

Neues Archiv für Niedersachsen

Erdöl und Erdgas in Niedersachsen.
Ursprünge, Entwicklungen, Perspektiven

I | 2020



Neues Archiv für Niedersachsen
I / 2020

Erdöl und Erdgas in Niedersachsen.
Ursprünge, Entwicklungen, Perspektiven

Wachholtz



Inhalt

Neues Archiv für Niedersachsen I/2020

Erdöl und Erdgas in Niedersachsen

- 5** Editorial (St. A. Lütgert/M. Kosinowski)
- 6** M. Kosinowski
Entstehung von Erdöl und Erdgas
- 17** K. M. Reinicke
Fracking – Eine Technologie in der Diskussion
- 35** St. A. Lütgert
Die Anfänge der Erdölgewinnung in Niedersachsen bis zum Ende des Ersten Weltkriegs. Ein Überblick unter Einbeziehung neuer Forschungsergebnisse
- 47** O. Werner
Niedersächsisches Öl in der nationalsozialistischen Kriegswirtschaft
- 55** F.-W. Wellmer
Lernkurven in der Erdöl- und Erdgas-Exploration und -Exploitation
- 69** J. Noltze
Erdölförderung im Gifhorner Trog
- 83** H. Hüneke
Erdölförderung im Emsland
- 97** T. Növig
Die Celler Bohr- und Service-Industrie
- 105** B.-R. Altmann
Die Raffinerien in Niedersachsen
- 113** H. Heinemann/G. Grotewold
Technische und betriebliche Entwicklung der Erdgasproduktion in Norddeutschland
- 138** K. M. Reinicke
»Ölprovinz Nordsee«
- 148** H. Schöneich
Infrastruktur Erdöl/Erdgas-Netze
- 157** F. Crotogino/H.-J. Dietzel
Untergrundspeicher in Norddeutschland
- 170** St. Ladage
Schiefergas und Schieferöl in Deutschland. Eine Ressourcenabschätzung

- 175** M. Kosinowski
Rechtliche Voraussetzungen für das Aufsuchen (Exploration) und Gewinnen
(Produktion) von Erdöl und Erdgas in Deutschland
- 185** St. Wittke
Lernen mit Löns
- 190** Autoren

Editorial

Liebe Leserinnen und Leser,

vor 30, 20 und auch noch vor 10 Jahren noch hat kaum jemand an der Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland Anstoß genommen. Im Gegenteil, gerade die Gewinnung von Erdgas als relativ emissionsarmem Energieträger wurde durchaus positiv beurteilt.

Heute hat sich das Bild grundsätzlich gewandelt: Die öffentliche Diskussion wird beherrscht vom Klima-, Boden- und Gewässerschutz. Die Bundesrepublik hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 den Ausstoß von Treibhausgas schrittweise um 80 bis 95 Prozent zu senken. Und vielen geht das noch nicht schnell genug und so wird der Verbrauch fossiler Energierohstoffe zunehmend kritisiert.

Ein belastbarer Konsens besteht mehrheitlich immerhin darüber, dass Erdöl und Erdgas für eine Übergangszeit noch benötigt werden. Den Verbrauch einstweilen noch zu dulden, bedeutet aber noch lange nicht, die Förderung aus heimischen Quellen zu akzeptieren. Viele Bürger sorgen sich um die Umwelt und Gesundheit, die Debatte gewinnt an Schärfe. Das gilt gerade für Niedersachsen, in Deutschland Erdgasregion Nr. 1, woher fast 97 Prozent des hierzulande geförderten Erdgases stammen.

Gerade bei einer emotional so belasteten Diskussion ist eine Versachlichung sinnvoll. Hierfür kann das vorliegende Schwerpunktheft des Neuen Archivs für Niedersachsen einen Beitrag leisten. Die Autoren des Bandes, anerkannte Experten auf ihren Gebieten, spannen einen Bogen von der Entstehung der Erdöl- und Erdgasvorkommen vor 200 Millionen Jahren über die vorindustriellen Anfänge der Förderung und Nutzung bis hinein in die heutige Zeit. Über Infrastruktur, Raffineriestandorte, Zulieferindustrien, Transportmethoden, Gewinnungstechnologien bis hin zur besonders umstrittenen Fördermethode Fracking wird umfassend informiert. Leserinnen und Leser erfahren aber auch, dass Umweltschutz kein neues Phänomen ist. Schon vor mehr als 100 Jahren hat sich der Heidedichter Hermann Löns kritisch mit der aufkeimenden Erdölindustrie auseinander gesetzt.

Die Beiträge verharren aber nicht in der Vergangenheit, auch die Zukunftsperspektiven einer in die Kritik geratenen Branche werden thematisiert. Es erwarten Sie viele interessante und aktuelle Aufsätze zu einem wichtigen Themenkomplex, der in vielen Details kaum bekannt ist.

Dr. Michael Kosinowski

Dr. Stephan A. Lütgert

Entstehung von Erdöl und Erdgas

Michael Kosinowski

Erdöl, Erdgas und Kohle sind Produkte der Natur. Sie kommen an vielen Stellen in der oberen Erdkruste vor. Entstanden sind sie aus organischem Material, aus Algen, Pflanzen und Tieren aus früheren Erdzeitaltern. Sie speichern fossile Sonnenenergie in kohlenstoffreichen chemischen Verbindungen über viele Jahrmillionen.

