oekom verlag

Werner Zittel
Fracking
Energiewunder oder Umweltsünde
ISBN 978-3-86581-770-9
240 Seiten, 13 x 20,5 cm, 19,95 Euro
oekom verlag, München 2016
© oekom verlag 2016
www.oekom.de

Grundlagen

Die Charakteristik unkonventioneller Öl- und Gasvorkommen

Die Entstehung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Öl und Gas sind endliche Stoffe. Hunderttausendmal mehr holen wir aus der Tiefe als »nachwächst«. Alle fossilen Energieträger sind in erdgeschichtlichen Zeiträumen aus den Überresten von Tieren und Pflanzen entstanden. Allen gemeinsam ist, dass sie überwiegend aus Kohlenstoff bestehen. Während Steinkohlevorkommen in Deutschland ihren Ursprung vor allem in der moor- und waldreichen Pflanzenwelt des Oberkarbons vor 315 bis 305 Millionen Jahren haben, sind die Braunkohlevorkommen jüngeren Datums und vor allem im oberen Tertiär (nach heutiger Nomenklatur im Neogen) vor 23 bis 20 Millionen Jahren entstanden.

Kohlenwasserstoffe, also Erdöl und -gas, entwickelten sich vor allem aus pflanzlichen, in geringerem Maße auch aus tierischen Resten organischen Materials. Algen bilden dabei den bedeutendsten Anteil – etwa 90 Prozent. Der Nachweis der Ölentstehung aus pflanzlichen und tierischen Substanzen wurde bereits um 1930 erbracht, als Porphyrine im Erdöl nachgewiesen werden konnten, eine Substanz, die eine ähnlich komplexe Molekülstruktur wie Chlorophyll aufweist. Heute sind die Umwandlungsprozesse von den langen, überwiegend pflanzlichen Kohlenstoffketten zu den kürzeren Kohlenwasserstoffketten von Erdöl und Erdgas weitgehend verstanden und durch viele empirische Beobachtungen und Experimente abgesichert. In den Meeren, manchmal auch in Seen der Vorzeit sorgte insbesondere ein warmes Klima für

Algenblüten, gefolgt von einem massenhaften Absterben von Organismen. Dort, wo feinkörnige, tonreiche Sedimente die abgestorbene Biomasse rasch bedeckten und abdichteten, wurde deren mikrobielle Oxidation verhindert. Wenn in diesen Schichten der Sauerstoff verbraucht war, bildete sich Faulschlamm – eine Mischung aus Tonschlamm mit hohem Anteil (teilweise über zehn Prozent) an organischem Kohlenstoff. Werden solche Ablagerungen noch verfestigt, dann bilden sie die Voraussetzungen für Erdölmuttergestein. Auch heute hat man in manchen Meeren noch Verhältnisse, die eine gute Voraussetzung für die Erdölbildung liefern. Beispielsweise sorgen in der Adria Algenblüten manchmal für entsprechende Ablagerungen, und die oft anaeroben (sauerstofflosen) Bedingungen am Boden des Schwarzen Meeres gleichen denen während der Entstehungsphase der großen Ölvorkommen. Mengenmäßig am bedeutendsten waren für die Entstehung des Erdöls die Warmperioden am Übergang vom Silur zum Devon vor 420 Millionen Jahren, im Karbon und Perm vor 350 bis 290 Millionen Jahren, im Jura und in der Kreide vor gut 150 und 100 Millionen Jahren. Als Faustformel sind erdgeschichtlich ältere Lagerstätten aus dem Silur dabei eher erdgasführend und erdgeschichtlich jüngere aus dem Tertiär eher erdölführend, wobei Details von den Druck- und Temperaturbedingungen während der Entstehung abhängen.

Mit zunehmender Versenkung des Sedimentpakets kam es zu einer entsprechenden Temperaturerhöhung – diese beträgt im Mittel 3 bis 4 °C je 100 Meter Versenkungstiefe. Das organische Material, auch Kerogen (»Ölerzeuger«) genannt, wird dabei zusammen mit bereits gebildeten Kohlenwasserstoffen langsam in kleinere Einheiten aufgebrochen. Dies führt zur Bildung immer leichterer und kürzerer Kohlenwasserstoffe. Tatsächlich entsteht aber nur aus einem kleinen Anteil des Kerogens Erdöl. Hierbei ist die Verweildauer des Sedimentpakets in bestimmten Druck-Temperatur-Bereichen entscheidend.

Neben der Bildung von biogenem Erdgas unter Oberflächenbedingungen beginnt der für die Ölbildung relevante Temperaturbereich bei etwa 50 °C, mit steigender Temperatur nimmt die Ölbildungsrate exponentiell zu. Über etwa 150 °C lässt die Ölbildungsrate deutlich nach – zugunsten der vollständigen Zerlegung der Kohlenwasserstoffe in

deren kleinste Einheit Methan (CH_4). Daher nennt man den Temperaturbereich zwischen 50 und 150 °C das *thermische* Ölfenster. Dem entspricht bei mit der Tiefe zunehmender Temperatur das *geologische* Ölfenster etwa im Bereich von 1500 bis 5500 Meter Tiefe. Das Maximum der Ölbildung erfolgt zwischen 2000 und 3000 Meter Tiefe. Unter 6000 Metern, bei etwa 170 °C, entsteht praktisch nur noch trockenes Erdgas. Dass es dennoch Tiefseeölvorkommen aus Lagerstätten weit unter 6000 Meter gibt, hat mit späteren geologischen Absenkungsbewegungen des ölhaltigen Speichergesteins oder mit einer relativ jungen Ölbildung zu tun. Die Vorkommen im Golf von Mexiko sind ein Beispiel für Ersteres, die großen Vorkommen unter undurchlässigen Salzschichten im südlichen Atlantik, die während der Abtrennung Südamerikas von der afrikanischen Platte vor gut 60 Millionen Jahren östlich von Brasilien oder westlich von Afrika zu finden sind, ein Beispiel für Letzteres.

Besteht das Kerogen vorwiegend aus pflanzlichem und tierischem Plankton sowie Sporen, enthält es neben Kohlenstoff viel Wasserstoff, aber wenig Sauerstoff. Dann neigt es eher zur Erdölbildung. Besteht das Kerogen dagegen aus organischem Material von Landpflanzen, so enthält es wenig Wasserstoff und viel Sauerstoff. Dann bildet es Erdgas, Wasser und Kohlendioxid. Erdgas kommt sehr oft vergesellschaftet mit Erdöl vor, da mit der zunehmenden Tiefe und längerer Verweilzeit das gebildete Erdöl zunehmend weiter in leichtere Kohlenwasserstoffe umgesetzt wird, bis letztlich reines Methan verbleibt. Nimmt mit zunehmender Tiefe der Wasserstoffgehalt des Kerogens aber weiter ab, bleibt nur noch reiner Kohlenstoff, Graphit, übrig.

