



---

**Dokumentation**

---

**Literaturüberblick amerikanischer Studien zum Thema Hydraulic Fracturing**

**Literaturüberblick amerikanischer Studien zum Thema Hydraulic Fracturing**

Aktenzeichen: WD 8 - 3000 – 004/18  
Abschluss der Arbeit: 23. Januar 2018  
Fachbereich: WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und  
Forschung

---

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

---

## Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>2.</b>	<b>Luftschadstoffe und ihre Quellen im Zusammenhang mit Erdgasförderung</b>	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b>Literaturüberblick</b>	<b>10</b>
3.1.	Omara, Mark et al. (2016): Methane Emissions from Conventional and Unconventional Natural Gas Production Sites in the Marcellus Shale Basin	10
3.2.	Guo, Chaohua et al. (2018): Study of gas production from shale reservoirs with multi-stage hydraulic fracturing horizontal well considering multiple transport mechanisms	10
3.3.	Ren, Xinrong et al. (2017): Methane emissions from the Marcellus Shale in southwestern Pennsylvania and northern West Virginia based on airborne measurements	11
3.4.	Allen, David T.: Emissions from oil and gas operations in the United States and their air quality implications	11
3.5.	Alamo Area Council of Governments (AACOG). 2013. Oil and Gas Emissions Inventory, Eagle Ford Shale, Technical Report	11
3.6.	Allen, D.T. 2014. Atmospheric emissions and air quality impacts from natural gas production and use	12
3.7.	Allen, D.T. 2014. Methane emissions from natural gas production and use: Reconciling bottom-up and top-down measurements	12
3.8.	Allen, D.T., A. Pacsi, D. Sullivan, D. Zavala-Araiza, M. Harrison, K. Keen, M. Fraser, A.D. Hill, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2015. Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Pneumatic controllers	13
3.9.	Allen, D.T., D. Sullivan, D. Zavala-Araiza, A. Pacsi, M. Harrison, K. Keen, M. Fraser, A.D. Hill, B.K. Lamb, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2015. Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Liquid unloadings	13
3.10.	Allen, D.T., V.M. Torres, J. Thomas, D. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, S.C. Herndon, C.E. Kolb, M. Fraser, A.D. Hill, B.K. Lamb, J. Miskimins, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States	13
3.11.	Brandt, A.R., G.A. Heath, E.A. Kort, F. O'Sullivan, G. Pétron, S.M. Jordaan, P. Tans, J. Wilcox, A.M. Gopstein, D. Arent, S. Wofsy, N.J. Brown, R. Bradley, G.D. Stucky, D. Eardley, and R. Harriss. 2014. Methane leaks from North American natural gas systems.	14
3.12.	Brantley, H.L., E.D. Thoma, W.C. Squier, B.B. Guven, and D. Lyon. 2015. Assessment of methane emissions from oil and gas production pads using mobile measurements	14

- 
- 3.13. Caulton, D.R., P.B. Shepson, R.L. Santoro, J.P. Sparks, R.W. Howarth, A.R. Ingraffea, M.O.L. Cambaliza, C. Sweeney, A. Karion, K.J. Davis, B.H. Stirm, S.A. Montzka, and B.R. Miller. 2014. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development 14
- 3.14. Conley, S., G. Franco, I. Faloon, D.R. Blake, J. Peischl, and T.B. Ryerson. 2016. Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA 15
- 3.15. Edwards, P.M., S.S. Brown, J.M. Roberts, R. Ahmadov, R.M. Banta, J.A. deGouw, W.P. Dubé, R.A. Field, J.H. Flynn, J.B. Gilman, M. Graus, D. Helmig, A. Koss, A.O. Langford, B. L. Lefer, B.M. Lerner, R. Li, S.-M. Li, S.A. McKeen, S.M. Murphy, D.D. Parrish, C.J. Senff, J. Soltis, J. Stutz, and C. Sweeney. 2014. High winter ozone pollution from carbonyl photolysis in an oil and gas basin 15
- 3.16. Helmig, D., C.R. Thompson, J. Evans, P. Boylan, J. Hueber, and J.-H. Park. 2014. Highly elevated atmospheric levels of volatile organic compounds in the Uintah Basin, Utah 16
- 3.17. Howarth, Robert W.: Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy 16
- 3.18. Karion, A., C. Sweeney, E.A. Kort, J.B. Shepson, A. Brewer, M. Cambaliza, S.A. Conley, K. Davis, A. Deng, M. Hardesty, S.C. Herndon, T. Lauvaux, T. Lavoie, D. Lyon, T. Newberger, G. Pétron, C. Rella, M. Smith, S. Wolter, T. I. Yacovitch, and P. Tans. 2015. Aircraft-based estimate of total methane emissions from the Barnett Shale region 16
- 3.19. Karion, A., C. Sweeney, G. Pétron, G. Frost, R.M. Hardesty, J. Kofler, B.R. Miller, T. Newberger, S. Wolter, R. Banta, A. Brewer, E. Dlugokencky, P. Lang, S.A. Montzka, R. Schnell, P. Tans, M. Trainer, R. Zamora, and S. Conley. 2013. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field 17
- 3.20. Kort, E.A., C. Frankenberg, K.R. Costigan, R. Lindenmaier, M.K. Dubey, and D. Wunch. 2014. Four corners: The largest US methane anomaly viewed from space 18
- 3.21. Lamb, B.K., S.L. Edburg, T.W. Ferrara, T. Howard, M.R. Harrison, C.E. Kolb, A. Townsend-Small, W. Dyck, A. Possolo, and J.R. Whetstone. 2015. Direct measurements show decreasing methane emissions from natural gas local distribution systems in the United States 18
- 3.22. Litovitz, A., A. Curtright, S. Abramzon, N. Burger, and C. Samaras. 2013. Estimation of regional air quality damages from Marcellus Shale natural gas extraction in Pennsylvania 18
- 3.23. Lyon, D.R., D. Zavala-Araiza, R.A. Alvarez, R. Harriss, V. Palacios, X. Lan, R. Talbot, T. Lavoie, P. Shepson, T.I. Yacovitch, S.C. Herndon, A.J. Marchese, D. Zimmerle, A. L. Robinson, and S.P. Hamburg. 2015. Constructing a spatially resolved methane emission inventory for the Barnett Shale region 19

- 
- 3.24. McKain, K., A. Down, S.M. Raciti, J. Budney, L.R. Hutyra, C. Floerchinger, S.C. Herndon, T. Nehr Korn, M.S. Zahniser, R.B. Jackson, N. Phillips, and S.C. Wofsy. 2015. Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts 19
- 3.25. Miller, S.M., S.C. Wofsy, A.M. Michalak, E.A. Kort, A.E. Andrews, S.C. Biraud, E.J. Dlugokencky, J. Eluszkiewicz, M.L. Fischer, G. Janssens-Maenhout, B.R. Miller, J.B. Miller, S.A. Montzka, T. Nehr Korn, and C. Sweeney. 2013. Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* 110:20018–20022. doi:10.1073/pnas.1314392110 19
- 3.26. Mitchell, A.L., D.S. Tkacik, J.R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, D.M. Martinez, T.L. Vaughn, L.L. Williams, M.R. Sullivan, C. Floerchinger, M. Omara, R. Subramanian, D. Zimmerle, A.J. Marchese, and A.L. Robinson. 2015. Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results 20
- 3.27. Oltmans, S., R. Schnell, B. Johnson, G. Pétron, T. Mefford, and R. Neely III. 2014. Anatomy of wintertime ozone associated with oil and natural gas extraction activity in Wyoming and Utah 20
- 3.28. Pacsi, A.P., N.S. Alhajeri, D. Zavala-Araiza, M.D. Webster, and D.T. Allen. 2013. Regional air quality impacts of increased natural gas production and use in Texas 20
- 3.29. Pacsi, A.P., Y. Kimura, G. McGaughey, E.C. McDonald-Buller, and D.T. Allen. 2015. Regional ozone impacts of increased natural gas use in the Texas power sector and development in the Eagle Ford shale 21
- 3.30. Peischl, J., T.B. Ryerson, K.C. Aikin, J.A. de Gouw, J.P. Gilman, J.S. Holloway, B.M. Lerner, R. Nadkarni, J.A. Neuman, J.B. Nowak, M. Trainer, C. Warneke, and D.D. Parrish. 2015. Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions 21
- 3.31. Pétron, G., A. Karion, C. Sweeney, B.R. Miller, S.A. Montzka, G.J. Frost, M. Trainer, P. Tans, A. Andrews, J. Kofler, D. Helmig, D. Guenther, E. Dlugokencky, P. Lang, T. Newberger, S. Wolter, B. Hall, P. Novelli, A. Brewer, S. Conley, M. Hardesty, R. Banta, A. White, D. Noone, D. Wolfe, and R. Schnell. 2014. A new look at methane and nonmethane hydrocarbon emissions from oil and natural gas operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin 22
- 3.32. Rich, A., J.P. Grover, and M.L. Sattler. 2014. An exploratory study of air emissions associated with shale gas development and production in the Barnett Shale 22
- 3.33. Smith, M.L., E.A. Kort, A. Karion, C. Sweeney, S.C. Herndon, and T.I. Yacovitch. 2015. Airborne ethane observations in the barnett shale: Quantification of ethane flux and attribution of methane emissions 23