1. Erdöl entsteht aus einem Erdölmuttergestein

Der meiste Teil des heute geförderten Erdöls ist aus abgestorbenen Kleinstlebewesen entstanden, die vor vielen Millionen Jahren als Plankton in Meeren lebten. In nährstoffreichen Teilen der Weltmeere, zum Beispiel in isolierten Becken oder im Schelfbereich, lebten große und kleine tierische und pflanzliche Organismen sowie Algen, die sich in lichtdurchfluteten Bereichen des Wassers – wie auch heute noch in entsprechender Umgebung – oft sehr stark vermehrten. Sterben diese Meeresbewohner, so sinkt ein Großteil auf den Meeresboden ab. Wenn dort sauerstoffarme oder sogar sauerstofffreie Bedingungen herrschen, wird das organische Material nicht zersetzt. Es bildet sich ein Faulschlamm, der Proteine, Kohlenhydrate und Fette enthält und sich schließlich mit Sand und Ton vermischt, die durch die Flüsse eingetragen werden. So entsteht ein zunächst unverfestigtes feinkörniges Sediment mit einem Kohlenstoffgehalt von bis zu 10 Prozent – das Erdölmuttergestein. Die kohlenstoffhaltigen Partikel sind darin fein verteilt und geben dem Faulschlamm die typische schwarze

bis dunkelbraune Farbe. Bei fortdauernder Sedimentation gerät der Faulschlamm in immer größere Tiefen. Durch den zunehmenden Überlagerungsdruck und bei gleichzeitiger Erwärmung durch die geothermische Energie wird aus dem Schlamm ein festes Gestein. Gleichzeitig bildet sich aus den organischen Bestandteilen eine Vielzahl verschiedenster komplex zusammengesetzter Kohlenwasserstoffe, daneben aber auch einfache chemische Verbindungen zwischen den Elementen Schwefel, Stickstoff, Kohlenstoff, Sauerstoff, Wasserstoff und anderen. Ein Großteil dieser Verbindungen ist mobil und kann das inzwischen fest gewordene Gestein verlassen.

Das wichtigste Muttergestein für das in Norddeutschland geförderte Erdöl wurde im Jura-Zeitalter vor etwa 180 Millionen Jahren abgelagert. Die Schichten sind etwa 150 bis 200 Meter mächtig und kommen im Untergrund Norddeutschlands fast überall vor. Nur an den Stellen, an denen diese Schicht bis in drei bis vier Kilometer Tiefe versenkt worden ist, wurde sie von der Erdwärme soweit aufgeheizt, dass aus dem

organischen Ausgangsmaterial Erdöl buchstäblich herausgekocht wurde.

Es gibt noch andere Schichten mit Mutterge-

steinspotenzial für Erdöl, sie sind aber wenig verbreitet und für die norddeutschen Erdöllagerstätten nur von geringer Bedeutung.

2. Erdgas entsteht aus Torf und kohlehaltigem Gestein

Anders als die meisten Erdölmuttergesteine ist das Ausgangsgestein für Erdgas auf dem Festland oder nahe dem Festland abgelagert worden. Riesige Moore mit mächtigen Baumfarnen, Nadelbäumen und anderen Landpflanzen hatten im Erdzeitalter Oberkarbon vor etwa 300 Millionen Jahren eine unglaublich hohe Produktion an pflanzlicher Materie. Nirgendwo auf der Welt gibt es heute eine vergleichbar hohe biologische Aktivität wie damals. Die größten Erdgasvorkommen in Nordeuropa gehen auf dieses Erdzeitalter zurück, als sich zwischen dem heutigen Großbritannien im Westen und Polen im Osten ein riesiges Moor mit heute unvorstellbaren Torfmächtigkeiten entwickelte und über Jahrtausende Bestand hatte. Zeitweise führten Flussysteme vom südlich gelegenen Festland große Mengen an Ton, Sand und Kies heran, die die Torflagen überdeckten. Die Region senkte sich so langsam, dass durch die Flussablagerungen und die Torfbildung die Absenkung kompensiert wurde und die Oberfläche nur wenige Meter oberhalb des damaligen Meeresspiegels blieb. Einige wenige Einbrüche vom nördlich gelegenen Meer sind dokumentiert durch wenige Dezimeter dicke Schichten mit marinen Fossilien, insbesondere von Fischen und Muscheln. Die Ablagerungen aus Torf, Ton, Sand und Kies wurden viele hundert Meter mächtig.

Als dann in der Folge die Absenkung schneller verlief, wurden die torfführenden Schichten unter Luftabschluss von jüngeren Sedimenten überdeckt, verdichtet und später durch die aufsteigende Erdwärme nachhaltig verändert. Aus Torf wurde Braunkohle, aus Braunkohle wurde Steinkohle und daraus schließlich Anthrazit, reiner Kohlenstoff in amorpher nichtkristalliner Form. Diese letzte Stufe wurde jedoch nur an einigen wenigen Stellen erreicht, wenn entweder zusätzlich zum geothermischen Tiefengradienten vulkanische Ereignisse lokal zu einer zusätzlichen Temperaturerhöhung beitrugen oder die Einwirkung der Erdwärme lange genug andauerte. Zudem muss das Ausgangsmaterial bestimmte Voraussetzungen mitbringen. Den Umwandlungsprozess vom Torf zur Kohle nennen Geowissenschaftler Karbonisierung oder Inkohlung. Bei der Inkohlung wird das pflanzliche Ausgangsmaterial umgewandelt, indem leicht flüchtige Bestandteile wie Wasser, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, Stickoxide oder gasförmiger Stickstoff sowie viele andere chemische Verbindungen abgespalten werden. Im Laufe dieses Prozesses wird auch Methan, also natürliches Erdgas, gebildet. Aus Ton, Sand und Kies, die als Lockergestein abgelagert wurden, werden Tonstein, Sandstein und Konglomerate, die fast alle

auch hohe Gehalte an organischem Kohlenstoff aus Pflanzen aufweisen und daher schwarz gefärbt sind. Auch sie tragen zur Erdgasbildung bei.

Während Torf ebenso wie Braunkohle noch deutlich erkennbare pflanzliche Strukturen zeigt, ist die Steinkohle meistens so stark zusammengedrückt, dass nur sehr verein-

zelt Baumstümpfe erhalten sind. In eingelagerten Tonschichten, die nicht so stark kompaktiert sind, finden sich dagegen oft sehr gut erhaltene pflanzliche Fossilien wie Farne, Siegelbäume oder Riesenschachtelhalme – alles Pflanzenarten, die im Karbonzeitalter riesige Ausmaße hatten.