Eine kurze Klassifizierung der Vorkommen

Je nachdem, welche Entwicklung die individuellen Bedingungen und die Ausgangsstoffe vorgaben, unterscheiden sich auch die Öl- und Gasvorkommen in ihren Eigenschaften. Wenn der Bildungsprozess wie beschrieben abläuft, dann entsteht neben den unlöslichen, zähen Bitumenanteilen flüssiges konventionelles Erdöl mit einer geringen

Zähigkeit (Viskosität). Wurde das Ausgangsmaterial, das Muttergestein, aber nicht in tiefere Schichten verfrachtet, dann war die Temperatur zu gering, um den Prozess der Ölbildung abzuschließen, und das Kerogen blieb erhalten. Diese Kerogenvorkommen, die noch im Muttergestein enthalten sind, bilden den sogenannten Ölschiefer. Dabei ist der Begriff »Ölschiefer« eigentlich geologisch nicht korrekt, da darin weder flüssiges Öl enthalten ist – sondern nur Kerogen – noch das Gestein ein metamorpher Schiefer ist – sondern ein Tonstein oder Mergelkalk. Dieses als »Ölschiefer« bezeichnete Gestein wird bergmännisch abgebaut. Meist wird Ölschiefer direkt verbrannt – in Deutschland zum Beispiel nutzt auf der Schwäbischen Alb ein Zementwerk heute noch Ölschiefer. In Estland werden noch große Mengen abgebaut und mit großen Umweltrisiken und hohem Asche-anteil direkt in Kraftwerken verbrannt. Das im Ölschiefer enthaltene Kerogen kann aber auch nachträglich in einer Raffinerie bei Temperaturen über 400 °C zu Erdöl weiterverarbeitet werden. Damit wird der natürliche Prozess der Erdölentstehung im Zeitraffer nachgebildet. Dann spricht man von »Schieferöl«, also aus dem Gestein künstlich gewonnenem Öl. Im Tiroler Bächental bei Pertisau am Achensee wird auch heute noch in 1 500 Meter Höhe aus 180 Millionen Jahre altem Ölschiefer durch Erhitzung Schieferöl gewonnen. Täglich werden dort aus 7 Tonnen Ölschiefer 140 Liter Öl erzeugt.

Zwischen den beiden Extremen – Bitumen und Methan – liegen die normalen Rohölvorkommen. Schwerölvorkommen sind in ihren Eigenschaften und ihrer Zusammensetzung bereits dem Bitumen sehr ähnlich. Das Erdöl oder Erdgas migriert aus dem Muttergestein aufgrund der Expansion bei seiner Bildung und der geringeren Dichte im Verhältnis zum umgebenden Gestein nach oben. Wohl der größte Teil des jemals entstandenen Erdöls ist auf diese Weise bis an die Erdoberfläche gewandert, wo sich die leichteren Fraktionen verflüchtigten und das Schweröl zurückblieb, so in den kanadischen Teersanden. Wenn das Öl oder Gas auf seiner Wanderung aber durch eine Falle – in Form einer undurchlässigen (impermeablen) Sperrschicht an einer Gesteinsfalte, stratigraphischen (schichtbedingten) Diskontinuität, Verwerfung, oder am Rand eines Salzstocks – am weiteren

Migrieren gehindert wurde, sammelte es sich dort in Gesteinsporen. Dies führte zur Bildung eines Reservoirs. Sandstein, Dolomit oder Kalkstein mit hoher Porosität sind beispielsweise häufig vorkommende Speichergesteine. Dies sind die konventionellen Ölfelder, oft noch von einer Gaskappe überlagert. Je nach Größe des Einzugsbereiches können sie sich über mehrere tausend Quadratkilometer erstrecken. Das weltweit größte Ölfeld *Ghawar* in Saudi-Arabien hat eine Länge von mehr als 30 Kilometern. Ursprünglich enthielt es mehr als 100 Milliarden Fass gewinnbares Erdöl. Heute suchen Geologen oft zunächst nach dem Muttergestein und versuchen in aufwendigen Simulationsrechnungen den Weg des Öls in potenzielle Fallen nachzuvollziehen. Mit dieser Methode wurde zum Beispiel im Jahr 1985 das letzte große norwegische Ölfeld, *Heidrun*, entdeckt.

Oft genug wird aber die Wanderung des Öls unterbrochen oder kann gar nicht erst beginnen, weil die Durchlässigkeit des Gesteins zu gering ist. Dann bleibt das Öl in den Gesteinsporen eingeschlossen. Dies ist das sogenannte *tight oil* oder »Öl in dichtem Gestein«. Da die geologischen Bedingungen meist nur über kleinere Bereiche homogen sind, finden sich oft auch im Umfeld konventioneller Ölfelder Tight-Oil-Vorkommen. In den USA sind die größten derartigen Vorkommen zum Beispiel in Südtexas, im *Eagle Ford Shale*, und im *Bakken Shale* von Norddakota zu finden. Allerdings sind die Entstehungsgeschichten jener Lagerstätten oft noch komplizierter. Im Bakken Shale beispielsweise drang dieses eigentlich konventionelle Öl auf seiner Wanderung zwischen zwei Tonformationen in die Poren eines dichten Dolomits (eines magnesiumreichen Karbonatgesteins) ein und wurde dort in kleinen Volumina fein verteilt konserviert.

In ähnlicher Weise lassen sich auch die Erdgasvorkommen klassifizieren. Konventionelles Erdgas migrierte vom Ort seiner Entstehung und sammelte sich unter geologischen Fallen in reinen Gasfeldern. Zusätzlich zersetzt sich unter hohen Temperaturbedingungen auch Erdöl noch weiter, sodass jedes Erdölfeld nach oben hin mit einer mehr oder weniger großen Gaskappe abgeschlossen ist. Das ist das sogenannte Erdölbegleitgas oder »assoziierte« Gas. In diesem »nassen« Erdgas finden sich neben Methan die Kohlenwasserstoffketten Ethan,

Propan, Butan, Isobutan und Pentan Plus, das auch *natural Gasoline* genannt wird. Diese Stoffe (außer dem trockenen Methan) bilden das sogenannte Kondensat. Dieses ist im Reservoir gasförmig. In Feldabscheideanlagen wird neben Wasser aus der assoziierten Gasfraktion *natural gasoline* kondensiert. Dieser Prozess bildet beispielsweise auch die Grundlage, wenn in Nigeria aus illegalen »Ölküchen« Treibstoff am Straßenrand verkauft wird. In *natural gas liquid plants* werden schließlich die übrigen leichteren Gaskondensate aus dem Erdgasstrom ausgefällt. Im Fachjargon sind das die Flüssiggasanteile oder *natural gas liquids* – NGL. Den meisten sind diese vielleicht bekannt als Butangas in Feuerzeugen und Campinggasflaschen oder als Propan für Heißluftballons, Treibstoffflaschen oder auch als Autogas an der Tankstelle. Da der Aggregatzustand von Druck und Temperatur abhängt, werden diese Gasfraktionen teilweise dem Erdgas zugerechnet – oder bei entsprechenden Preisen abgetrennt und gesondert vermarktet.