- 
- 3.34. Streets, D.G., G.R. Carmichael, B. de Foy, R.R. Dickerson, B. N. Duncan, D.P. Edwards, J.A. Haynes, D.K. Henze, M.R. Houyoux, D.J. Jacob, N.A. Krotkov, L.N. Lamsal, Y. Liu, Z. Lu, R.V. Martin, G.G. Pfister, R.W. Pinder, and K.J. Wecht. 2013. Emissions estimation from satellite retrievals: A review of current capability 23
- 3.35. Subramanian, R., L.L. Williams, T.L. Vaughn, D. Zimmerle, J. R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, C. Floerchinger, D.S. Tkacik, A.L. Mitchell, M.R. Sullivan, T.R. Dallmann, and A.L. Robinson. 2015. Methane emissions from natural gas compressor stations in the transmission and storage sector: Measurements and comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol 23
- 3.36. U.S. Environmental Protection Agency. Greenhouse Gas Reporting Program 24
- 3.37. U.S. Environmental Protection Agency. 2015. Methane: Addressing greenhouse gases and smog forming VOCs from the oil and gas industry. 24
- 3.38. Zavala-Araiza, D. 2014. Atmospheric Emissions and Air Quality Impacts of Natural Gas Production from Shale Formations. 24
- 3.39. Zavala-Araiza, D., D.T. Allen, M. Harrison, F.C. George, and G.R. Jersey. 2015. Allocating Methane emissions to natural gas and oil production from shale formations 25

## 1. Einleitung

Die kritische Diskussion zur **Umweltverträglichkeit von „Hydraulic Fracturing“** (umgangssprachlich häufig als „**Fracking**“ bezeichnet und deutsch: **hydraulische Frakturierung**) wird nach wie vor kontrovers geführt. Mit Fracking wird ein technisches Verfahren der Gesteinsbehandlung mittels Flüssigkeitsdruck bezeichnet. Dabei werden in der Regel durch Tiefbohrungen Weitungen und Risse im Gestein einer Lagerstätte (festes, wenig durchlässiges Gestein) im tieferen Untergrund mit Hilfe von erhöhtem Wasserdruck eingebracht und damit Wegsamkeiten für die Freisetzung und/oder den Transport von Flüssigkeiten und Gase erzeugt. In Abhängigkeit vom Anwendungsgebiet können dabei zusätzlich Stützmittel zum Offenhalten der Risse (z. B. Quarzsand oder Keramikkügelchen) sowie weitere Substanzen als Additive beigemischt werden.

Die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, acatech, hat von August 2013 bis Juni 2016 ein Projekt durchgeführt mit dem Titel „Hydraulic Fracturing – Eine Technologie in der Diskussion“.<sup>1</sup> Umweltauswirkungen waren dabei ein besonderer Aspekt (weitere Schwerpunktsektoren waren: ökonomische Aspekte, technologische Besonderheiten, rechtliche Bedingungen und Akzeptanz/Kommunikation). Hier wird, basierend auf anderen wissenschaftlichen Studien sowohl aus Europa als auch weltweit, festgehalten:

*„Alle wissenschaftlichen Institutionen in Europa und weltweit, die über profunde Kenntnisse des geologischen Untergrundes und die Technologien seiner Erkundung, Erschließung und Nutzung verfügen, sind bisher zu dem Schluss gekommen, dass es aus wissenschaftlicher Sicht keinen Grund gibt, Hydraulic Fracturing generell zu verbieten. Sie fordern vielmehr übereinstimmend, durch klare Vorschriften und Standards sicherzustellen, dass der Einsatz des Verfahrens umwelt- und sozialverträglich gestaltet wird.“<sup>2</sup>*

Ein ganz wesentlicher Kritikpunkt der negativen Umweltauswirkung von Fracking bezieht sich auf die Freisetzung von Gasen im Zusammenhang mit der Gewinnung von Gas, insbesondere in den USA. Laut Berichten aus den USA gehören zu den wichtigsten Umweltrisiken in diesem Zusammenhang: **„durch Unfälle oder technisches Versagen verursachte Schadstoffeinträge von der Eroberfläche in den Untergrund, Freisetzung und Aufstieg von Schadstoffen und Methan aus und entlang undichter Bohrungen, befürchtete Ausbreitung von Frac-Fluiden und Methan aus den gefrackten Formationen und Aufstieg durch die obere Erdkruste bis in die Atmosphäre.“<sup>3</sup>** Vor dem Hintergrund der Klimadebatte und der Einhaltung von Klimazielen spielt insbesondere das Entweichen von Treibhausgasen (insbesondere Methan) im Zuge von Fracking eine Rolle.

- 
- 1 Eine Informationsseite und die Berichte sind im Internet abrufbar unter: <http://www.acatech.de/de/aktuelles-presse/dossiers/dossier-hydraulic-fracturing.html> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].
  - 2 Rolf Emmermann: Hydraulic Fracturing – eine Technologie in der Diskussion, Bericht aus dem Projekt, vom 4. September 2014, im Internet abrufbar unter: [http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende\\_Projekte/Hydraulic\\_Fracturing/Hydraulic-Fracturing-Bericht-aus-dem-Projekt.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende_Projekte/Hydraulic_Fracturing/Hydraulic-Fracturing-Bericht-aus-dem-Projekt.pdf) [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].
  - 3 Quelle: acatech: Hydraulic Fracturing. Eine Technologie in der Diskussion, Juni 2015, acatech (Hrsg.), im Internet abrufbar unter: <http://www.acatech.de/de/projekte/laufende-projekte/hydraulic-fracturing-eine-technologie-in-der-diskussion.html> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].

Hierbei sind die Emissionen besonders hoch, wenn es sich um die Erschließung eines sog. unkonventionellen Erschließungsgebiets<sup>4</sup> handelt, wie in einem Artikel in einer wissenschaftlichen Zeitschrift aus dem Jahr 2011 dargestellt.<sup>5</sup> In derselben Publikation wird kritisiert, dass eine genaue Treibhausgasbilanz bei der unkonventionellen Kohlenwasserstoffförderung mittels Fracking bislang relativ wenig erforscht sei. In einem deutschsprachigen Übersichtsartikel aus dem Jahre 2016 wird insbesondere auf die Lage in den USA und die Implikationen für Europa eingegangen. Im Zuge der Verbrennung von Schiefergas wird das Treibhausgas CO<sub>2</sub> freigesetzt. Allerdings gilt, so der Autor: „Für eine Beurteilung der Auswirkungen der Schiefergasrevolution auf die US-amerikanische CO<sub>2</sub>-Bilanz ist jedoch der Vergleich des Referenzsystems entscheidend.“ Tatsächlich kommt er in der Analyse zum Schluss, dass aufgrund des globalen Charakters sowohl des Schadstoffs als auch der Energiemärkte die Klimaeffekte nur schwer verlässlich zu kalkulieren seien.<sup>6</sup>

In der vorliegenden Arbeit soll als Grundlage für die differenzierte Betrachtung von Umweltauswirkungen durch Fracking **wissenschaftliche Literatur** zusammengetragen werden, die spezifische Aspekte der **Emission sowie Leakage von Gasförderung mittels Hydraulic Fracturing** untersuchen. Die Dokumentation beschränkt sich auf Arbeiten, die **nordamerikanische Erschließungsstätten** betreffen. Auch in den USA, die bereits seit 1949<sup>7</sup> die Technologie anwenden, gibt es eine kontroverse Debatte zu den Folgen umfangreichen Frackens.

---

4 „Bei den Kohlenwasserstoffen (KW) Erdöl und Erdgas ist eine Unterscheidung nach konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen üblich. Nicht-konventionelle Erdöle sind KWs, die entweder in der Lagerstätte nur bedingt oder nicht fließfähig sind. Dies können Schwerstöl oder Bitumen mit einem spezifischen Gewicht über 1 g pro cm<sup>3</sup> sein. Oder Leichtöle die auf Grund der Dichtheit des Speichergesteins nicht fließen können (Schieferöl, Erdöl in dichten Gesteinen). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kero-gen vor. Beim nicht-konventionellen Erdgas ist die Definition klarer und bezieht sich auf den Typ des Vorkommens bzw. der Lagerstätte und wird daher auch in korrekter Weise als Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen bezeichnet. Die bekanntesten Vorkommen sind Tight Gas, Schiefergas und Kohleflözgas (Coalbed Methan – CBM). Diese Vorkommen strömen nicht ohne weitere technische Maßnahmen (meist Fracking-Verfahren) in ausreichender Menge einer Förderbohrung zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorkommt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Weitere Formen von nicht-konventionellem Erdgas sind Aquifergas und Gashydrate. Als Aquifergas wird im Grundwasser gelöstes Erdgas bezeichnet, das bei der Förderung des Wassers freigesetzt wird. Gashydrat ist eine feste, eisförmige Verbindung aus Methan und Wasser, das sich unter niedrigen Temperaturen und hohen Druckbedingungen bilden kann.“ Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Wissenswertes über Schieferöl und Schiefergas, im Internet verfügbar unter: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/FAQ/faq\\_inhalt.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/FAQ/faq_inhalt.html) [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].

5 Robert W. Howarth, Renee L. Santoro, Anthony R. Ingraffea: Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. In: Climatic Change Bd. 106, Nr. 4, 2011, S. 679–690, doi:10.1007/s10584-011-0061-5.