3. Die fünf Bedingungen für die Entstehung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Die erste Voraussetzung für die Entstehung einer Erdöl- oder Erdgaslagerstätte wurde oben bereits skizziert: ein Muttergestein muss vorhanden sein, das aufgrund seiner Inhaltsstoffe in der Lage ist, Erdöl oder Erdgas (zusammengefasst »Kohlenwasserstoffe«) zu generieren.

Das Muttergestein muss durch Absenkung in größere Tiefen und durch Einwirken der für die Genese von Kohlenwasserstoffen erforderlichen Erdwärme »reif« geworden sein. Diese zweite Voraussetzung, die sog. Reife, ist für die kohleführenden Karbonschichten überall in Norddeutschland erfüllt, für das Erdölmuttergestein aus der Jura-Zeit dagegen nur lokal.

Durch die Kohlenwasserstoffgenese steigt im Muttergestein der Druck unter Umständen so weit an, dass die Gesteinsfestigkeit überschritten wird und das Gestein – trotz der hohen Auflast durch jüngere Sedimente – aufreißt, sodass die mobilen Kohlenwasserstoffe aus dem Muttergestein entweichen können. Wenn ausreichend Fließwege vorhanden sind, steigen sie, dem Druckgefälle folgend, nach oben. Häufig sind diese Fließwege nicht vorhan-

den und die Kohlenwasserstoffe bleiben am Ort ihrer Entstehung. Wir sprechen dann von Schieferöl oder Schiefergas. Durch technische Maßnahmen kann man versuchen, in derartigen Vorkommen künstliche Fließwege zu schaffen, um die im Muttergestein gefangenen Kohlenwasserstoffe zu mobilisieren. Die dafür erforderliche Technologie der hydraulischen Bohrlochbehandlung – kurz Fracking – ist jedoch umstritten und wird in Deutschland bis auf weiteres wohl nicht zur Anwendung kommen. In den Vereinigten Staaten von Amerika werden sowohl Erdgas als auch Erdöl in signifikanten Mengen mit Hilfe des Frackings gewonnen – was die Weltmarktpreise durchaus drückt.

Kommt es zur Migration der Kohlenwasserstoffe aus dem Muttergestein nach oben, wird ein Großteil bis an die Erdoberfläche wandern, dort in natürlichen Quellen als Öl oder Gas austreten und in der Atmosphäre oxidieren.

Nur wenn während der Migration oberhalb oder in der Nähe ein speicherfähiges Gestein vorhanden ist, dessen Poren die ankommenden Kohlenwasserstoffe aufneh-

men können, ist auch die vierte Bedingung für die Entstehung einer Lagerstätte erfüllt: das Vorhandensein eines Speichergesteins. Als Speichergestein eignen sich unter anderem Sandsteine, fossile Riffe und andere Karbonate.

Verfügt das Speichergestein über eine undurchlässige Abdeckung aus Ton, Tonstein oder Steinsalz, können die Kohlenwasserstoffe nicht weiter nach oben abwandern, sondern werden im Speichergestein gefangen. Damit ist die fünfte und letzte Bedingung für die Entstehung einer Lagerstätte erfüllt.

Meistens sind die Poren dieser Speichergesteine mit einem mehr oder minder salzhaltigen Grundwasser gefüllt. Dieses Wasser wird im Speichergestein durch die Kohlenwasserstoffe nach außen oder unten verdrängt. Dadurch steigt der Druck in der Lagerstätte sehr stark an – eventuell sogar so stark, dass die überlagernde abdichten-

de Schicht aufgerissen wird und die Kohlenwasserstoffe doch noch weiter nach oben wandern, entweder bis sie dort ein weiteres Speichergestein antreffen oder sogar bis an die Erdoberfläche gelangen.

Nur dort, wo alle fünf Bedingungen (Muttergestein, Reife, Migration, Speichergestein, Abdeckung) erfüllt sind, kommt es zur Bildung einer Lagerstätte. Ob diese dann wirtschaftlich genutzt werden kann, hängt von ihrer Größe ab, von der verfügbaren Technologie und nicht zuletzt vom Preis, der für das verkaufsfähige Produkt erzielt wird.

Abgesehen von den völlig unterschiedlichen Muttergesteinen für Erdöl und Erdgas unterscheiden sich auch die Lagerstätten für diese beiden Energieträger signifikant voneinander. Im Folgenden sind deshalb die Lagerstätten, die Öl oder Gas enthalten, gesondert zu betrachten.

4. Erdöllagerstätten

Die besten Lagerstätten bilden sich unter der abdeckenden Schicht, wenn das Speichergestein nicht völlig eben liegt, sondern eine »geologische Falle« bildet. Es gibt eine Vielzahl an Fallen, die sich auf wenige Grundformen zurückführen lassen (Abb. 1–4):

Strukturelle Fallen sind sattelförmige Aufwölbungen, die so aussehen wie ein umgedrehter tiefer Teller. Durch tektonische Störungen können horstartige Gesteinschollen in der Tiefe entstehen, die gegenüber ihrer Umgebung angehoben sind und so eine Hochlage bilden, in der sich das Erdöl angesammelt hat. Hier müssen allerdings die begrenzenden tektonischen

Störungen dicht sein, sonst könnte das Öl entlang dieser potenziellen Migrationswege wieder aus dem Speicher abwandern.

An Salzstockflanken sind in Norddeutschland oft sog. stratigraphische Fallen entstanden, das sind dünner werdende oder sogar ganz auskeilende Schichten, die während des Salzstockaufstiegs abgelagert wurden und zu dessen Überhang hin angehoben werden.