Auch für Erdgas gilt, dass das migrierende Gas in Gesteinsporen einer dichter werdenden Formation stecken bleiben kann. Auch wenn hier meist die Porosität im Gestein vorhanden ist, so sind die teilweise mit Erdgas gefüllten Poren schlecht miteinander verbunden, die Permeabilität oder Durchlässigkeit des Gesteins ist also sehr gering. Dann spricht man von *tight gas* oder »Gas in dichtem Gestein«. War aber bereits das Muttergestein so dicht, dass das dort gebildete Gas nicht entweichen und nicht in Speichergesteine migrieren konnte, dann benutzt man den Ausdruck »Schiefergas« oder *shale gas*. Im Unterschied zu Ölschiefer besteht dieses Gas bereits aus dem Endprodukt (Methan), es ist aber in isolierten, nicht miteinander verbundenen Gesteinsporen eingeschlossen oder haftet an Gesteinspartikeln.

Als letzte Gruppe steht das *Kohleflözgas* etwas isoliert. Es zählt ebenfalls zu den unkonventionellen Vorkommen, wenn es auch anderen Ursprungs ist. Hier handelt es sich um Ausgasungen aus einem Kohleflöz. Auch dieses Gas ist in der Regel unter Druck in den Poren der Kohle gespeichert.

Ein wichtiges Unterscheidungskriterium einzelner Ölmodifikationen ist schließlich ein Indikator, der vom *American Petroleum Institute (API)* definiert wurde und eine Zuordnung einzelner Ölsorten

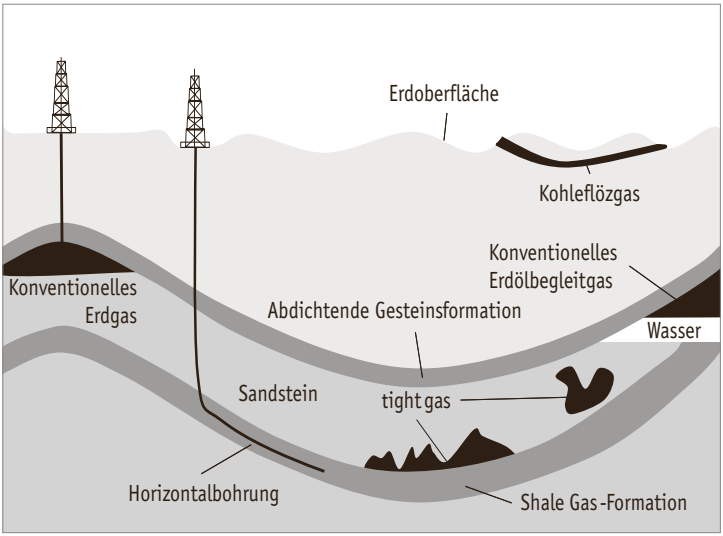

Abbildung 1: Die Klassifizierung von konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten von Kohlenwasserstoffen

zulässt. Dieser wird nach dem Institut mit »API gravity« benannt und in Grad (°) angegeben.

Zusammenfassend unterscheidet man also:

Erdöl

- Konventionelles Erdöl (API gravity > 17,5 °; bei API gravity > 40 ° spricht man von *leichtem Erdöl*);
- Schweröl mit großer Zähigkeit (API gravity zwischen 17,5 ° und 10 °);
- Bitumen, Teersand und Schwerstöl (API gravity < 10 °).
- LTO, *light tight oil* ist von der Qualität zwar sehr leichtes konventionelles Öl, aber die Fördermethode zur Erschließung der Vorkommen klassifiziert es als unkonventionelles Erdöl.
- Ölschiefer: kerogenhaltiges Tongestein mit hohem Anteil organischer Kohlenwasserstoffe;
- Schieferöl: Dieses kommt in der Natur nicht vor, sondern wird erst in der Raffinerie aus Ölschiefer gewonnen.

Erdgas
- Konventionelles Erdgas;
- Unkonventionelles Erdgas:
  - *tight gas*: Gas in dichtem Gestein;
  - Schiefergas oder *shale gas*: Gas im Muttergestein, und
  - Kohleflözgas oder *coalbed methane* (CBM).

Was ist konventionell? Was unkonventionell?

Die Beantwortung dieser Fragen ist eine Sache der Definition. Die Unterscheidung hat technische und ökonomische Gründe. Grundsätzlich wurden lange Zeit konventionelle Vorkommen als solche bezeichnet, die mit herkömmlichen Fördermethoden gewonnen werden können – damit wird die Definition an den technischen und finanziellen Aufwand gebunden, verschiebt sich aber mit der technischen Entwicklung. Einigkeit herrscht darin, Bitumen und Schwerstöl, aber auch Schiefergas oder Kohleflözgas als »nichtkonventionell« zu bezeichnen. Geologen haben lange Zeit auch Öl aus Teersanden, Tiefseeöl oder polares Öl als »unkonventionell« bezeichnet.

Der Übergang zwischen konventionellem Erdgas oder Erdöl und Erdgas/-öl in dichtem Gestein ist fließend. Dies liegt an der Inhomogenität der Gesteine, da ja hier der Übergang von wenig dicht zu dicht oft bereits über einen kleinen Bereich variiert. Abbildung 2 zeigt, wie die Permeabilität des Gesteins sich über mehrere Größenordnungen zwischen konventionell und unkonventionell förderbaren Gasfeldern bis hin zum Schiefergas unterscheidet. Zur Veranschaulichung ist in der Grafik die Durchlässigkeit eines porösen Materials wie eines Ziegelsteins eingetragen. Tight-Gas-Formationen sind um ein bis zwei Größenordnungen weniger durchlässig als Tonziegel, Schiefergasformationen sogar um drei bis fünf Größenordnungen – bis hin zu einer Undurchlässigkeit größer als die von Beton. Es wird intuitiv deutlich, dass die Förderung von Schiefergas einen wesentlich höheren Aufwand erfordert als die Erschließung konventioneller Gasfelder.

