1,6 Billionen Barrel Bitumen, ein dickflüssiges, asphaltartiges Öl. Die unter den gegenwärtigen technischen Verfahren wirtschaftlich abbaubaren Reserven Kanadas werden auf knapp 180 Milliarden Barrel geschätzt. Damit verfügt Kanada nach Saudi-Arabien (260 Milliarden Barrel) und vor Iran (126 Milliarden) und Irak (115 Milliarden) weltweit über die zweitgrößten Ölreserven. Das NEB stützt sich dabei auf Zahlen des "Oil and Gas Journal".

Die Ölsandnutzung begann 1967, aber erst die 90er-Jahre brachten den Boom im "Athabasca-Feld" von Nord-Alberta. In die bisher fertiggestellte Anlagen investierten die Energieunternehmen bereits 20 Milliarden kanadische Dollar (zwölf Milliarden Euro). Die Planungen der Unternehmen sehen bis zum Jahr 2015 Investitionen von insgesamt 60 Milliarden Kan-Dollar (36 Milliarden Euro) vor.

Der Ölsand enthält sieben bis 16 Prozent Bitumen. Unternehmen wie Suncor, Syncrude, Albian Sands, Canadian Natural Resources und Nexen wenden zwei Verfahren an. Beim ersten wird heißer Wasserdampf in den Sand gepumpt, der das Bitumen flüssiger macht, so dass es abgezapft werden kann. Beim Tagebau-Verfahren wird der Ölsand mit heißem Wasser und Natron zersetzt. Das Bitumen löst sich aus dem Sand, wird verbessert und kommt als synthetisches Rohöl auf den Markt.

HANDELSBLATT, Montag, 07. Juni 2004, 09:08 Uhr

Ölsand kann heute konkurrieren

Von Gerd Braune

Der hohe Ölpreis rückt eine Region der Welt ins Blickfeld, die bislang bei der Ölförderung keine große Rolle gespielt hat: Nordkanada. Dort liegen 1,6 Billionen Barrel Ölsand – eine dickflüssige Mischung aus ölhaltigem Bitumen, Sand und Ton.

OTTAWA. Dank neuer Fördertechnologien gelten die Bitumenvorkommen in der Provinz Alberta heute als wirtschaftlich ausbeutbare Ölreserven. Die Kosten für die Ausbeutung seien "dramatisch gefallen", stellt die kanadische Energiebehörde National Energy Board (NEB) in ihrem jetzt veröffentlichten Bericht über die Ölsanderschließung fest.

Als 1967 die heutige Suncor Energy Inc. in die kommerzielle Ölförderung in Nord-Alberta einstieg, galt dies als sehr riskant. Nach Angaben der Petroleum Communication Foundation in Calgary lagen die operativen Kosten für die Gewinnung eines Barrels (159 Liter) synthetischen Rohöls aus Bitumen-Ölsand Ende der 70er Jahre noch bei 35 Can Dollar. Erst in den 90er Jahren brachten Verbesserungen bei der Verarbeitung den endgültigen Durchbruch zur Wirtschaftlichkeit. Heute kalkuliert Suncor mit Kosten von 12 bis 18 Dollar pro Barrel. Liegt der Barrel-Preis für die Ölsorte West Texas Intermediate (WTI) bei 24 US Dollar, verspricht die Ölgewinnung aus Bitumen in Kanada damit nach Angaben des NEB eine Rendite von über zehn Prozent.

Der Schlüssel zum Profit liegt in zwei konkurrierenden Technologien: Ölsand, der in einer Tiefe zwischen 30 und 60 Meter lagert, wird im Tagebau gewonnen. In Lagerstätten unter 100 Metern setzen die Unternehmen auf eine Methoden, mit der das ölige Bitumen bereits unter der Erde vom Sand getrennt wird.

Beim Tagebau wurde die Kostensenkung vor allem durch zwei Änderungen erreicht. In den Anfangsjahren wurde Ölsand mit Schaufelrädern gewonnen und auf langen Förderbändern in die Verarbeitungsanlagen transportiert. Inzwischen haben Unternehmen auf schwere Bagger und Lastwagen umgestellt, die heute mit einer Fuhre bis zu 400 Tonnen Ölsand transportieren können und flexibler, robuster und energieeffizienter sind.

Einen weiteren Fortschritt brachte dann der so genannte "Hydrotransports". Statt den in einem Brecherwerk zerkleinerten Ölsand auf Förderbändern in die Extraktionsanlage zu bringen, wurde dem Ölsand direkt am Brecherwerk heißes Wasser beigefügt und der Schlamm über eine Pipeline in die Extraktionsanlage gedrückt. Schon beim Transport löst sich Bitumen aus dem Sand. "So wird der Schlamm bereits in der Pipeline für die Extraktion vorbereitet", beschreibt Suncor-Sprecherin Brenda Erskine den Vorteil. In der Extraktionsanlage wird der an der Oberfläche schwimmende Bitumenschaum, der noch Partikel von Sand und Wasser enthält, abgeschöpft. Auf dem Boden setzt sich der Großteil des Wassers und des Sands ab. In einer Zentrifuge wird das Bitumen schließlich vollständig von Wasser und Sand befreit.

Auch der Abbau des Bitumens unter Tage wurde optimiert – allerdings ist es hier nicht gelungen, die Kosten so deutlich zu reduzieren. In Alberta werden zwei Techniken eingesetzt, um das Bitumen zu verflüssigen: die so genannte Cyclic Steam

Stimulation (CSS – zyklische Dampf-Stimulation) und die Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD – Dampf gestützte Schwerkraft-Drainage). Bei dem CSS-Verfahren wird Dampf unter hohem Druck mehrere Wochen in den Ölsand gepresst. Die Hitze weicht das Bitumen auf und der Wasserdampf trennt es von Sand. Ist der Boden von heißem Wasserdampf durchdrungen, wird die Zufuhr gestoppt, das Bitumen fließt in den Bohrloch und wird abgepumpt.

Bei der alternativen SAGD-Technik werden zwei horizontale Tunnel durch die Ölsandformation getrieben. Durch den oberen Tunnel wird permanent heißer Dampf in den Ölsand gepresst. Das flüssige Bitumen sickert nach unten und wird im zweiten Tunnel aufgefangen und nach oben gefördert. Das SAGD-Verfahren kann Suncor zufolge allerdings nur in Tiefen unter 100 Meter eingesetzt werden. Beide Verfahren, bei denen das Bitumen vor Ort verflüssigt wird, haben gegenüber dem Tagebau den großen Vorteil, sie belasten die Umwelt weniger. Der Landschaftsverbrauch liegt bei etwa zehn Prozent des durch Tagebau.

Um den Abbau von Ölsand noch attraktiver und billiger zu machen, arbeitet die Ölsandindustrie mit Hochdruck daran, die Kosten weiter zu reduzieren. Spielraum besteht noch durch Reduzierung des Energieverbrauchs bei der Dampferzeugung und bei der Entschwefelung des Bitumens, außerdem beim Bau der Anlagen. So sieht das NEB gute Chancen, die Kosten beim Tagebau für Abbau und Aufbereitung bis 2015 unter die 10-Dollar-Marke pro Barrel zu drücken.

Weitere Links

28.01.2005 21:52:

Kanadische Aktien bieten neue Möglichkeiten für globale Anleger, rät der stellvertretende Vorsitzende der BMO Financial Group

<http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2005-01/artikel-4368085.asp>

--

Kanada in der Presse: Technologie entscheidend verbessert:

<http://www.dfait-maeci.gc.ca/canadaeuropa/germany/news-press030721-de.asp>