Erdöl entsteht in einer Tiefe von 2000 bis 3000 Metern bereits bei verhältnismäßig geringen Temperaturen ab etwa 70° C. Nur dort, wo die jurazeitlichen Ablagerungen so tief versenkt sind, konnte sich Erdöl bilden.

In Norddeutschland ist das oft an Rand-senken neben aufgestiegenen Salzstöcken der Fall oder in sog. Trögen wie z. B. dem Ostholstein Trog, dem Westholstein Trog, dem Gifhorner Trog oder dem Niedersäch-sischen Becken.

Hat sich im Speichergestein einer Fallen-struktur eine größere Menge Erdöl gesam-melt, spricht man von einer konventionel-ten Erdöllagerstätte. Oft bildet sich in den höchsten Bereichen der Lagerstätte eine Gaskappe, in der sich Erdölgas befindet. Da-bei handelt es sich um leichtflüchtige Koh-lenwasserstoffverbindungen, die wir als Flüssiggas wie z. B. Propan und Butan ken-nen. Darunter folgt die ölgesättigte Zone, die nach unten durch das bei der Migration verdrängte Wasser begrenzt ist. Meistens stehen die Öllagerstätten unter so hohem Druck, dass das Erdöl zu Beginn der För-derung von allein aus dem Bohrloch fließt.

Das geförderte Öl wird in der Tiefe durch das nachdrängende Wasser nach oben ge-schoben. Dabei verringert sich allerdings der Druck in der Lagerstätte im Laufe der Zeit so weit, dass das Öl nicht mehr bis nach oben kommt, sondern nur bis kurz unterhalb des Bohrlochkopfes. Dann muss man das Öl mit Pumpen heben. Nach und nach muss die Pumpe immer tiefer gehängt wer-den, um auch die verbliebenen Reste an Öl zu gewinnen.

Je weiter die Lagerstätte ausgefördert wird, desto mehr Wasser wird zusammen mit dem Öl zutage gebracht. Die zuneh-mende Verwässerung kann so weit gehen, dass nur noch 5 Prozent Öl und 95 Prozent Wasser gehoben werden. Meistens wird dieses Lagerstättenwasser weiter entfernt von der Förderbohrung wieder nach unten gepumpt, um den Druck im Förderhorizont aufrecht zu erhalten.

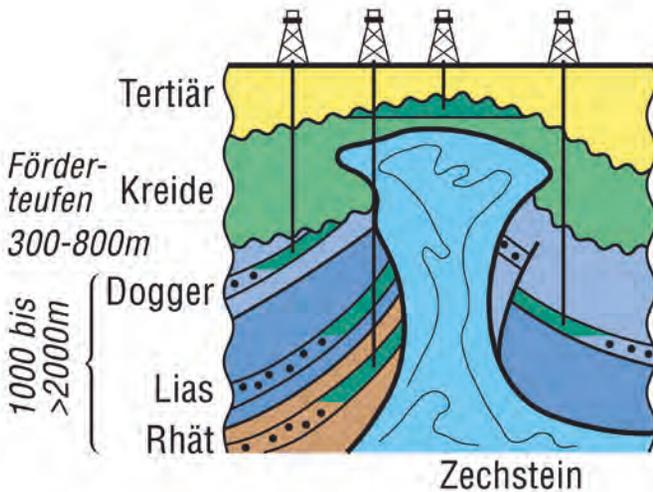


Abb. 1: Unter einem Salzstocküberhang sind Sandsteine aus unterschiedlichen geologischen Zeital-tern aufgebogen und bilden unter den abdichtenden Salzschichten Erdöllagerstätten (LBEG 2019).

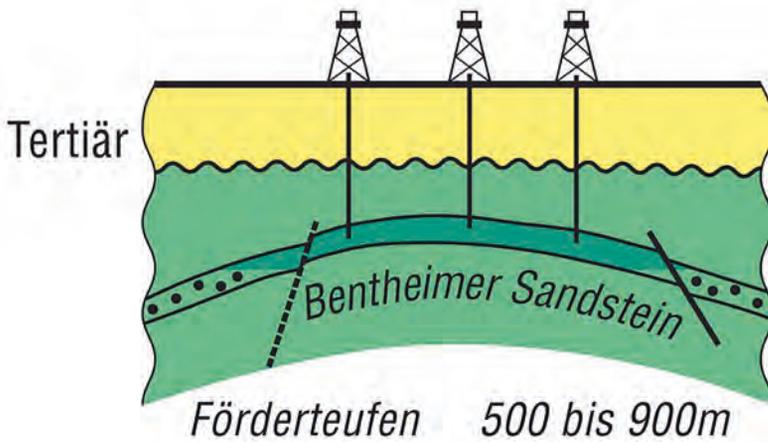


Abb. 2.: Großflächige Aufwölbungen einer speicherfähigen Schicht wie hier im emsländischen Bentheimer Sandstein können Erdöllagerstätten bilden, die mehrere Quadratkilometer groß sind (LBEG 2019).

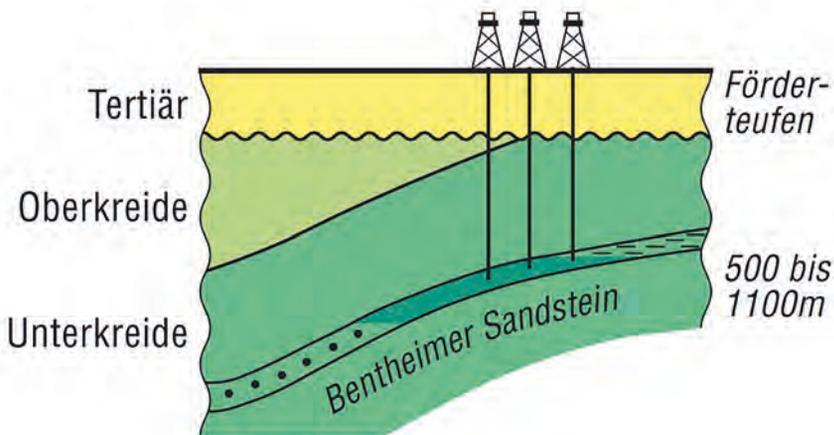


Abb. 3: Fazielle Fallen im emsländischen Bentheimer Sandstein entstehen, wenn die speicherfähige Ausbildung des Sandsteins in eine tonig-undurchlässige Zusammensetzung übergeht, unter der sich Erdöl sammeln kann (LBEG 2019).