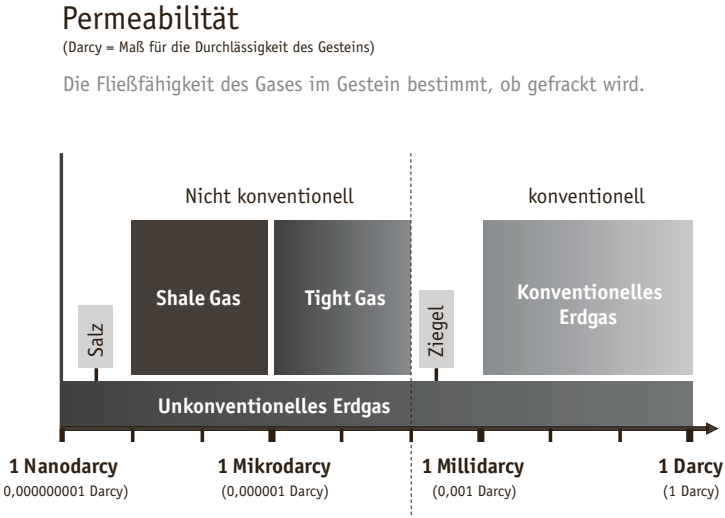

Abbildung 2: Die Charakterisierung von konventionellen und unkonventionellen Erdgasvorkommen; man beachte die logarithmische Skala der Permeabilität. Jede Zehnerpotenz entspricht einer Größenordnung – 1 Mikrodarcy entspricht also drei Größenordnungen oder 1 000-mal weniger durchlässigem Gestein als 1 Millidarcy. (Darstellung nach Total)

Als in den USA die Erschließung konventioneller Vorkommen immer schwieriger wurde und die Fördermethoden, etwa Fracking, hin zu dichterem Gestein immer aufwendiger und teurer, wurde in den 1970er-Jahren als eine Reaktion auf die Ölpreiskrise 1973 ein steuerlicher Anreiz zur Erschließung dieser Vorkommen gegeben. Hier wurde als klare Trennung die Unterscheidung konventionell/unkonventionell über die Durchlässigkeit des Gesteins definiert. War diese größer als 0,1 Millidarcy (die physikalische Maßeinheit für diese Durchlässigkeit), dann handelte es sich um nicht finanziell förderfähige konventionelle Förderung, lag diese unter 0,1 Millidarcy, dann gab es steuerliche Anreize und wurde die Förderung als unkonventionell definiert.

Die Ermittlung von Reserven

Öl- und Gasvorkommen werden zunächst *exploriert* – das heißt, der Suche gehen grundsätzliche geologische Überlegungen und Voruntersuchungen, wo entsprechende Vorkommen sein könnten, voraus. Ein weiterer Schritt der Vorerkundung betrifft das Studium der Vorgeschichte, des Spannungsfeldes und der Auswertung von Bohrstatistiken einer Region. Aus der Zeitreihe und Fündigkeit solcher Statistiken kann man etwa entnehmen, ob die weitere Erschließung einer Region erfolgversprechend ist oder ob die meisten Funde bereits gemacht wurden und die Aussicht auf neue eher gering ist. Das A und O aber bildet heute eine seismische Vorerkundung, wobei moderne seismische Verfahren eine recht genaue dreidimensionale Darstellung des Untergrundes erlauben. Hier werden durch Sprengungen künstliche Schockwellen in die Tiefe gesandt; ein Gitter von »Geophonen«, Erdmikrophonen, fängt ihr Echo an den dichteren Gesteinshorizonten auf. Gesucht wird einerseits nach sedimentärem Muttergestein und andererseits nach entsprechend geeignetem Speichergestein, insbesondere aber nach kohlenwasserstoffhaltigen Fallen. Diese Analysen werden mit der Entnahme von Gesteinsproben (sogenannten Kernbohrungen) und Explorationsbohrungen unterlegt. Erst eine fündige Probebohrung gibt einen belastbaren Hinweis auf ein ausbeutbares Kohlenwasserstoffvorkommen.

Die ganzen Vorerkundungen dienen dazu, ein gutes geologisches Verständnis für den Aufbau des Untergrundes zu entwickeln und daraus wieder eine Einschätzung für den Öl- oder Gasreichtum unter den Füßen zu gewinnen. Erst mehrere fündige Bohrungen in Kombination mit seismischen Informationen über den Untergrund erlauben eine erste Abschätzung über den Kohlenwasserstoffgehalt des Fundes. Aus diesen Daten wird dann errechnet, welche Öl-/Gasmenge sich vermutlich in der Formation befindet. Das ist die sogenannte *gas in place* (GIP) oder *oil in place* (OIP)-Angabe. Auf dieser Basis erhoben, stellt sie eine relativ belastbare Ressourcenangabe dar. Zusammen mit technischen Informationen, wie viel denn vermutlich mit heutiger Technik

entnommen werden kann, wird daraus eine erste Vermutung über die gewinnbare Reserve.

In die Berechnung fließen viele nur unzureichend bekannte Parameter ein, wie Ausdehnung der Formation, Schichtdicke, Porosität, Öl- beziehungsweise Gasgehalt je Volumen, Druck, Durchlässigkeit, Entleerungsgrad etc. Mit der Variation dieser Parameter wird ein Bandbereich abgesteckt, der die Angaben von *sicherer Reserve*, *wahrscheinlicher Reserve* bis hin zu *möglicher Reserve* umspannt. Die großzügigste Annahme macht man dabei für die *mögliche Reserve* – hier wurden die Parameter so gewählt, dass diese Menge mit 5 Prozent Wahrscheinlichkeit erreicht oder überschritten wird. Die *wahrscheinliche Reserve* umfasst die Parameter, bei denen der Geologe der Meinung ist, dass die Wahrscheinlichkeit für eine Abweichung nach oben und nach unten gleich groß ist, also 50 Prozent. Letztlich legt die *sichere* oder *nachgewiesene Reserve* die Menge von Öl und Gas fest, von der man fast sicher ist (meist mit mehr als 90 Prozent Wahrscheinlichkeit), dass sie im Förderverlauf überschritten werden kann.

Diese Unterscheidung hat sinnvolle historische Ursachen – muss zur Erschließung des Feldes doch meistens ein Kredit aufgenommen werden. Hierfür will der Kreditgeber eine Sicherheit. Und ähnlich wie bei einem Hypothekenkredit nur 60 bis 80 Prozent des Wertes einer Immobilie beliehen werden können – die Bank will eine Sicherheit haben –, gilt die nachgewiesene Reserve als Sicherheit für die Investition. Bei Bohrungen in konventionellen Gasfeldern ändern sich die lokalen Parameter nur langsam. Daher kann nach entsprechender Vorerkundung mit der Planung einer Förderbohrung relativ gut abgeschätzt werden, wie viel Öl oder Gas aus dieser Bohrung mindestens entnommen werden kann. So dient die nachgewiesene Reserve als Maßstab für ökonomische Berichte, zum Beispiel in den Quartals- oder Jahresberichten der Firmen – und sie bestimmt auch den Wert der Reserven einer Firma. In dieser Systematik liegt auch der Grund des »Reservewachstums« älterer Felder begründet: Mit dem Abteufen neuer Bohrungen werden neue Bereiche des Feldes zugänglich, und damit steigt die Summe aus nachgewiesener noch vorhandener Re-

serve und bereits entnommener Fördermenge. Theoretisch und oft auch in der Realität nähert sich im Förderverlauf diese Angabe der ursprünglich vom Geologen ermittelten wahrscheinlichen Reserve für den gesamten Fund an.