6 Seeliger, A. Z Energiewirtsch (2016) 40: 159. <https://doi.org/10.1007/s12398-016-0181-8>.

7 “A patent was issued in 1949, with an exclusive license granted to the Halliburton Oil Well Cementing Company (Howco) to pump the new Hydrafrac process.” Quelle: Carl T. Montgomery and Michael B. Smith, NSI Technologies: Hydraulic Fracturing, History of an enduring technology, im Internet abrufbar unter: <https://web.archive.org/web/20121114205741/http://www.spe.org/jpt/print/archives/2010/12/10Hydraulic.pdf> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].



Vorab wird eine kurze Einführung in die Arten der Luftstoffschadstoffe, die insbesondere bei der Schiefergasproduktion anfallen können, gegeben. Die Treibhausgasbilanzierung von Erdgasförderstätten in den USA ist Thema einer Arbeit der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages aus dem Jahr 2011.<sup>8</sup>

## 2. Luftschadstoffe und ihre Quellen im Zusammenhang mit Erdgasförderung

In einer aktuellen Publikation mit dem Titel „Schiefergas-Boom in den USA“ wird auf die Umweltauswirkungen der Erdgasförderung in Hinblick auf das Entweichen von Luftschadstoffen eingegangen.<sup>9</sup> Luftschadstoffe, die bei der Gasförderung entweichen können, sind folgende:

- Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)
- Stickoxide (NO<sub>x</sub>)
- Schwefeloxide (SO<sub>x</sub>)
- Partikel und flüchtige organische Verbindungen (VOCs).

Es besteht weitgehende Einigkeit darüber, dass dabei in der Gruppe der VOCs **Methan** ein besonders problematischer Stoff ist, der negative Auswirkungen auf das Klima hat. Daneben gibt es in der Gruppe Stoffe wie Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylole. Die vorrangig zu benennenden Quellen sind:

- Dieselmotoren (LKWs und Stromerzeugungsprozess)
- Lecks (in Verarbeitungs- und Transporteinrichtungen entweichen durch Lecks insbesondere Methan)
- Verdunstung (Verdunstung von Flüssigkeiten, z.B. offene Lagerbecken)
- Stützmittel (eventuell durch Kieselsandverwendung)
- Abfackeln von Erdgas (Abfackeln von Erdgas aus der Flowbackphase, es entsteht insbesondere CO<sub>2</sub>)
- Bodennahe Ozon (durch Reaktion von Luftschadstoffen).

Eine übersichtliche kurze Einführung in die Problematik der Methanemissionen aus der Erdgaslieferkette bietet ein Kapitel „Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain“ in einem 2015 erschienenen Buch zu „Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development“.<sup>10</sup> In dieser Publikation wird auf zwei wesentliche Daten-Quellen für die Methan-gasemissions-Berichterstattung in den USA eingegangen; diese werden in den nachfolgenden Literaturangaben mehrfach erwähnt:

US Greenhouse Gas Inventory (GHGI)

---

8 Sachstand: Klimabilanz des Fracking in den USA, WD8-3000-080/2014 vom 5. November 2011.

9 Meyer-Renschhause, M.; Klippel, P.: Schiefergas-Boom in den USA, Metropolis-Verlag, Marburg 2017; ISBN: 978-3-7316-1258-2.

10 Kaden, Debra; Rose, Tracie: Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development; 7. Dezember 2015; ISBN: 9780128041116.

Hierbei handelt es sich um einen jährlichen Bericht, der die Schätzwerte US-amerikanischer Treibhausgasemissionen nach Quell-Kategorien ab 1990 bis zwei Jahre vor Publikationsdatum angibt. Er wird in Erfüllung der Verpflichtungen der United Nations Framework Convention on Climate Change publiziert. Es gab in den vergangenen Jahren eine Reihe methodischer Veränderungen.

#### Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP)

Hierbei handelt es sich um ein obligatorisches Berichterstattungsprogramm von US-amerikanischen Einrichtungen mit einer jährlichen Treibhausgasemission von mehr als 25.000 Tonnen Kohlendioxidäquivalent.

### 3. Literaturüberblick

#### 3.1. Omara, Mark et al. (2016): Methane Emissions from Conventional and Unconventional Natural Gas Production Sites in the Marcellus Shale Basin<sup>11</sup>

In der Studie wurden Methan-Emissionsraten in Zusammenhang mit der Erdgasproduktion in der Marcellus-Region gemessen. Die Autoren stellen fest, dass ihre Emissionsdaten darauf hindeuten, dass eine berichterstattende CH<sub>4</sub>-Emissionsliste in Pennsylvania die tatsächlich gemessenen Methan-Emissionen auf Anlagenebene deutlich unterschätzt (um mehr als das 10- bis 40fache an fünf unkonventionellen Erdgas-Standorten).

#### 3.2. Guo, Chaohua et al. (2018): Study of gas production from shale reservoirs with multi-stage hydraulic fracturing horizontal well considering multiple transport mechanisms<sup>12</sup>

In dieser Arbeit wird ein Modell erstellt, um den Einfluss von Parametern auf die Schiefergasproduktion abzuschätzen. Das Simulationsmodell wurde mit den verfügbaren Felddaten aus dem Barnett Shale verifiziert. In das Modell fließen u.a. ein: viskose Strömung, Schlupfströmung, Knudsen-Diffusion und Gasdesorption. Aus der Studie resultiert, dass sog. hydraulische Bruchparameter (hydraulic fracture parameters) empfindlicher sind (sich also eher auf die Produktionsleistung auswirken) als sog. Reservoirparameter. Und Reservoirparameter beeinflussen hauptsächlich die spätere Produktionsperiode. Diese Ergebnisse sollten, so die Autoren, verwendet werden, um die Konstruktion unkonventioneller Schiefergas-Reservoirs zu verbessern und zur Optimierung von hydraulischen Frakturen beizutragen.

---

11 Mark Omara, Melissa R. Sullivan, Xiang Li, R. Subramanian, Allen L. Robinson, and Albert A. Presto: Methane Emissions from Conventional and Unconventional Natural Gas Production Sites in the Marcellus Shale Basin; DOI: 10.1021/acs.est.5b05503; Environ. Sci. Technol. 2016, 50, 2099–2107.

12 Guo C, Wei M, Liu H (2018) Study of gas production from shale reservoirs with multi-stage hydraulic fracturing horizontal well considering multiple transport mechanisms. PLoS ONE 13(1): e0188480. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0188480>

3.3. Ren, Xinrong et al. (2017): Methane emissions from the Marcellus Shale in southwestern Pennsylvania and northern West Virginia based on airborne measurements<sup>13</sup>

In dieser Publikation wird die südwestliche Marcellus Shale Region untersucht. Die Autoren stellen fest, dass im Zuge der neuen Vorschriften zum Auffangen von Gas aus dem Abschlusslüftungsschritt des Hydraulic Fracturings zwar Gas-Verluste reduziert wurden, aber dass für mindestens 20 Jahre bei der Energiegewinnung aus der Verbrennung von Erdgas weitere Kontrollen erforderlich sind, bevor es im Vergleich zu Kohle einen Netto-Klimanutzen ausmacht.

3.4. Allen, David T.: Emissions from oil and gas operations in the United States and their air quality implications<sup>14</sup>

Hierbei handelt es sich um einen Übersichtsartikel. Es wird dargestellt, dass eine erhöhte Produktion von Öl und Erdgas, insbesondere aus Schieferressourcen mit horizontalen Bohrungen und Hydraulic Fracturing dazu geführt haben, dass die USA der weltweit größte Öl- und Naturgasproduzent im Jahr 2014 war. In der Arbeit werden die Auswirkungen auf die Luftqualität, insbesondere Änderungen der Treibhausgase sowie Schadstoff- und Luftschadstoffemissionen aus der Öl- und Gasproduktion, die sich aus Änderungen in der Energieversorgung und -nutzung ergeben, untersucht. Es wird festgestellt, dass die Emission flüchtiger organischer Komponenten (VOC) und Stickoxid- (NOx) Emissionen aus Öl- und Gaslieferketten in den Vereinigten Staaten deutlich zugenommen haben. Die Treibhausgasemissionen sind in den vergangenen zehn Jahren hingegen rückläufig. Als zukünftige Herausforderungen wird insbesondere die Identifizierung von Superemittierern und deren Emissions-Reduzierung benannt. Hierbei spielen nicht oder schlecht funktionierende Maschinen und bestimmte Arbeitspraktiken eine herausragende Rolle.

Für diese Bewertung war vor dem Hintergrund der vorliegenden Arbeit die Auswertung folgender Primärliteratur (seit 2013) wichtig:

3.5. Alamo Area Council of Governments (AACOG). 2013. Oil and Gas Emissions Inventory, Eagle Ford Shale, Technical Report<sup>15</sup>

Hierbei handelt es sich um einen technischen Bericht zur Auswirkung der gesteigerten Öl- und Gasproduktion in der Eagle Ford Shale Region. Dabei werden auch Hochrechnungen der erwarteten Emissionen bis 2018 angegeben. Wie in der nachfolgenden Tabelle ersichtlich, bewegen sich

- 
- 13 Ren, X., et al. (2017), Methane emissions from the Marcellus Shale in southwestern Pennsylvania and northern West Virginia based on airborne measurements, *J. Geophys. Res. Atmos.*, 122, 4639–4653, doi:10.1002/2016JD026070.
- 14 David T. Allen (2016) Emissions from oil and gas operations in the United States and their air quality implications, *Journal of the Air & Waste Management Association*, 66:6, 549-575, DOI: 10.1080/10962247.2016.1171263
- 15 Alamo Area Council of Governments (AACOG). 2013. Oil and Gas Emissions Inventory, Eagle Ford Shale, Technical Report. <http://www.aacog.com/DocumentCenter/View/19069> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].

die extrapolierten Steigerungen gerundet zwischen Faktoren 3 und 9 für VOC<sup>16</sup>, zwischen 2 und 3 für NOx<sup>17</sup> und zwischen 2 und 5 für CO<sup>18</sup>.