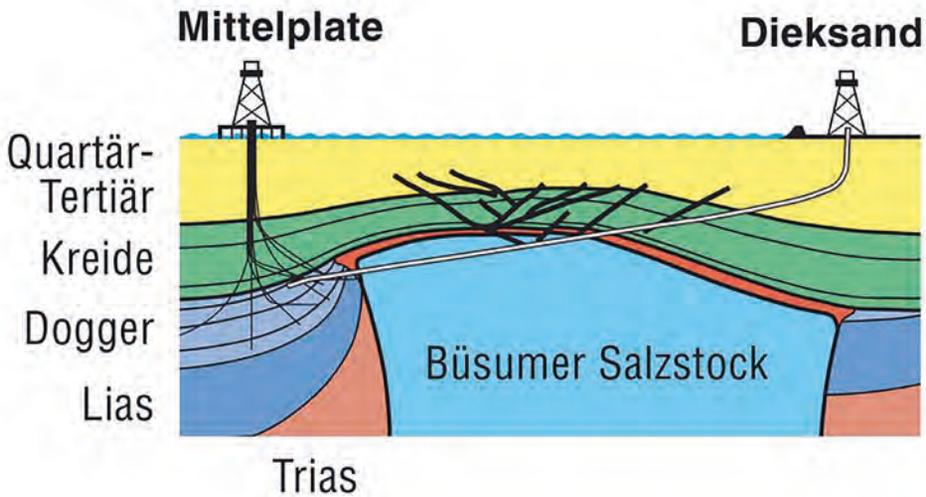


Abb. 4: Auch die größte deutsche Erdöllagerstätte Mittelplate im Bereich der Elbmündung ist an einen Salzstock gebunden (LBEG 2019).

5. Erdgaslagerstätten

Das Erdgasmuttergestein aus dem Karbon-Zeitalter ist in ganz Norddeutschland in großer Tiefe vorhanden. Während es im Ruhrgebiet noch an der Oberfläche ansteht, tauchen in Richtung Norden die kohleführenden Schichten ab und liegen im Raum Bremen/Hamburg in fünf bis zehn Kilometer Tiefe, örtlich sogar noch tiefer. Fast überall liegt das Karbon unterhalb des ebenfalls flächenhaft verbreiteten Zechstein-Salzes. Nur an wenigen Hochlagen wie dem Piesberg bei Osnabrück sind diese Schichten aufgrund von jüngeren tektonischen Bewegungen oberhalb des Salzes zu finden. Erdgas entsteht bei deutlich höheren Temperaturen als Erdöl, nämlich bei 120 bis 180 °C und einer Tiefe von 3500 bis 5000 Metern.

Die meisten und wichtigsten Erdgaslagerstätten liegen in Sandsteinen aus dem Erdzeitalter Ober-Rotliegend, die etwa 260 Millionen Jahre alt sind. Weitere Lagerstätten gibt es in etwas jüngeren Karbonaten nahe der Basis der Zechstein-Salze. Für alle diese Vorkommen bildet das Salz die abdichtende Barriere. Im westlichen Niedersachsen gibt es größere Erdgasvorkommen in porösen Schichten des Zeitalters Mittlerer Buntsandstein (etwa 245 Millionen Jahre alt). Sie liegen deutlich oberhalb des Zechstein-Salzes, haben aber auch eine Abdichtung durch jüngere Salzschiefer sowie durch Tonstein.

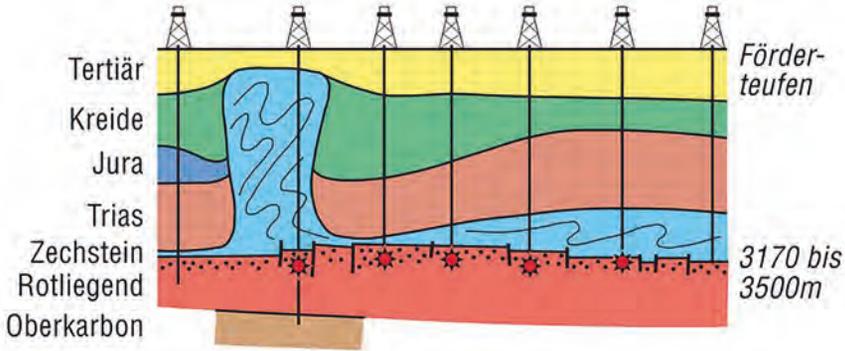


Abb. 5: Im Städtedreieck Hamburg–Bremen–Hannover liegen die meisten Erdgaslagerstätten im Rotliegend. In speicherfähigen Sandsteinen ist das Erdgas unter dem abdichtenden Zechstein-Salz gefangen (LBEG 2019).

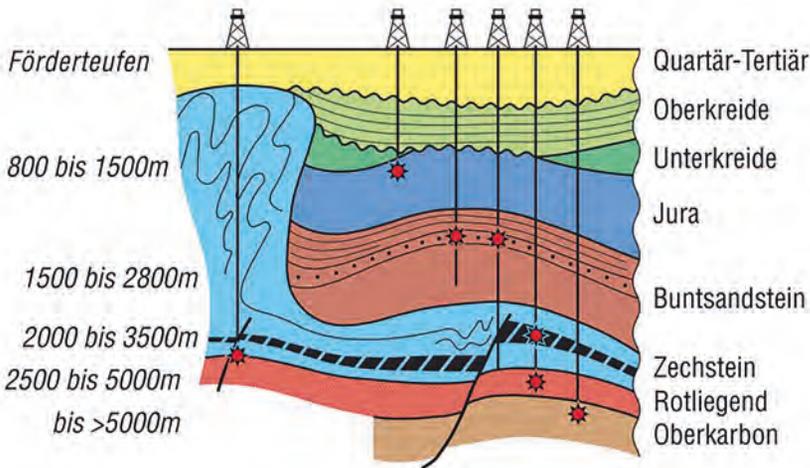


Abb. 6: In den unterschiedlichsten stratigraphischen Horizonten kommen speicherfähige Gesteine vor, in denen sich Erdgas gesammelt hat, wenn über den Speichern eine ausreichende abdichtende Schicht lag (LBEG 2019).