So viel zur Theorie der Reservedefinitionen und des Höherbewertens. Allerdings sind die Verhältnisse bei der Bestimmung unkonventioneller Vorkommen nicht mehr so klar. Aufgrund der geringen Durchlässigkeit des Gesteins kann nur so viel Gas oder Öl entnommen werden, wie mittels Fracking zugänglich wurde. Damit schrumpft die Reservoirgröße auf den erschlossenen Anteil. Die Fördermenge einer Bohrung ist nicht direkt auf die Nachbarbohrung übertragbar. Obwohl man auch hier Trends erkennen kann, gibt es oft genug Überraschungen. Dies war ein Grund, warum bis zum Jahr 2010 die Berücksichtigung der Reserveangabe unkonventioneller Öl-/Gasbohrungen in Quartalsberichten nicht zulässig war. Erst im Jahr 2010 wurde dies von der US-Börsenaufsicht geändert. Das wird bei der Analyse der USA eine wichtige Rolle spielen – dort werden wir nochmals darauf zu sprechen kommen.

Definitorisch werden Reserven also eingeteilt in sichere, wahrscheinliche und mögliche Reserven, wobei eine »mögliche Reserve« mit 95 Prozent Wahrscheinlichkeit überbewertet ist. Nun sind das alles akademische Definitionen, die zwar einen hohen Genauigkeitsgrad suggerieren, in der Praxis aufgrund vieler Unwägbarkeiten aber doch einen gewissen Spielraum zulassen. Dabei haben auch persönliche Aspekte durchaus einen Einfluss. Zunächst der explorierende Geologe: Ein erfolgreicher Explorateur erhält bessere Angebote und bessere Aufstiegschancen. Gerade bei der bestehenden Unsicherheit und Unvollständigkeit der ersten Daten kann niemandem ein Vorwurf gemacht werden, wenn der eine oder andere Parameter etwas optimistischer, vielleicht zu optimistisch eingestuft wird, auch wenn das ehrliche Bestreben für eine genaue Bewertung der wahrscheinlichen Reserve besteht.

Dann wendet sich der Explorationsgeologe dem nächsten Projekt zu. Jetzt werden die Entwicklungsingenieure und Ökonomen hinzugezogen. Das Portfolio der Funde muss nun auch technisch/ökono-

misch bewertet werden, damit ein optimaler Erschließungsplan erstellt werden kann. Im Vorfeld der Erschließung werden Entwicklungs- und Bohrpläne erarbeitet. Dann erst wird das Feld mit seiner nachgewiesenen Reserve in die Bücher übernommen. Diese liegt in der Regel deutlich unter der wahrscheinlichen Reserve. Idealerweise, bei richtiger Einschätzung, nähert sich die über die Förderdauer entnommene Öl- oder Gasmenge der im Vorfeld als wahrscheinlich ermittelten Reserve allmählich an.

Bei guter Reservelage – und das war viele Jahrzehnte so – kann es sich die Firma leisten, die nachgewiesene Reserve anfangs recht klein auszuweisen. Das eröffnet Spielraum für spätere Höherbewertungen und hilft, in schlechten Explorationsjahren schneller aufzuwerten, da sich die Gesamtreserve ja aus den neuen Funden, den jedes Jahr neu bewerteten Reserven erschlossener Felder und den noch nicht angetasteten Reserven zusammensetzt. Doch diese Zeiten sind längst Vergangenheit. Die Explorationsergebnisse, also das Finden von neuen Öl- und Gasvorkommen der letzten 15 Jahre, waren schlecht. Der Frackingboom der letzten Jahre basiert ja primär nicht auf in den USA neu gefundenen Vorkommen, sondern auf der genaueren Untersuchung längst bekannter Vorkommen, deren Erschließung sich nicht lohnte, solange konventionelle Vorräte in ausreichender Menge kostengünstiger verfügbar waren. Ein Reservewachstum oder besser das *»reserve replacement«*, also der Ersatz des geförderten Öls oder Gases durch neu gefundene Reserven, blieb zurück. Die Firmen können es sich nicht mehr leisten, hier großzügig zu sein. Erstmals wurde das der Öffentlichkeit bewusst, als im Jahr 2004 nach einem Anfangsverdacht der US-Börsenaufsicht eine Untersuchungskommission ermittelte, dass die Firma Shell ihre Ölreserven nicht den Kriterien der Börsenaufsicht entsprechend beurteilt und mit 9 Gb (Gigabarrel, Milliarden Fass) anstatt 6,4 Gb um fast 30 Prozent zu hoch ausgewiesen hatte. Auch die Gasreserven waren deutlich überhöht verbucht worden.[1] Pikant daran war vor allem, dass der damalige Leiter der Explorationsabteilung, Philip Watts, nicht zuletzt aufgrund seiner Explorationserfolge zum Vorstandsvorsitzenden aufgestiegen und erst 2003 von der britischen Königin in den Adelsstand erhoben worden war. Sir Philip Watts wurde

entlassen,[2] die Firma musste 120 Millionen US-Dollar Strafe an die Börsenaufsicht zahlen. Was aber wesentlicher war: Erstmals wurde die Interpretationshoheit der Branche von der Öffentlichkeit infrage gestellt. Es wurde deutlich, dass hier auch mit falschen Zahlen gearbeitet wird.

So muss man damit leben, dass die weltweit veröffentlichten Reserveangaben unterschiedliche Qualität haben. Für an Börsen notierte Unternehmen bilden die Erfordernisse zur Erstellung der Finanzberichte den Rahmen. Diese Definitionen lehnen sich eng an die Forderungen der Fachverbände wie zum Beispiel des API *(American Petroleum Institute)* oder der SPE *(Société des Ingénieurs du Pétrole)* an. Dann gibt es noch eine Reihe von Staaten, die über viele Jahre hinweg identische Reserveangaben veröffentlichen, ungeachtet dessen, dass jedes Jahr Öl und Gas gefördert werden. Die OPEC-Staaten gehören zu diesen Staaten. Saudi-Arabien, Iran, Irak, Venezuela, Katar und Kuwait hatten Ende der 1980er-Jahre ihre Reserveangaben stark erhöht, teilweise sogar verdreifacht, ohne dass dies mit entsprechenden neuen Funden belegt werden konnte. Seit dieser Zeit werden jedes Jahr fast unveränderte Reservezahlen veröffentlicht. Diese vor über 30 Jahren in den Büchern erhöhten Reserveangaben der OPEC werden in Fachkreisen gerne als »politische Reserven« bezeichnet, um die Zweifelhaftigkeit dieser Höherbewertungen deutlich zu machen.