Table ES-1: Emissions Summary from the Eagle Ford, 2011, 2012, 2015, and 2018.

Year	Low Development Scenario			Moderate Development Scenario			High Development Scenario		
	VOC	NO <sub>x</sub>	CO	VOC	NO <sub>x</sub>	CO	VOC	NO <sub>x</sub>	CO
2011	101	66	50	101	66	50	101	66	50
2012	229	111	92	229	111	92	229	111	92
2015	347	108	113	417	121	130	512	140	154
2018	338	113	113	544	146	160	872	188	226

### 3.6. Allen, D.T. 2014. Atmospheric emissions and air quality impacts from natural gas production and use<sup>19</sup>

Die US-amerikanische Energieinformationsverwaltung geht davon aus, dass das Hydraulic Fracturing von Schieferformationen in den kommenden Jahrzehnten von vorrangiger Bedeutung für die US-amerikanische Erdgasversorgung werden wird und die Energielandschaft in den USA verändert. Die mit dem Fracking für Schiefergas verbundenen Umweltauswirkungen werden allerdings kontrovers diskutiert. Dieser Übersichtsartikel untersucht Emissionen und Auswirkungen von Luftschadstoffen, die mit der Schiefergasproduktion und -nutzung verbunden sind. Emissionen und Auswirkungen von Treibhausgasen, photochemisch aktiven Luftschadstoffen und toxischen Luftschadstoffen werden beschrieben. Neben den direkten atmosphärischen Auswirkungen der erweiterten Erdgasförderung werden auch indirekte Effekte beschrieben.

### 3.7. Allen, D.T. 2014. Methane emissions from natural gas production and use: Reconciling bottom-up and top-down measurements<sup>20</sup>

Schätzungen von Methanemissionen aus der Erdgasproduktion schwanken unter anderem deswegen stark, weil es sich um sehr unterschiedliche Quellen handelt und verschiedene Messverfahren benutzt werden. Es ist wichtig, Umgebungsmethankonzentrationsmessungen (topdown-Methoden) und direkte Messung von Emissionen aus einzelne Quellen (Bottom-up-Methoden) miteinander zu vergleichen. Daher wird eine Kombination von Top-Down- und Bottom-Up-Ansätzen empfohlen.

16 VOC: Flüchtige organische Verbindungen (engl.: volatile organic compounds).

17 NOx: Stickoxide, Stickstoffoxide und nitrose Gase als Sammelbezeichnung für gasförmige Oxide des Stickstoffs.

18 CO: Kohlenstoffmonoxid.

19 Allen, D.T. 2014. Atmospheric emissions and air quality impacts from natural gas production and use. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* 5:55–75. doi:10.1146/annurev-chembioeng-060713-035938.

20 Allen, D.T. 2014. Methane emissions from natural gas production and use: Reconciling bottom-up and top-down measurements. *Curr. Opin. Chem. Eng.* 5:78–83. doi:10.1016/j.coche.2014.05.004.

- 3.8. Allen, D.T., A. Pacsi, D. Sullivan, D. Zavala-Araiza, M. Harrison, K. Keen, M. Fraser, A.D. Hill, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2015. Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Pneumatic controllers<sup>21</sup>

Es werden die Emissionen von 377 gasbetriebenen (pneumatischen) Steuerungselementen an Erdgas-Produktionsstandorten und an einer kleinen Anzahl von Ölförderstandorten in den gesamten Vereinigten Staaten gemessen. Eine kleine Untergruppe der Geräte (insgesamt rund 19%) machte 95% der Emissionen aus. Es wurden regionale Unterschiede in den Emissionen beobachtet, wobei die niedrigsten Emissionen in den Rocky Mountains und die höchsten Emissionen an der Golfküste gemessen wurden. Die durchschnittlichen Methanemissionen pro Steuerungselement, die in dieser Arbeit berichtet werden, sind 17% höher als die durchschnittlichen Emissionen pro Steuerungselement in der nationalen Treibhausgasemissionsliste 2012 der EPA (United States Environmental Protection Agency).

- 3.9. Allen, D.T., D. Sullivan, D. Zavala-Araiza, A. Pacsi, M. Harrison, K. Keen, M. Fraser, A.D. Hill, B.K. Lamb, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2015. Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Liquid unloadings<sup>22</sup>

Es werden an 107 Quellen Methanemissionen aus sog. „liquid unloadings“<sup>23</sup> gemessen. Wenn man annimmt, dass die in dieser Arbeit gesammelten Daten repräsentativ sind, legen die Daten nahe, dass die zentrale Schätzung der Emissionen aus Entladungen nur wenige Prozent der Emissionen ausmacht, die im EPA 2012 (Nationales Emissionsinventar für Treibhausgase) geschätzt wurden, wobei die Emissionen von Quellen mit hohen Entladefrequenzen dominiert werden.

- 3.10. Allen, D.T., V.M. Torres, J. Thomas, D. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, S.C. Herndon, C.E. Kolb, M. Fraser, A.D. Hill, B.K. Lamb, J. Miskimins, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States<sup>24</sup>

Diese Arbeit berichtet über direkte Messungen von Methanemissionen an 190 Erdgasstandorten in den Vereinigten Staaten. Die Messungen zeigen, dass die Emissionen der Bohrlochkomplette-

---

21 Allen, D.T., A. Pacsi, D. Sullivan, D. Zavala-Araiza, M. Harrison, K. Keen, M. Fraser, A.D. Hill, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2015. Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Pneumatic controllers. *Environ. Sci. Technol.* 49:633–640. doi:10.1021/es5040156.

22 Allen, D.T., D. Sullivan, D. Zavala-Araiza, A. Pacsi, M. Harrison, K. Keen, M. Fraser, A.D. Hill, B.K. Lamb, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2015. Methane emissions from process equipment at natural gas production sites in the United States: Liquid unloadings. *Environ. Sci. Technol.* 49:641–648, doi:10.1021/es504016r.

23 Liquid unloadings löschen Vertiefungen von angesammelten Flüssigkeiten, um die Produktion zu erhöhen, wobei eine Vielzahl von Flüssigkeitshebevorrichtungen verwendet wird.

24 Allen, D.T., V.M. Torres, J. Thomas, D. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, S.C. Herndon, C.E. Kolb, M. Fraser, A.D. Hill, B.K. Lamb, J. Miskimins, R.F. Sawyer, and J.H. Seinfeld. 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* 110:17768–17773. doi:10.1073/pnas.1304880110.

rung niedriger sind als zuvor geschätzt. Die Daten zeigen auch, dass Emissionen von pneumatischen Steuerungen und Lecks von Geräten höher sind als die nationalen Emissionsprognosen der Environmental Protection Agency (EPA). Die Schätzungen der Gesamtemissionen ähneln denen der jüngsten nationalen EPA-Bestandsaufnahme der Methanemissionen aus der Erdgasproduktion.

- 3.11. Brandt, A.R., G.A. Heath, E.A. Kort, F. O’Sullivan, G. Pétron, S.M. Jordaan, P. Tans, J. Wilcox, A.M. Gopstein, D. Arent, S. Wofsy, N.J. Brown, R. Bradley, G.D. Stucky, D. Eardley, and R. Harriss. 2014. Methane leaks from North American natural gas systems<sup>25</sup>.

Erdgas (NG) ist ein potentieller "Brückenbrennstoff" beim Übergang zu einem dekarbonisierten Energiesystem: Es emittiert weniger Kohlendioxid bei der Verbrennung als andere fossile Brennstoffe und kann in vielen Industrien verwendet werden. Aufgrund des hohen Treibhauspotentials von Methan (CH<sub>4</sub>, der Hauptbestandteil von NG) hängen die Klimavorteile durch den Einsatz von Erdgas jedoch von den Systemleckraten ab. Einige neuere Schätzungen der Leckageraten haben die Vorteile des Umstiegs von Kohle auf Erdgas in Frage gestellt, eine kurzfristige Möglichkeit zur Reduzierung von Treibhausgasen (THG). Auch die globalen atmosphärischen CH<sub>4</sub>-Konzentrationen nehmen zu, wobei zu den Ursachen noch immer wenig bekannt ist.

- 3.12. Brantley, H.L., E.D. Thoma, W.C. Squier, B.B. Guven, and D. Lyon. 2015. Assessment of methane emissions from oil and gas production pads using mobile measurements<sup>26</sup>

Mittels eines neuen Messansatzes wurden Emissionsraten von 210 Öl- und Gasproduktionsstellen in Feldstudien in Texas, Colorado und Wyoming von 2010 bis 2013 untersucht. Diese Studie konzentriert sich auf Standorte mit Emissionsraten einer bestimmten Intensität und schließt Kurzzeit- und wartungsbedingte Emissionen ein. Die Methanemissionen korrelierten positiv mit der Gasproduktion, aber nur etwa 10% der Variation der Emissionsraten wurden durch unterschiedliche Produktionsmengen erklärt. Die schwache Korrelation zwischen Emissions- und Produktionsraten kann darauf hindeuten, dass wartungsbedingte stochastische Variablen und das Design von Produktions- und Kontrolleinrichtungen die Emissionen bestimmen.