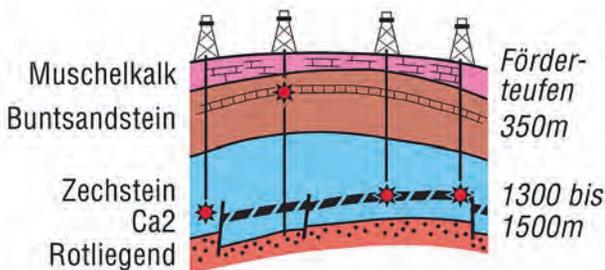


Abb. 7: Karbonate (Kalksteine) aus dem Zechstein führen in Süddoldenburg neben Methan auch Schwefelwasserstoff (LBEG 2019).

Die Erdgaslagerstätten enthalten die unterschiedlichsten Gase. Neben dem erwünschten Methan (CH_4) gibt es im Osten an der Grenze zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt sehr hohe Stickstoffgehalte (N_2). Der Stickstoffgehalt ist stellenweise so hoch, dass das Gas gar nicht brennt, sondern nur mittels einer Stützflamme energetisch verwendet werden kann. Propan, Butan, Helium und andere Gase sind natürliche Bestandteile im Erdgas, die dem Geowissenschaftler helfen, etwas über die Erdgasgenese und den Migrationsweg herauszufinden.

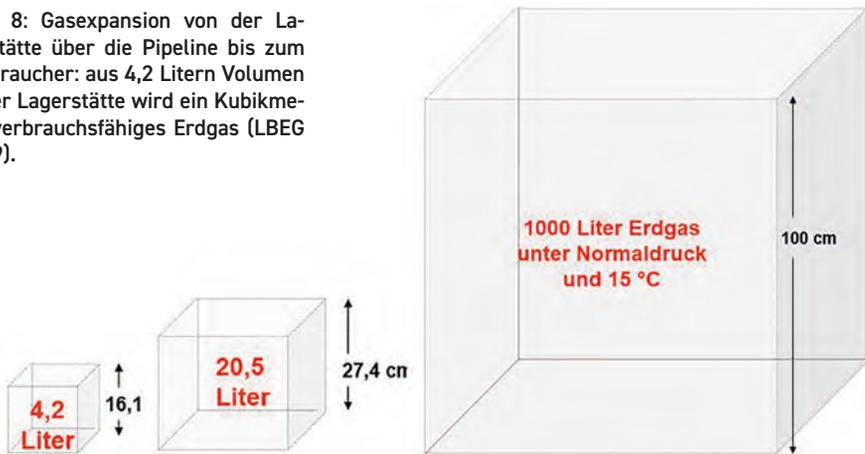
Die Gasvorkommen in den Karbonaten des Zechsteins enthalten Schwefelwasserstoff (H_2S), der hochgiftig ist und die Pipelines angreift. Deshalb muss der Schwefelwasserstoff abgetrennt und zu elementarem Schwefel verarbeitet werden, der ebenfalls ein verkaufsfähiges Produkt darstellt.

Das an den einzelnen Bohrungen geförderte Rohgas wird entweder direkt an der Förderstelle oder an einem Sammelplatz so aufbereitet, dass ein Verkaufsprodukt mit definierten Eigenschaften entsteht. Insbesondere der Methangehalt und damit der Brennwert müssen in der für die jeweilige Region zutreffenden Größenordnung liegen. Weil das Methan gasförmig ist, strömt es von allein aus dem Bohrloch, angetrieben vom Randwasser, das von unten her nachdrückt. Zu Beginn der Förderung kann der Druck am Kopf des Bohrlochs mehr als 500 bar betragen. Mit zunehmender Förderung nimmt der Lagerstättendruck kontinuierlich ab. Auch bei der Erdgasförderung wird Lagerstättenwasser mitgefördert; zunächst ist der Anteil meistens nicht so hoch, weil es sich nur um Wasserdampf handelt. Im weiteren Verlauf

der Förderung werden jedoch zunehmend Wassertröpfchen mitgerissen, sodass der Wasseranteil steigt. Darin sind meistens Salze gelöst, von denen einige schwach radioaktiv sind. Die natürlichen schwach radioaktiven Salze können bei der Gasaufbereitung oder im Förderstrang ausgeschieden werden und geben gelegentlich Anlass zu Befürchtungen bei besorgten Bürgern. Abgetrenntes Lagerstättenwasser wird nach einer mehr oder minder aufwendigen Aufbereitung meistens in geeigneten geologischen Formationen versenkt. Dafür stehen unter anderem ausgeförderte Erdgaslagerstätten zur Verfügung, in denen der Druck so weit abgesenkt ist, dass sie in der Lage sind, große Mengen an Flüssigkeit aufzunehmen.