Die Ermittlung von Ressourcen

Die Reservebewertung ist Bestandteil der Aktionärs- und Jahresberichte und wird als wichtiger Indikator für den Zustand einer Firma gesehen: Liegt die berichtete Reserve am Jahresende höher als am Jahresanfang (*reserve replacement ratio* größer als eins), dann wird das an der Börse mit Aufschlägen honoriert – oder umgekehrt. Anders verhält es sich mit einer *Ressourcen*angabe. Diese ist nicht Bestandteil der Berichterstattung. Eine Ressourcenangabe hat eine ganz andere Qualität als eine Reserveangabe. Aus gutem Grund wird sie nicht in Firmenbewertungen herangezogen. Während eine an der Börse notierte Firma große Probleme bekommt, wenn ihr ein Verstoß bei der Bewertung der

Reserven nachgewiesen werden kann (der damalige Shell-Chef musste abtreten), so können bei der Ressourcenangabe großzügige Zahlen in die Diskussion eingebracht werden. Einen Nachweis für deren Belastbarkeit wird niemand antreten müssen. Auch sind hier die Kriterien für die Ermittlung wesentlich weicher. Zwar gibt es auch hier Vorschriften und Regeln zur Ermittlung (am gängigsten ist die sogenannte McKelvey-Klassifizierung von 1963, auf der modernere international gebräuchliche Definitionen basieren), doch können diese Kriterien wesentlich weiter ausgelegt werden. So werden ermittelte Ölfunde, die aber aufgrund schwieriger geologisch-technischer Bedingungen noch nicht als ökonomisch förderbar angesehen werden, als Ressource verbucht. Teilweise werden Ressourcen aber auch nach höchst spekulativen Aspekten bewertet. Beispielsweise hat im Jahr 2000 die Geologische Behörde der USA (*United States Geological Survey*, USGS) in ihrem umfangreichen weltweiten Ressourcenbericht »ermittelt«, dass im Tiefseemeeresboden östlich von Grönland wahrscheinlich etwa 60 Milliarden Fass Erdöl liegen könnten. Bei näherer Analyse wird deutlich, dass hier aus acht Expertenmeinungen über Wahrscheinlichkeitsmodelle berechnet wurde, dass mit 95 Prozent Wahrscheinlichkeit *kein* förderbares Öl dort zu finden sein würde; mit 5 Prozent Wahrscheinlichkeit könnten es aber mehr als 100 Milliarden Fass Öl sein. Mit den angewandten Methoden wurde hieraus ein wahrscheinlicher Wert von 60 Milliarden Fass ermittelt. Die Begründung lautete, dass diese Region gewisse Ähnlichkeiten mit dem Schelf nördlich vor Norwegen habe, der ja sehr ölhöffig (reich an Öl) sei. Bis heute hat keine Firma das Risiko auf sich genommen, in dieser Region zu explorieren. So weit zu Theorie und Praxis. Aber wie groß sind denn nun die Öl- und Gasressourcen?

Wie viel Erdöl gibt es?

Im Folgenden werden kurz die im Jahresbericht 2015 der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe gemeldeten Reserve- und Ressourcenangaben zum Jahresende 2014 zusammengestellt. Abbildung 3 zeigt die Reserven von Erdöl in Millionen Tonnen. Zur Umrechnung

in die oft verwendete Einheit Barrel oder Fass müssen die Angaben mit 7,3 multipliziert werden. Das ist nicht exakt, aber im Rahmen der Genauigkeit der Gesamtangaben genau genug. Erwähnt werden soll hier allerdings noch, dass eine deutsche Milliarde im angelsächsischen Raum eine *billion* ist – eine deutsche Billion wird dort zur *trillion*. Diese Verschiedenheit der Benennungen ist eine ständige Quelle von Missverständnissen.

Insgesamt betrugen die berichteten weltweiten Ölreserven zum Jahresende 2014 etwa 219 Milliarden Tonnen beziehungsweise 1600 Milliarden Fass (1600 Gigabarrel, *Gb*) Erdöl. Für 2015 liegen von der BGR noch keine differenzierten aktuellen Daten vor, andere Statistiken[3] weisen für Ende 2014 etwa 240 Milliarden Tonnen beziehungsweise 1700 Milliarden Fass Erdöl aus. (Zum Vergleich: Die Öl*förderung* 2014 betrug 4,24 Milliarden Tonnen.) Nach dem im vorherigen Abschnitt über die Erhebung von Reserven Gesagten sollte man diese Daten nur als Anhaltspunkt, nicht jedoch als exakte Angabe betrachten. Die Ölreserven konzentrieren sich auf die acht Staaten Saudi-Arabien, Kanada, Venezuela, Iran, Irak, Kuwait, Vereinigte Arabische Emirate und Russland, die zusammen fast 80 Prozent der Reserven halten. Neben den bekannten Staaten des Mittleren Ostens haben Kanada und Venezuela nur unbedeutende konventionelle Ölreserven. Nur aufgrund der großen Vorkommen von Bitumen in Kanada in den Teersanden der Region Alberta und von Schwerstöl in Venezuela am Orinoco gehören diese beiden Staaten zur Spitzengruppe der Ölstaaten. Ihr Anteil an der weltweiten Öl*förderung* ist mit 4,6 beziehungsweise 3,7 Prozent eher bescheiden. Auch in Russland gibt es große unkonventionelle Vorkommen, aber dort werden diese nicht als Reserven verbucht.

Daneben halten nur die USA unkonventionelle Erdölreserven. Sie sind das einzige Land, das Schiefergestein bisher in nennenswertem Umfang erschlossen hat. Allerdings haben die unkonventionellen Ölreserven in den USA nur einen Anteil von vier Prozent an den Gesamtreserven. Obwohl die weltweiten Ölreserven nach BGR-Rechnung, statisch betrachtet, den heutigen Verbrauch für noch etwa 50 Jahre decken könnten, ist die Situation in den USA wesentlich schlechter – hier sind es nur 13 Jahre. Die unkonventionellen Ölreserven haben hier

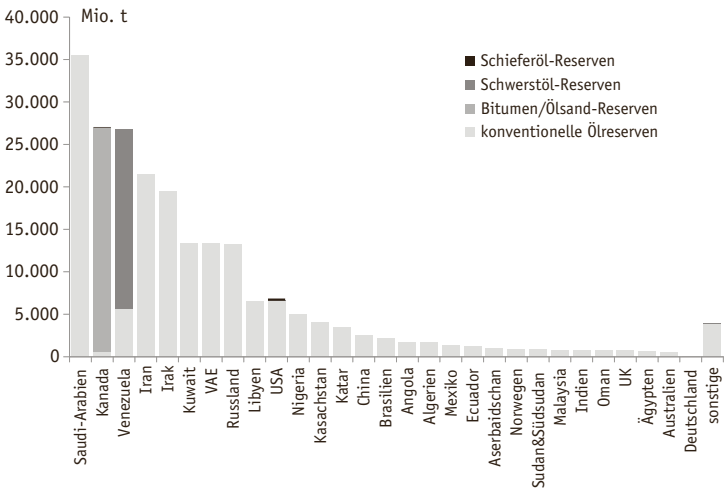

Abbildung 3: Weltweite Erdölreserven
(eigene Darstellung mit Daten aus BGR 2015[4])

nur einen marginalen Anteil. In dieser und der folgenden Darstellung wird Öl in dichtem Gestein (sogenanntes *tight oil*) zum konventionellen Erdöl gerechnet, da keine Statistik mit einer getrennten Ausweisung verfügbar ist.