- 3.13. Caulton, D.R., P.B. Shepson, R.L. Santoro, J.P. Sparks, R.W. Howarth, A.R. Ingraffea, M.O.L. Cambaliza, C. Sweeney, A. Karion, K.J. Davis, B.H. Stirm, S.A. Montzka, and B.R. Miller.

---

25 Brandt, A.R., G.A. Heath, E.A. Kort, F. O’Sullivan, G. Pétron, S.M. Jordaan, P. Tans, J. Wilcox, A.M. Gopstein, D. Arent, S. Wofsy, N.J. Brown, R. Bradley, G.D. Stucky, D. Eardley, and R. Harriss. 2014. Methane leaks from North American natural gas systems. *Science* 343:733–735. doi:10.1126/ science.1247045.

26 Brantley, H.L., E.D. Thoma, W.C. Squier, B.B. Guven, and D. Lyon. 2015. Assessment of methane emissions from oil and gas production pads using mobile measurements. *Environ. Sci. Technol.* 49:7889–7895, doi:10.1021/es503070q.

2014. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development<sup>27</sup>

Die Autoren stellen einen signifikanten regionalen Methanstrom über eine große Fläche von Schiefergasquellen im Südwesten von Pennsylvania in der Marcellus-Formation fest und identifizieren darüber hinaus mehrere Quellen hoher Methanemission. Die Arbeit legt nahe, dass zur zukünftigen Sicherstellung der Energieversorgung eine wirkungsvolle Identifikation von Methan-Leaks notwendig sei.

3.14. Conley, S., G. Franco, I. Faloona, D.R. Blake, J. Peischl, and T.B. Ryerson. 2016. Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA<sup>28</sup>

Am 23. Oktober 2015 führte eine Panne, die mit dem Speicher Aliso Canyon in Kalifornien verbunden war, zu einer massiven Freisetzung von Erdgas. Die Analyse von Methan- (CH<sub>4</sub>) und Ethan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) -Daten zwischen dem 7. November 2015 und dem 13. Februar 2016 zeigte atmosphärische Leckraten von bis zu 60 Tonnen CH<sub>4</sub> und 4,5 Tonnen C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> pro Stunde. Effektiv wurde am Höhepunkt die CH<sub>4</sub>-Emissionsrate des gesamten Los Angeles Basin verdoppelt und setzte insgesamt 97.100 Tonnen Methan in die Atmosphäre frei.

3.15. Edwards, P.M., S.S. Brown, J.M. Roberts, R. Ahmadov, R.M. Banta, J.A. deGouw, W.P. Dubé, R.A. Field, J.H. Flynn, J.B. Gilman, M. Graus, D. Helmig, A. Koss, A.O. Langford, B. L. Lefer, B.M. Lerner, R. Li, S.-M. Li, S.A. McKeen, S.M. Murphy, D.D. Parrish, C.J. Senff, J. Soltis, J. Stutz, and C. Sweeney. 2014. High winter ozone pollution from carbonyl photolysis in an oil and gas basin<sup>29</sup>

Die Auswirkungen neuer Fördertechnologien auf die Umwelt, von der Auswirkung auf die Wasserqualität bis hin zum Einfluss einer erhöhten Methanleckage auf das Klima, wurden intensiv diskutiert. Auswirkungen auf die Luftqualität sind mit Emissionen von Stickoxiden (NO<sub>x</sub> = NO + NO<sub>2</sub>) und flüchtigen organischen Verbindungen (VOC) verbunden, deren Photochemie zur Produktion von Ozon, einem sekundären Schadstoff mit negativen Auswirkungen auf die Gesundheit, führt. Jüngste Beobachtungen in Öl- und Gasproduktionsbecken in den westlichen Vereinigten Staaten haben Ozonmischungsverhältnisse deutlich oberhalb der gegenwärtigen Luftqualitätsstandards festgestellt, dies aber nur während des Winters. In kalten Perioden werden durch die Schneedecke Luftschadstoffe aus Öl- und Gasaktivitäten konzentriert. Die Sonneneinstrahlung und die absolute Feuchtigkeit, die beide notwendig sind, um die für die Ozonproduktion wesentliche konventionelle Photochemie zu initiieren, sind minimal. Die Autoren präsentieren

---

27 Caulton, D.R., P.B. Shepson, R.L. Santoro, J.P. Sparks, R.W. Howarth, A.R. Ingraffea, M.O.L. Cambaliza, C. Sweeney, A. Karion, K.J. Davis, B.H. Stirm, S.A. Montzka, and B.R. Miller. 2014. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* 111:6237–6242. doi:10.1073/pnas.1316546111.

28 Conley, S., G. Franco, I. Faloona, D.R. Blake, J. Peischl, and T.B. Ryerson. 2016. Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA. *Science* 351:1317–1320. doi:10.1126/science.aaf2348.

29 Edwards, P.M., S.S. Brown, J.M. Roberts, R. Ahmadov, R.M. Banta, J.A. deGouw, W.P. Dubé, R.A. Field, J.H. Flynn, J.B. Gilman, M. Graus, D. Helmig, A. Koss, A.O. Langford, B. L. Lefer, B.M. Lerner, R. Li, S.-M. Li, S.A. McKeen, S.M. Murphy, D.D. Parrish, C.J. Senff, J. Soltis, J. Stutz, and C. Sweeney. 2014. High winter ozone pollution from carbonyl photolysis in an oil and gas basin. *Nature* 514:351–354. doi:10.1038/nature13767.

---

mithilfe von Daten von einem abgelegenen Ort im Öl- und Gasbecken im Nordosten Utahs eine quantitative Bewertung der Photochemie, die zu diesen extremen Winter-Ozonverschmutzungsereignissen führt, und identifizieren Schlüsselfaktoren, die die Ozonproduktion steuern. Es wird festgestellt, dass die Ozonproduktion bei niedrigerem NO<sub>x</sub> und viel größeren VOC-Konzentrationen stattfindet als das städtische Pendant im Sommer, was zu Carbonyl (oxygenierte VOCs mit einer C = O-Einheit) Photolyse als dominante Oxidationsquelle führt. Extreme VOC-Konzentrationen optimieren die Ozonproduktionseffizienz von NO<sub>x</sub>.

- 3.16. Helmig, D., C.R. Thompson, J. Evans, P. Boylan, J. Hueber, and J.-H. Park. 2014. Highly elevated atmospheric levels of volatile organic compounds in the Uintah Basin, Utah<sup>30</sup>

Die Autoren präsentieren Oberflächen- und Vertikalprofilbeobachtungen von VOC aus den „Uintah Basin Winter Ozone Studies“, die im Januar und Februar 2012 und 2013 durchgeführt wurden. Diese Messungen identifizieren stark erhöhte Konzentrationen von atmosphärischen Alkan-Kohlenwasserstoffen. Die Beobachtungen zeigen einen starken ursächlichen Zusammenhang zwischen Öl- und Gasemissionen, der Ansammlung von Luftgiften und einer signifikanten Ozonproduktion in der atmosphärischen Oberflächenschicht.

- 3.17. Howarth, Robert W.: Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy<sup>31</sup>

Innerhalb der letzten zehn Jahre ist die Schiefergasproduktion in den USA auf mehr als 40% des nationalen Gases und 14% der fossilen Energie gestiegen. Der Übersichtsartikel führt aktuelles Wissen zu Methanemissionen durch Hydraulic fracturing zusammen. Der Autor konstatiert, dass tatsächlich der Treibhausgas-Fußabdruck von Schiefergas deutlich größer als der von herkömmlichem Erdgas, Kohle und Öl sei, wenn man die Methangasemissionen berücksichtige. Aufgrund des Anstiegs der Kohlendioxidemissionen stiegen die gesamten Treibhausgasemissionen aus fossilen Brennstoffen in den USA zwischen 2009 und 2013 trotz des Rückgangs der Kohlendioxidemissionen. Diese Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus fossilen Brennstoffen werde voraussichtlich bis 2040 anhalten.

- 3.18. Karion, A., C. Sweeney, E.A. Kort, J.B. Shepson, A. Brewer, M. Cambaliza, S.A. Conley, K. Davis, A. Deng, M. Hardesty, S.C. Herndon, T. Lauvaux, T. Lavoie, D. Lyon, T. Newberger,

---

30 Helmig, D., C.R. Thompson, J. Evans, P. Boylan, J. Hueber, and J.-H. Park. 2014. Highly elevated atmospheric levels of volatile organic compounds in the Uintah Basin, Utah. *Environ. Sci. Technol.* 48:4707–4715. doi:10.1021/es405046r.

31 Howarth, Robert W.: Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy; *Energy and Emission Control Technologies* 2015:3 45–54.