Erdgaslagerstätten können sehr ergiebig sein. Die Produktionsrate einer Bohrung hängt ganz wesentlich von der Porosität und der Durchlässigkeit des Gesteins ab, der Permeabilität. Wenn auch die Mächtigkeit der gasführenden Schicht groß ist, können aus einer einzigen Bohrung pro Stunde bis zu 50 000 Kubikmeter Gas gefördert werden. Natürlich ist nicht jede Bohrung so erfolgreich. Für alle Bohrungen gilt aber, dass das im Porenraum vorhandene Gas bei der Förderung, die ja mit einer Druckabnahme einhergeht, »mehr« wird: Durch die Expansion des Gases werden aus 4,2 Litern in 4000 Metern Tiefe, bei einem Druck von 450 bar und 150 Celsius 1000 Liter, also ein ganzer Kubikmeter (Abb. 8). Mit dem Würfel in der Mitte der Abbildung 8 sind die Verhältnisse in der Transportleitung bei 50 bar und 15 Celsius dargestellt.

Abb. 8: Gasexpansion von der Lagerstätte über die Pipeline bis zum Verbraucher: aus 4,2 Litern Volumen in der Lagerstätte wird ein Kubikmeter verbrauchsfähiges Erdgas (LBEG 2019).



6. Ausblick

Seit mehr als 160 Jahren wird in Norddeutschland im industriellen Maßstab nach Erdöl gesucht, seit etwa 70 Jahren gezielt auch nach Erdgas. Die größten Erfolge bei der Erschließung neuer Funde liegen schon länger zurück (s. Beitrag Wellmer in diesem Band). Der letzte signifikante Fund eines Erdölfeldes gelang 1980/81 mit dem Feld Mittelplate, der jüngste große Erdgasfund 1992 mit dem Erdgasfeld Völkersen. Viele Lagerstätten sind heute schon weitgehend ausgefördert, wie die stetige Abnahme der jährlichen Produktionsmengen im Inland zeigt. Noch bis vor zehn Jahren war es möglich, die Erschöpfung der Öl- und Gasfelder durch technologische Weiterentwicklungen wie zum Beispiel die hydraulischen Bohrlochbehandlungen (»Fracking«) zumindest teilweise zu kompensieren. Verfeinerte Explorationsmethoden in der Geophysik ermöglichten die Suche nach kleineren Satellitenfeldern am Rand größerer Lagerstätten. Durch schnelleres und damit billigeres

Niederbringen von Bohrungen konnten Lagerstattenteile erschlossen werden, die eigentlich für eine wirtschaftliche Förderung zu klein waren. Insbesondere beim Erdöl konnte durch technische Entwicklungen die Ausbeute aus den Feldern gesteigert werden, sodass weniger Öl im Gestein haften bleibt, sondern gefördert werden kann. Durch Innovationen auf den vielfältigsten Technikgebieten haben sich die deutsche Explorations- und Serviceindustrie und die einschlägigen wissenschaftlichen Einrichtungen eine hohe internationale Anerkennung erworben. Jedoch droht nun, dass die Förderung von heimischem Erdöl und Erdgas ausläuft und damit ein ganzer Industriezweig unwiederbringlich verschwindet.

Danksagung

Die acht Abbildungen hat das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie aus dem Bericht LBEG (2019) zur Verfügung gestellt. Vielen Dank!

Literatur

LBEG/Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (Hrsg.): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2018, Hannover 2019.

Fracking – Eine Technologie in der Diskussion

Kurt M. Reinicke

Wenige Technologie-Themen werden in Deutschland so kontrovers diskutiert wie das »Fracking«. Dabei ist die Technologie weder neu und unerprobt noch technisch nicht beherrschbar. Weltweit wird sie seit etwa 70 Jahren eingesetzt. In dieser Zeit ist sie mehrere Millionen Mal zur Anwendung gekommen, davon in Deutschland seit Mitte der 1950er Jahre mehrere hundert Mal. Für diese Zeit sind für Deutschland keine Umweltschäden dokumentiert.

Im Folgenden werden die Wirkungsweise und die Entwicklung der Technologie beschrieben, von klein-volumigen Behandlungen zur Erhöhung der Erdöl- und Erdgasförderung aus konventionellen Lagerstätten über Behandlungen größeren Volumens in dichten Erdgaslagerstätten bis hin zu den Behandlungen sehr großer Volumen in unkonventionellen Schiefergaslagerstätten und in Geothermiebohrungen. Dabei wird auch eingegangen auf Änderungen in der Technologie, um sie in der Durchführung sicherer zu machen und sie anzupassen an das sich steigende Umweltbewusstsein der Stakeholder. Beschrieben wird auch die Bedeutung des Einsatzes der Technologie für die wirtschaftliche Bereitstellung von Erdöl und Erdgas¹ und die von Wärme aus tiefer Geothermie.

1. Einleitung

Wenige Technologie-Themen werden in Deutschland so intensiv und kontrovers diskutiert wie es beim sog. Hydraulic Fracturing, umgangssprachlich auch »Fracking« genannt, der Fall ist. Um dieses Reizwort zu vermeiden, könnte man, ingenieurwissenschaftlich durchaus korrekt, auch von »hydraulischer Bohrlochbehandlung« sprechen. Jedoch wäre jeder Versuch von vornherein zum Scheitern verurteilt, die seit Jahren

überhitzte öffentliche Debatte allein durch eine andere Begrifflichkeit zu versachlichen. Also soll auch in diesem Beitrag das Kind weiter bei seinem inzwischen gängigen Namen benannt werden, auch wenn er mit negativen Assoziationen aller Art längst überfrachtet ist und im Übrigen sachlich auch falsch gebraucht wird. »Fracking« gilt in Teilen der öffentlichen Debatte inzwischen als Synonym für die Erdgasförderung insgesamt, gleichzeitig als Synonym

für Umweltfrevel. Die Verunglimpfung, ja fast schon Verteufelung dieser Technologie und des Begriffes, geht so weit, dass in dem im November 2017 ausgestrahlten, zu recht viel kritisierten Tatort-Krimi mit dem Titel »Böser Boden« ein erdachter Konzern namens »North-Frac« für ungeheure Umweltsünden verantwortlich gemacht wird – Verunreinigungen von Grundwasser und Boden, in deren Folge sich die Menschen in der betroffenen Gegend in taumelnde und gewaltbereite Zombies verwandeln. Das war, wie noch einmal zu betonen ist, kein billiger Horrorstreifen spätabends auf irgendeinem Nischenkanal, sondern ein »Tatort« zur besten Sendezeit am Sonntagabend im Ersten (ARD).