In Abbildung 4 sind zum Vergleich die weltweiten Ölreserven gemeinsam mit den Ölressourcen eingetragen. Es wird deutlich, dass Letztere die Ölreserven um ein Mehrfaches übersteigen. Die unkonventionellen Ressourcen Bitumen und Schwerstöl sind wie die Reserven vor allem in Venezuela und Kanada konzentriert. In fast allen anderen Staaten ist deren Bedeutung vernachlässigbar.

In der Grafik wird ebenfalls ersichtlich, dass die konventionellen Ölressourcen immer noch bedeutend sind. Die berichteten Gesamtvorkommen können je zu einem Drittel den Ölreserven, den konventionellen Ölressourcen und allen unkonventionellen Ölressourcen zugeordnet werden. Darüber hinaus sind sie auf wesentlich mehr Staaten verteilt als die unkonventionellen Ressourcen. Und dennoch – obwohl die Ressourcen beispielsweise in Großbritannien, Mexiko oder

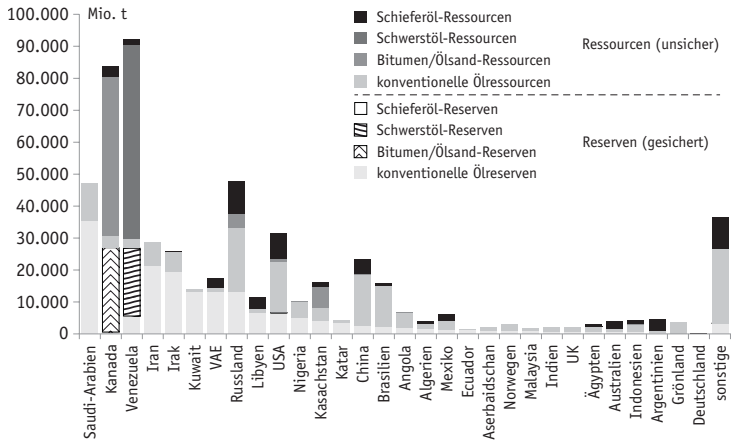

Abbildung 4: Weltweite Erdölreserven und -ressourcen
(eigene Darstellung mit Daten aus BGR 2015[5])

Norwegen mehr als doppelt so groß wie die Reserven sind, geht dort die Ölförderung bereits seit mehr als zehn Jahren deutlich zurück. Offensichtlich können diese (und viele andere) Staaten trotz großer konventioneller Ölressourcen ihre Förderraten nicht mehr aufrechterhalten.

Die unkonventionellen Ölressourcen teilen sich zu fast gleichen Teilen auf die schon genannten Vorkommen in Kanada und Venezuela und mit weniger als 30 Prozent auf Schieferölvorkommen (*light tight oil*, LTO) auf, vor allem in Russland, den USA, China, Argentinien und Australien.

Bei dieser Betrachtung fällt – neben dem bereits zu Bitumen und Schwerstöl Gesagten – auf, dass in den USA die unkonventionellen Öl*reserven* eher gering sind und dass darüber hinaus trotz mehr als doppelt so großer konventioneller Öl*ressourcen* die Zukunft vor allem in der unkonventionellen Förderung von LTO gesehen wird. Wie noch gezeigt wird, ist der Förderaufwand für dessen Erschließung jedoch deutlich größer als bei der konventionellen Ölförderung. Dass dort

dennoch die Zukunft im LTO gesehen wird, unterstreicht die begrenzte Aussagekraft einer Ressourcenangabe. Es gibt aber auch einen Hinweis darauf, dass der Frackingboom nicht von langer Dauer sein wird.

Wie viel Erdgas gibt es?

In analoger Weise lassen sich die Erdgasvorräte darstellen. Abbildung 5 zeigt die von der BGR zum Jahresende 2014 berichteten weltweiten Erdgasreserven. Ähnlich konzentriert wie bei Erdöl, halten die acht Staaten mit den größten Gasfeldern 73 Prozent der Reserven. Russland, Iran und Katar allein bergen zusammen bereits über die Hälfte. Die weltweiten Gasreserven wurden zum Jahresende 2014 mit 197 800 Milliarden Kubikmeter bewertet, wovon 2,6 Prozent unkonventionelles Erdgas (zu zwei Drittel Schiefergas und zu einem Drittel Kohleflözgas) sind. Zum Vergleich: Die weltweite Erdgasförderung 2014 betrug 3 480 Milliarden Kubikmeter.

Bemerkenswert ist hierbei, dass die Reserven der beiden Staaten Iran und Katar zu mehr als 70 Prozent auf dem Gas eines einzigen Feldes beruhen. Dessen südlicher Teil, *North Field*, erstreckt sich über 6 000 Quadratkilometer von der Küste ins offene Meer. Er wurde im Jahr 1970 entdeckt. Zwanzig Jahre später wurde das Feld *South Pars* in den Hoheitsgewässern des Iran entdeckt. Bald wurde deutlich, dass es sich hier um eine Verlängerung der Strukturen des Nordfeldes handelt. Die berichtete Reserve der beiden Felder beträgt zusammen etwa 40 000 Milliarden Kubikmeter. Das Nordfeld allein beinhaltet etwa 90 Prozent der Gasreserven von Katar. Während der ersten Phase des Aufbaus von Gasverflüssigungsterminals in Katar zum Export des Gases in den Jahren 2004/05 wurde deutlich, dass die bisherigen Reserveschätzungen des geologisch extrem komplexen und inhomogenen Feldes wenig präzise waren – die Firma ConocoPhillips hatte mit einer Bohrung innerhalb des Feldbereichs kein Gas angetroffen. Daraufhin stellte der damalige Ölminister Abdullah bin Hamad al-Attiyah neue Projekte zurück und verkündete ein umfangreiches Explorationsprogramm für das Feld.[6] Bis 2007 oder 2008 sollten die Ergebnisse veröf-