---

G. Pétron, C. Rella, M. Smith, S. Wolter, T. I. Yacovitch, and P. Tans. 2015. Aircraft-based estimate of total methane emissions from the Barnett Shale region<sup>32</sup>

In dieser Publikation werden Schätzungen der regionalen Methan (CH<sub>4</sub>)-Emissionen aus Öl- und Erdgas-Operationen in der Barnett Shale, Texas, mit Luft-atmosphärischen Messungen präsentiert. Die Autoren schätzen, dass  $60 \pm 11 \times 10^3$  kg CH<sub>4</sub> pro Stunde von Erdgas- und Ölbetrieben emittiert wird, einschließlich der Produktion, Verarbeitung und Verteilung in den städtischen Gebieten von Dallas und Fort Worth. Diese Schätzung stimmt mit der Schätzung der US-amerikanischen Environmental Protection Agency (EPA) für die landesweiten CH<sub>4</sub>-Emissionen aus dem Erdgassektor überein, wenn sie durch die Erdgasproduktion skaliert wird. Sie ist jedoch höher als die vom EDGAR<sup>33</sup>-Inventar oder vom EPA-Treibhausgasberichterstattungsprogramm gemeldeten Emissionen. Diese Studie sei die erste, so die Autoren, die eine Übereinstimmung zwischen Massenbilanz-Ergebnissen an derart vielen verschiedenen Tagen und in zwei verschiedenen Jahreszeiten zeigt, was eine bessere Quantifizierung der damit verbundenen Unsicherheit ermögliche.

3.19. Karion, A., C. Sweeney, G. Pétron, G. Frost, R.M. Hardesty, J. Kofler, B.R. Miller, T. Newberger, S. Wolter, R. Banta, A. Brewer, E. Dlugokencky, P. Lang, S.A. Montzka, R. Schnell, P. Tans, M. Trainer, R. Zamora, and S. Conley. 2013. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field<sup>34</sup>

Methangas-Emissionen aus der Erdgasproduktion sind nicht gut quantifiziert und besitzen prinzipiell das Potenzial, die klimatischen Vorteile von Erdgas gegenüber anderen fossilen Brennstoffen auszugleichen. In dieser Studie werden atmosphärische Messungen zur Schätzung von Methangas-Emissionen aus einem Erdgas- und Ölfördergebiet in Uintah County, Utah am 3. Februar 2012 vorgenommen. Die Studie demonstriert, dass die angewandte Messtechnik ein wertvolles Werkzeug zur Schätzung von Emissionen aus Öl- und Gasförderregionen ist und zeigt die Notwendigkeit weiterer atmosphärischer Messungen, um die Repräsentativität einer „Ein-Tages-Schätzung“ zu bestimmen und die Lagerbestände von CH<sub>4</sub>-Emissionen besser zu bewerten.

---

32 Karion, A., C. Sweeney, E.A. Kort, J.B. Shepson, A. Brewer, M. Cambaliza, S.A. Conley, K. Davis, A. Deng, M. Hardesty, S.C. Herndon, T. Lauvaux, T. Lavoie, D. Lyon, T. Newberger, G. Pétron, C. Rella, M. Smith, S. Wolter, T. I. Yacovitch, and P. Tans. 2015. Aircraft-based estimate of total methane emissions from the Barnett Shale region. *Environ. Sci. Technol.* 49:8124–8131. doi:10.1021/acsest.5b00217.

33 Emission Database for Global Atmospheric Research.

34 Karion, A., C. Sweeney, G. Pétron, G. Frost, R.M. Hardesty, J. Kofler, B.R. Miller, T. Newberger, S. Wolter, R. Banta, A. Brewer, E. Dlugokencky, P. Lang, S.A. Montzka, R. Schnell, P. Tans, M. Trainer, R. Zamora, and S. Conley. 2013. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. *Geophys. Res. Lett.* 40:1–5. doi:10.1002/grl.50811.

- 3.20. Kort, E.A., C. Frankenberg, K.R. Costigan, R. Lindenmaier, M.K. Dubey, and D. Wunch. 2014. Four corners: The largest US methane anomaly viewed from space<sup>35</sup>

In dieser Studie präsentieren die Autoren CH<sub>4</sub>-Beobachtungen aus dem Weltraum in Kombination mit erdbasierten Fernerkundungsmessungen. Die Ergebnisse zeigen, dass die größten anomalen CH<sub>4</sub>-Konzentrationen, die aus dem Weltraum über den USA zu sehen sind, in der Region Four Corners im Südwesten der USA liegen. Wenn das US-EPA-Inventar korrekt ist, deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die Four Corners-Region für das Äquivalent von fast 10% der US-CH<sub>4</sub>-Emissionen von Erdgassystemen verantwortlich ist. Die Arbeit zeigt, dass weltraumgestützte Beobachtungen anomale CH<sub>4</sub>-Emissionsquellenregionen identifizieren und ihre Emissionen mithilfe eines Transportmodells quantifizieren können.

- 3.21. Lamb, B.K., S.L. Edburg, T.W. Ferrara, T. Howard, M.R. Harrison, C.E. Kolb, A. Townsend-Small, W. Dyck, A. Possolo, and J.R. Whetstone. 2015. Direct measurements show decreasing methane emissions from natural gas local distribution systems in the United States<sup>36</sup>

In der Studie wird über ein nationales Probenahmeprogramm zur Messung von Methanemissionen aus 13 städtischen Verteilernetzen in den USA berichtet. Die Emissionsfaktoren wurden aus direkten Messungen an 230 unterirdischen Pipeline-Lecks und 229 Mess- und Regeleinrichtungen mit geschichtetem Stichprobenverfahren abgeleitet.

- 3.22. Litovitz, A., A. Curtright, S. Abramzon, N. Burger, and C. Samaras. 2013. Estimation of regional air quality damages from Marcellus Shale natural gas extraction in Pennsylvania<sup>37</sup>

Die Studie hat zum Ziel, eine erste Schätzung der Emissionen konventioneller Luftschadstoffe und den monetären Wert der damit verbundenen Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Förderung von unkonventionellem Schiefergas in Pennsylvania zu liefern. Die Emissionen aus der Gasförderung in Pennsylvania machen nur wenige Prozent der gesamten landesweiten Emissionen aus, und die daraus resultierenden landesweiten Schäden sind geringer als die für jedes der größten kohlebasierten Kohlekraftwerke des Landes geschätzten Schäden. Auf der anderen Seite sind die NO<sub>x</sub>-Emissionen aller Schiefergasaktivitäten in den Landkreisen, in denen sich die Aktivitäten konzentrieren, um das 20- bis 40fache höher als für eine einzige untergeordnete Quelle. Die meisten Emissionen stehen im Zusammenhang mit laufenden Aktivitäten, d.h. Gasproduktion und -kompression, von denen erwartet werden kann, dass sie über die anfängliche Entwicklung hinaus bestehen.

---

35 Kort, E.A., C. Frankenberg, K.R. Costigan, R. Lindenmaier, M.K. Dubey, and D. Wunch. 2014. Four corners: The largest US methane anomaly viewed from space. *Geophys. Res. Lett.* 41:6898–6903. doi:10.1002/2014GL061503.

36 Lamb, B.K., S.L. Edburg, T.W. Ferrara, T. Howard, M.R. Harrison, C.E. Kolb, A. Townsend-Small, W. Dyck, A. Possolo, and J.R. Whetstone. 2015. Direct measurements show decreasing methane emissions from natural gas local distribution systems in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 49:5161–5169. doi:10.1021/es505116p.

37 Litovitz, A., A. Curtright, S. Abramzon, N. Burger, and C. Samaras. 2013. Estimation of regional air quality damages from Marcellus Shale natural gas extraction in Pennsylvania. *Environ. Res. Lett.* 8:014017. doi:10.1088/1748-9326/8/1/014017.

- 3.23. Lyon, D.R., D. Zavala-Araiza, R.A. Alvarez, R. Harriss, V. Palacios, X. Lan, R. Talbot, T. Lavoie, P. Shepson, T.I. Yacovitch, S.C. Herndon, A.J. Marchese, D. Zimmerle, A. L. Robinson, and S.P. Hamburg. 2015. Constructing a spatially resolved methane emission inventory for the Barnett Shale region<sup>38</sup>

Aufgrund von Messungen in der Barnett Shale Region schließen die Autoren, dass ihre Emissions-Schätzung aus der Öl- und Gasindustrie in der Region höher sind als die der alternativen Lagerbestände auf der Grundlage der Treibhausgasinventur der Vereinigten Staaten (Environmental Protection Agency - EPA), des EPA-Treibhausgasberichterstattungsprogramms und der Emissionsdatenbank für globale atmosphärische Forschung. Die größten Unterschiede zu Emissions-schätzungen auf der Grundlage von EPA-Datenquellen bestanden darin, dass Verdichterstationen errichtet wurden, die 40% der Emissionen aus der Öl- und Gasindustrie in dem Bestand aus-machten. Die höheren Schätzungen der Emissionen aus der Öl- und Gasindustrie waren haupt-sächlich auf umfassendere Aktivitätsfaktoren und das Einbeziehen der Emissionen von Fat-Tail-Standorten zurückzuführen.

- 3.24. McKain, K., A. Down, S.M. Raciti, J. Budney, L.R. Hutyra, C. Floerchinger, S.C. Herndon, T. Nehr Korn, M.S. Zahniser, R.B. Jackson, N. Phillips, and S.C. Wofsy. 2015. Methane emis-sions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts<sup>39</sup>

Diese Studie quantifiziert den gesamten jahreszeitlichen Zyklus von Methanemissionen und den anteiligen Beitrag von Erdgas für die städtische Region um Boston. Die Emissionen aus Erdgas sind zwei- bis dreimal so hoch wie von den bestehenden Inventarmethoden und Branchenberich-ten vorhergesagt. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass Erdgas-verbrauchende Regionen eine größere Methanquelle für die Atmosphäre darstellen als derzeit geschätzt und Gebiete mit erheb-lichen Ressourcenverlusten darstellen.