Mit veränderten Begrifflichkeiten ist dem, wie gesagt, nicht mehr beizukommen. Der Versuch einer Versachlichung der Debatte, der Benennung von Fakten und gleichzeitig der Entlarvung von Vorurteilen, lohnt weiterhin. Deshalb hier zunächst in kurzer Form die folgenden Fakten, auf die im Weiteren näher eingegangen wird:

- Anders als vielfach kolportiert, handelt es sich beim Fracking keineswegs um eine neue und damit unerprobte Technologie. Auch in Deutschland wurde

das »Hydraulic Fracturing« schon vor Jahrzehnten und inzwischen mehrere hundert Male angewandt, und das wirtschaftlich durchaus erfolgreich und ohne nachgewiesene Umweltschäden.

- Erdgasförderung bedeutet keinesfalls zwangsläufig, dass in der Vergangenheit gefrackt wurde oder künftig gefrackt werden muss. Fracking ist eine bestimmte Fördertechnologie, die Gleichsetzung mit der Förderung von Erdöl oder Erdgas ist sachlich falsch.
- Umgekehrt ist es genauso falsch, irreführend und verschleiern, die Fracking-Technologie ausschließlich mit der Förderung der fossilen – und damit potentiell veralteten – Energieträger Erdöl und Erdgas in Verbindung zu bringen. Auch für die Nutzung der regenerativen, nahezu unbegrenzt vorhandenen Erdwärme, ist Fracking von großer Bedeutung, wenn nicht Voraussetzung.

In der Zeit ihrer Anwendung weltweit seit Ende der 1940er Jahre und in Deutschland seit Mitte der 1950er Jahre hat die Technologie eine enorme Entwicklung genommen, die mit diesem Beitrag dokumentiert wird.

2. Die Anfänge in den USA

Die Idee der hydraulischen Bohrlochbehandlung geht zurück auf Studien des Druckverlaufs während sogenannter Squeeze Operationen in Bohrungen, bei denen Zement, Öl und Wasser verpresst wurden. Bei zu hoher Druckbeaufschlagung änderte

sich plötzlich der Verlauf des Druckes, mit dem verpumpt wurde. Er stieg plötzlich weniger stark an oder ging sogar zurück, was man als Rissbildung in den anstehenden Formationen deutete². Ausgeführt in einer ölführenden Formation, versprach man

sich von einer solchen Rissbildung eine Erhöhung der Ölförderung, denn sie führt zu einer Vergrößerung der Kontaktfläche zwischen Bohrloch und Formation, über die Öl ins Bohrloch eintreten kann.

Die erste absichtlich durchgeführte experimentelle hydraulische Rissbildung in einer Formation wurde im Jahre 1947 durch die amerikanische Firma Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) im Hugoton Gas Feld in Grant County, Kansas/USA durchgeführt. Im Rahmen dieser Behandlung wurden knapp 4 Kubikmeter (1000 Gallonen), durch Naphtensäure und Palmöl (Napalm) angedicktes Gasolin verpresst, gefolgt von einem Gel-Brecher, um eine gasführende Kalksteinformation zu stimulieren. Der Erfolg war bescheiden. Trotzdem wurde der Prozess ein Jahr später durch Amoco patentiert und 1949 an die amerikanische Servicefirma Halliburton Oil Well Cementing Company lizenziert².

Die ersten beiden kommerziellen hydraulischen Bohrlochbehandlungen wurden 1949 im Stephens County, Oklahoma/USA, und Archer County, Texas/USA, durchgeführt. Für die Verpressung mit Hochdruckpumpen wurde ein Gemisch von Erdöl, Gasolin und etwa 50 bis 75 Kilogramm Sand benutzt. Der Sand sollte die Risse nach Pumpenstopp offenhalten und ihr »Verheilen«

verhindern. Die durchschnittliche Steigerung der Produktion nach Behandlung lag bei etwa 75 Prozent. Nach diesen beiden erfolgreichen Behandlungen stieg die Nutzung der Technologie rasant an. Bereits im Jahr 1950 wurden 332 Ölbohrungen gefrackt. Mitte der 1950er Jahre waren es schon etwa 3000 Fracks pro Monat, die in den USA durchgeführt wurden².

Behandlungsfluide der ersten Bohrungen waren durchweg Gemische aus Rohöl und Gasolin. Ab 1953 wurden auch wasserbasierte Gemische eingesetzt¹, angereichert durch verschiedene Additive, d.h. geringe Beimengungen, um die für eine Frackbehandlung notwendigen Eigenschaften herzustellen.

Die durchschnittlichen Volumina der anfänglichen Behandlungen in konventionellen Vorkommen lagen bei etwa drei Kubikmeter (750 Gallonen) Fluid und 200 Kilogramm (400 Pound) Sand. Heute liegen die Fluidvolumen für Behandlungen in unkonventionellen Schiefervorkommen in den USA bei 1135 bis 2270 Kubikmeter (300 000 bis 600 000 Gallonen) und mehr als 100 Tonnen Stützmittel pro Behandlungsstufe, was sich bei Mehrfachbehandlungen auf bis zu 9084 bis 29523 Kubikmeter Fluid pro Bohrung (2,4 bis 7,8 Millionen Gallonen) aufsummieren kann.

3. Die Technologie

Ziel des Fracking-Verfahrens ist es, hochdurchlässige Fließwege in einem sonst wenig durchlässigen Gestein zu schaffen. Gleich einer Stadtautobahn, die den Abfluss

des Verkehrs in das Umland in Stoßzeiten verbessert, sorgen die Risse für einen verbesserten Abfluss aus dem »dichten« Gestein. Öl und Gas fließen nicht mehr radial