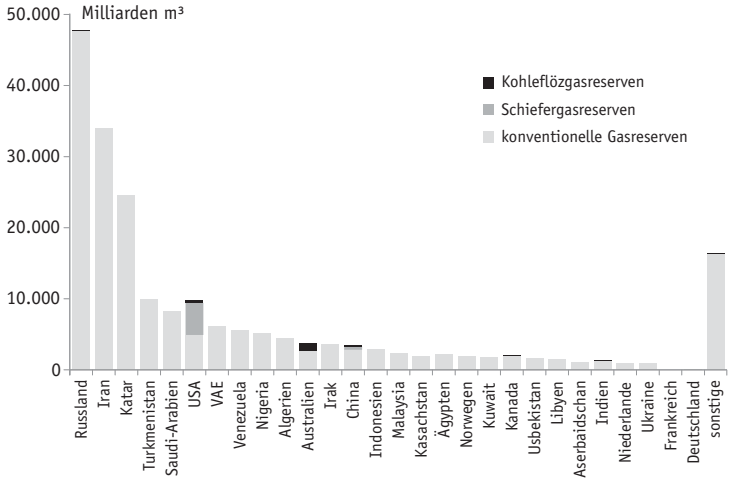

Abbildung 5: Weltweite Erdgasreserven
(eigene Darstellung mit Daten aus BGR 2015[7])

fentlicht werden. Hintergrund war die Ankündigung des Ministers, die heimischen Gasreserven nur so weit auszubeuten, dass die Reserven für mehr als 100 Jahre reichen würden. Bis heute ist keine neue Bewertung der Gasreserven des Feldes bekannt geworden. Brancheninsider schätzen, dass die berichtete Reserveangabe etwa um 60 bis 70 Prozent zu hoch sein könnte. Auch wenn es keine belastbaren Informationen gibt, so ist es durchaus möglich, dass damit die Reserven von Katar um 50 bis 60 Prozent überbewertet sind.

Des Weiteren fällt auf, dass nur zwei Staaten nennenswerte unkonventionelle Gasreserven verbuchen: In Australien sind mehr als ein Viertel der Reserven Kohleflözgas und in den USA gibt es die einzigen substanziellen Schiefergasreserven. Diese machen dort 40 Prozent der Gesamtreserven aus, weitere 4 Prozent sind Kohleflözgas.

Abbildung 6 zeigt die weltweiten Erdgasreserven zusammen mit den Ressourcen. Bei Erdgas sind die Reserven im Verhältnis zu den Ressourcen wesentlich geringer als bei Erdöl: Weniger als ein Viertel der berichteten Vorräte ist den *Reserven* zuzurechnen. Bei den *Res-*

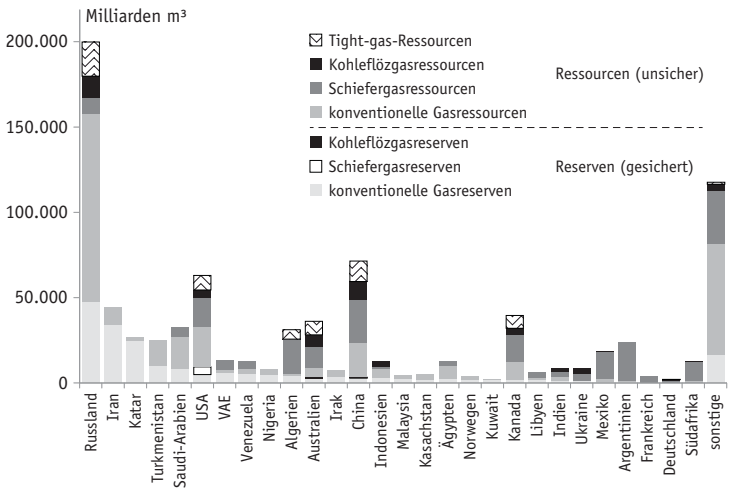

Abbildung 6: Weltweite Erdgasreserven und -ressourcen (eigene Darstellung mit Daten aus BGR 2015[8])

sourcen wiederum ist mehr als die Hälfte konventionell. Schiefergasvorkommen tragen zu etwa einem Drittel zu den Ressourcen bei. Kohleflözgas und *tight gas* halten einen deutlich geringeren Anteil (dieses wird heute bereits gefördert, in den Statistiken aber nicht explizit abgetrennt). Auch bei den Reserven wird *tight gas* nicht explizit ausgewiesen, sondern ist in den konventionellen Gasreserven subsumiert.

Diese Inkonsistenz in der Datenerhebung (einmal werden Tightgas-Vorkommen explizit gezählt, das andere Mal nicht) fällt auf. In der Grafik wird auch deutlich, dass die großen konventionellen Gasvorkommen nur auf ganz wenige Regionen konzentriert sind. Insbesondere die USA als weltgrößtes Gasförderland mit über 20 Prozent Förderanteil haben weniger als 5 Prozent Anteil an den weltweiten Gasreserven und auch nur 8,5 Prozent Anteil an den Gasressourcen. Diese Zahlen zeigen, dass die USA ihre Reserven rasch erschöpfen – ein erster Hinweis darauf, dass der gegenwärtige Erdgasboom in den USA

vermutlich nicht von langer Dauer sein wird. Wie bereits gezeigt, sind die USA das einzige Land mit nennenswerten Schiefergasreserven. In allen anderen Staaten liegen die Hoffnungen auf möglicherweise großen *Ressourcen*. Dies sind vor allem die Staaten China, Argentinien, Algerien, Kanada, Mexiko, Australien und Südafrika. Diese Annahmen aber haben eine ganz andere Qualität. Insbesondere in Argentinien, Mexiko und Südafrika sind die geringen konventionellen Vorräte weitgehend erschöpft. Hier könnte von der Schiefergasförderung nochmals ein neuer Impuls ausgehen, wenn sich die Hoffnungen auch belastbar zeigen sollten. Argentinien hat tatsächlich mit der Hilfe der US-amerikanischen Firma Chevron begonnen, dieses Potenzial zu erschließen. Grundsätzlich jedoch bedeutet die Erschließung unkonventioneller Vorkommen (vor allem Schiefergas und Schieferöl), bezogen auf den Gasertrag, einen wesentlich höheren technischen Aufwand, der im Fracking – dem Thema unseres Buches – seine Ursache hat. Was das bedeutet, wird im folgenden Abschnitt erklärt.

Abschließend noch ein paar Worte zu Europa. In Europa gibt es außer in Norwegen (1900 Milliarden Kubikmeter) und den Niederlanden (950 Milliarden Kubikmeter) keine großen (konventionellen und unkonventionellen) Erdgas*reserven* mehr. Doch mit Blick auf die *Ressourcen* wird suggeriert, dass hier die zehnfache Menge, also das meiste Erdgas, noch gar nicht erschlossen worden sei und dass mithilfe der Schiefergasförderung der Rückgang der Gasförderung aufgehalten werden könne.