- 3.25. Miller, S.M., S.C. Wofsy, A.M. Michalak, E.A. Kort, A.E. Andrews, S.C. Biraud, E.J. Dlugo-kencky, J. Eluszkiewicz, M.L. Fischer, G. Janssens-Maenhout, B.R. Miller, J.B. Miller, S.A. Montzka, T. Nehr Korn, and C. Sweeney. 2013. Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* 110:20018–20022.  
doi:10.1073/pnas.1314392110

Bestehende staatliche Regelungen in Kalifornien und Massachusetts erfordern eine rund 15 pro-zentige Reduktion der Treibhausgasemissionen vom derzeitigen Niveau (2013) bis zum Jahr 2020. Tatsächlich vermuten die Autoren eine eventuell um 50% verzernte Schätzungen der Regierung für die gesamten US-Methan-Emissionen. Die Schätzungen für einzelne Quellen sind noch unsi-

---

38 Lyon, D.R., D. Zavala-Araiza, R.A. Alvarez, R. Harriss, V. Palacios, X. Lan, R. Talbot, T. Lavoie, P. Shepson, T.I. Yacovitch, S.C. Herndon, A.J. Marchese, D. Zimmerle, A. L. Robinson, and S.P. Hamburg. 2015. Constructing a spatially resolved methane emission inventory for the Barnett Shale region. *Environ. Sci. Technol.* 49:8147–8157. doi:10.1021/es506359c.

39 McKain, K., A. Down, S.M. Raciti, J. Budney, L.R. Hutyra, C. Floerchinger, S.C. Herndon, T. Nehr Korn, M.S. Zahniser, R.B. Jackson, N. Phillips, and S.C. Wofsy. 2015. Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* 112:1941–1946. doi:10.1073/pnas.1416261112.

cherer. Diese Studie verwendet atmosphärische Methanbeobachtungen, um das Ausmaß an Unsicherheit zu reduzieren. Sie stellen fest, dass Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft und aus der Extraktion und Verarbeitung von fossilen Brennstoffen (d. h. Öl und/oder Erdgas) wahrscheinlich um einen Faktor zwei oder größer als in Publikationen zitiert sind. Effektive nationale und staatliche Strategien zur Verringerung von Treibhausgasen sind ohne entsprechende Schätzungen der Methanemissionen aus diesen Quellsektoren nur schwer zu entwickeln.

- 3.26. Mitchell, A.L., D.S. Tkacik, J.R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, D.M. Martinez, T.L. Vaughn, L.L. Williams, M.R. Sullivan, C. Floerchinger, M. Omara, R. Subramanian, D. Zimmerle, A.J. Marchese, and A.L. Robinson. 2015. Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results<sup>40</sup>

Es wurden Messungen in Windrichtung von Erdgasproduktionsanlagen durchgeführt. Über alle Standorte hinweg lagen die Emissionen durchschnittlich bei 0,20% des Durchsatzes; einige Anlagen jedoch zeigten Emissionen von über 10% Gasdurchsatz und auf 30% der Anlagen entfielen 80% der Emissionen.

- 3.27. Oltmans, S., R. Schnell, B. Johnson, G. Pétron, T. Mefford, and R. Neely III. 2014. Anatomy of wintertime ozone associated with oil and natural gas extraction activity in Wyoming and Utah<sup>41</sup>

Die Ozonkonzentrationen in dem untersuchten Bereich liegen regelmäßig in den Monaten Januar bis März über den US-Luftqualitätsstandards. In zwei abgelegenen Gebieten in den Rocky Mountains entstehen lokale Ozonvorläuferemissionen durch intensive Aktivitäten zur Öl- und Gasgewinnung, die Methan, flüchtige organische Verbindungen (VOCs) und Stickoxide (NOx) in die Atmosphäre freisetzen. Jahr für Jahr scheinen die Unterschiede im Auftreten von hohem Ozonvorkommen in erster Linie von unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen und nicht von Schwankungen der Ozonvorstufen beeinflusst worden zu sein.

- 3.28. Pacsi, A.P., N.S. Alhajeri, D. Zavala-Araiza, M.D. Webster, and D.T. Allen. 2013. Regional air quality impacts of increased natural gas production and use in Texas<sup>42</sup>

Unter anderem wurden in dieser Studie die Emissionen aus der Erdgasförderung in der Barnett-Shale-Region geschätzt. Die Emissionen wurden entsprechend der Nachfrage bei der Stromerzeugung erhöht oder verringert, da sich die Erdgaspreise veränderten. Mit steigendem Erdgasver-

---

40 Mitchell, A.L., D.S. Tkacik, J.R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, D.M. Martinez, T.L. Vaughn, L.L. Williams, M.R. Sullivan, C. Floerchinger, M. Omara, R. Subramanian, D. Zimmerle, A.J. Marchese, and A.L. Robinson. 2015. Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results. *Environ. Sci. Technol.* 49:3219–3227. doi:10.1021/es5052809.

41 Oltmans, S., R. Schnell, B. Johnson, G. Pétron, T. Mefford, and R. Neely III. 2014. Anatomy of wintertime ozone associated with oil and natural gas extraction activity in Wyoming and Utah. *Elem. Sci. Anthol.* 2:000024. doi:10.12952/journal.elementa.000024.

42 Pacsi, A.P., N.S. Alhajeri, D. Zavala-Araiza, M.D. Webster, and D.T. Allen. 2013. Regional air quality impacts of increased natural gas production and use in Texas. *Environ. Sci. Technol.* 47:3521–3527. doi:10.1021/es3044714.

brauch gingen die Emissionen von der Stromerzeugung und von der Erdgasförderung zurück. Insgesamt verringerten sich die NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen, während die VOC-Emissionen zunahmen, als der Erdgasverbrauch zunahm. Um die Auswirkungen dieser Emissionsänderungen auf die Ozon- und Feinstaubkonzentrationen zu bewerten, wurden räumlich und zeitlich aufgelöste Emissionen in einer einmonatigen photochemischen Modellierungsphase verwendet. Im Verlauf der einmonatigen photochemischen Modellierung führte der Rückgang der Erdgaspreise, der für die Jahre 2006 bis 2012 typisch war, zu einem regionalen Rückgang des Ozons und des Feinstaubes. Veränderungen in Feinstaubmengen waren überwiegend auf Veränderungen in der regionalen Feinstaub-Sulfat-Bildung zurückzuführen. Änderungen in der regionalen Feinstaubmengen- und Ozonbildung sind in erster Linie auf die Verringerung der Emissionen aus der Stromerzeugung zurückzuführen. Die gestiegenen Emissionen aus der gestiegenen Erdgasproduktion wurden durch sinkende Emissionen aus der Stromerzeugung für alle betrachteten Szenarien kompensiert.

- 3.29. Pacsi, A.P., Y. Kimura, G. McGaughey, E.C. McDonald-Buller, and D.T. Allen. 2015. Regional ozone impacts of increased natural gas use in the Texas power sector and development in the Eagle Ford shale<sup>43</sup>

Emissionen und Luftqualitätseffekte der Stromerzeugung im Texas-Netz und der Erdgasförderung im Eagle Ford Shale wurden für verschiedene Erdgaspreise geschätzt. Der verstärkte Einsatz von Erdgas im Stromsektor anstelle von Kohlekraftwerken führte im Nordosten von Texas zu einem Rückgang der Ozonkonzentration. Damit verbunden stieg die Stickoxid (NO<sub>x</sub>)-Emission in Eagle Ford im Süden von Texas. Darüber hinaus wurden die potenziellen Ozon-Auswirkungen der Eagle Ford-Emissionen auf nahegelegene städtische Gebiete geschätzt. Basierend auf dieser Arbeit und einer früheren Studie über den Barnett-Schiefer wird die kombinierte Ozonwirkung der verstärkten Erdgasentwicklung und -verwendung im Stromsektor wahrscheinlich regional variieren und muss von Fall zu Fall analysiert werden.

- 3.30. Peischl, J., T.B. Ryerson, K.C. Aikin, J.A. de Gouw, J.P. Gilman, J.S. Holloway, B.M. Lerner, R. Nadkarni, J.A. Neuman, J.B. Nowak, M. Trainer, C. Warneke, and D.D. Parrish. 2015. Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions<sup>44</sup>

Es werden Methan (CH<sub>4</sub>)-Messungen dargestellt, die von einem Flugzeug aus im Jahr 2013 über der Haynesville Schiefer-Region in Ost-Texas/Nordwest-Louisiana, der Fayetteville Schiefer-Region in Arkansas und dem nordöstlichen Pennsylvania Teil der Marcellus Schiefer-Region gesammelt wurden. Die Auswirkungen des CH<sub>4</sub>-Verlusts aus der Schiefergasproduktion auf den Klimawandel hängen von den Gesamtleckagen aller Produktionsregionen ab. Die Regionen, die

---

43 Pacsi, A.P., Y. Kimura, G. McGaughey, E.C. McDonald-Buller, and D.T. Allen. 2015. Regional ozone impacts of increased natural gas use in the Texas power sector and development in the Eagle Ford shale. *Environ. Sci. Technol.* 49:3966–3973. doi:10.1021/es5055012.

44 Peischl, J., T.B. Ryerson, K.C. Aikin, J.A. de Gouw, J.P. Gilman, J.S. Holloway, B.M. Lerner, R. Nadkarni, J.A. Neuman, J.B. Nowak, M. Trainer, C. Warneke, and D.D. Parrish. 2015. Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions. *J. Geophys. Res. Atmos.* doi:10.1002/2014JD022697.

in dieser Arbeit untersucht wurden, repräsentierten mehr als die Hälfte der US-Schiefergasproduktion im Jahr 2013. Die Autoren finden allgemein niedrigere Verlustraten als in früheren Studien von Regionen berichtet, die kleinere Beiträge zur Gesamtproduktion geleistet haben. Daher kann die nationale durchschnittliche CH<sub>4</sub>-Verlustrate aus der Schiefergasproduktion niedriger sein als die Werte, die aus früheren Studien extrapoliert wurden.

- 3.31. Pétron, G., A. Karion, C. Sweeney, B.R. Miller, S.A. Montzka, G.J. Frost, M. Trainer, P. Tans, A. Andrews, J. Kofler, D. Helmig, D. Guenther, E. Dlugokencky, P. Lang, T. Newberger, S. Wolter, B. Hall, P. Novelli, A. Brewer, S. Conley, M. Hardesty, R. Banta, A. White, D. Noone, D. Wolfe, and R. Schnell. 2014. A new look at methane and nonmethane hydrocarbon emissions from oil and natural gas operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin<sup>45</sup>

In dieser Studie werden Methangase aus der Öl- und Gasförderung in der Region Colorado Denver-Julesburg Basin mittels Flugzeugen bestimmt. Unter Verwendung von Inventardaten werden die Gesamtemissionen von Methan aus Nicht-Öl- und Gas-bezogenen Quellen bestimmt. Der Unterschied wird den Öl- und gasfördernden Quellen zugeschrieben. Dieser Wert ist fast dreimal höher als eine Emissionsschätzung basierend auf Daten des Greenhouse Gas Reporting Program der Environmental Protection Agency für 2012. Zudem werden Emissionsschätzungen für Propan, n-Butan, i-Pentan, n-Pentan und Benzol abgeleitet. Unter der Annahme, dass diese Emissionen ausschließlich aus Öl- und Gas-bezogenen Aktivitäten in der Untersuchungsregion stammen, zeigen die Ergebnisse, dass der staatliche Bestand an flüchtigen organischen Verbindungen aus Öl- und Gas-Aktivitäten für Mai 2012 mindestens um den Faktor 2 zu niedrig ist. Die Emissionsschätzung von Benzolemissionen aus Öl und Gas-Operationen ist siebenmal größer als im staatlichen Inventar.

- 3.32. Rich, A., J.P. Grover, and M.L. Sattler. 2014. An exploratory study of air emissions associated with shale gas development and production in the Barnett Shale<sup>46</sup>

Basierend auf ihren Untersuchungen konstatieren die Autoren, dass Informationen über Luftemissionen aus der Schiefergasentwicklung und -produktion von entscheidender Bedeutung seien, da die Produktion in hochgradig urbanisierten Gebieten in den Vereinigten Staaten stattfindet. Methan, der primäre Schiefergasbestandteil, trage wesentlich zum Klimawandel bei; andere Erdgasbestandteile seien bekanntermaßen gesundheitsschädlich. Diese Studie umfasst eine breite Palette von Produktionsanlagen (Brunnen, Tanks, Kompressoren und Separatoren) und

---

45 Pétron, G., A. Karion, C. Sweeney, B.R. Miller, S.A. Montzka, G.J. Frost, M. Trainer, P. Tans, A. Andrews, J. Kofler, D. Helmig, D. Guenther, E. Dlugokencky, P. Lang, T. Newberger, S. Wolter, B. Hall, P. Novelli, A. Brewer, S. Conley, M. Hardesty, R. Banta, A. White, D. Noone, D. Wolfe, and R. Schnell. 2014. A new look at methane and nonmethane hydrocarbon emissions from oil and natural gas operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin. *J. Geophys. Res. Atmos.* 119:6836–6852. doi:10.1002/2013JD021272.

46 Rich, A., J.P. Grover, and M.L. Sattler. 2014. An exploratory study of air emissions associated with shale gas development and production in the Barnett Shale. *J. Air Waste Manage. Assoc.* 64:61–72. doi:10.1080/10962247.2013.832713.

eine breite geografische Region. Die Analyse (Hauptkomponentenanalyse) liefert wertvolle Informationen bezüglich der Fähigkeit, voraussichtliche chemische Schiefergasbestandteile vorherzusehen.

- 3.33. Smith, M.L., E.A. Kort, A. Karion, C. Sweeney, S.C. Herndon, and T.I. Yacovitch. 2015. Airborne ethane observations in the barnett shale: Quantification of ethane flux and attribution of methane emissions<sup>47</sup>

In dieser Studie wird festgestellt, dass basierend auf zwei Analysen 71 bis 85% der beobachteten Methanemissionen, die im Barnett Shale quantifiziert wurden, aus fossilen Quellen stammen.

- 3.34. Streets, D.G., G.R. Carmichael, B. de Foy, R.R. Dickerson, B. N. Duncan, D.P. Edwards, J.A. Haynes, D.K. Henze, M.R. Houyoux, D.J. Jacob, N.A. Krotkov, L.N. Lamsal, Y. Liu, Z. Lu, R.V. Martin, G.G. Pfister, R.W. Pinder, and K.J. Wecht. 2013. Emissions estimation from satellite retrievals: A review of current capability<sup>48</sup>

Dieser Übersichtsartikel konzentriert sich auf folgende Fragestellungen: Überprüfung von Studien von Satellitendaten zur Emissionsschätzung; Überblick über Datenerhebungen für acht große troposphärische Luftschadstoffe; Techniken zur Verbesserung der Nützlichkeit von Satellitenabfragen; Identifizierung von Zielquellkategorien für die Satellitendatenanwendung; Empfehlungen zur Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit von Satellitenabfragen. Danach erscheinen folgende Anwendungsgebiete satellitenunterstützter Datenerhebung als vielversprechend: NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub>-Quellen, die auf andere Weise schwierig zu messen sind (z. B. NH<sub>3</sub> und CH<sub>4</sub>); mit traditionellen Methoden schlecht quantifizierbare Flächenquellen und zeitlich (z.B. saisonbedingt) variierende Emissionen.

- 3.35. Subramanian, R., L.L. Williams, T.L. Vaughn, D. Zimmerle, J. R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, C. Floerchinger, D.S. Tkacik, A.L. Mitchell, M.R. Sullivan, T.R. Dallmann, and A.L. Robinson. 2015. Methane emissions from natural gas compressor stations in the transmission and storage sector: Measurements and comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol<sup>49</sup>

Es wurden die Methanemissionen von Anlagen des US-amerikanischen Erdgassystems gemessen, darunter 25 Standorte, die gemäß dem EPA-Treibhausgasberichterstattungsprogramm (GHGRP)

---

47 Smith, M.L., E.A. Kort, A. Karion, C. Sweeney, S.C. Herndon, and T.I. Yacovitch. 2015. Airborne ethane observations in the barnett shale: Quantification of ethane flux and attribution of methane emissions. *Environ. Sci. Technol.* 49:8158–8166. doi:10.1021/acsest.5b00219.

48 Streets, D.G., G.R. Carmichael, B. de Foy, R.R. Dickerson, B. N. Duncan, D.P. Edwards, J.A. Haynes, D.K. Henze, M.R. Houyoux, D.J. Jacob, N.A. Krotkov, L.N. Lamsal, Y. Liu, Z. Lu, R.V. Martin, G.G. Pfister, R.W. Pinder, and K.J. Wecht. 2013. Emissions estimation from satellite retrievals: A review of current capability. *Atmos. Environ.* 77:1011– 1042. doi:10.1016/j.atmosenv.2013.05.051.

49 Subramanian, R., L.L. Williams, T.L. Vaughn, D. Zimmerle, J. R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, C. Floerchinger, D.S. Tkacik, A.L. Mitchell, M.R. Sullivan, T.R. Dallmann, and A.L. Robinson. 2015. Methane emissions from natural gas compressor stations in the transmission and storage sector: Measurements and comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol. *Environ. Sci. Technol.* 49:3252–3261 doi:10.1021/es5060258.

gemeldet werden müssen. Kompressorausströmer, undichte Absperrventile, Hubkolbenabgase und Lecks an Ausrüstung waren die Hauptquellen, und es wurden erhebliche Emissionen sowohl an den Verdichterstationen als auch an den Standby-Verdichterstationen beobachtet. Die Methanemissionsraten auf Standortebeine waren stark verzerrt. Die am stärksten emittierenden 10% der Standorte (einschließlich zwei Superemitter) trugen 50% der aggregierten Methanemissionen bei, während die am niedrigsten emittierenden 50% der Standorte weniger als 10% der Gesamtemissionen ausmachten. Ohne Berücksichtigung der beiden Superemitterer kann man eine Vergleichbarkeit zu Daten des EPA-Treibhausgasinventars herstellen. Wenn die beiden Superemitterer in die Analyse einbezogen werden, könnten die auf dieser Studie basierenden durchschnittlichen Emissionsfaktoren die EPA-Treibhausgas-Emissionsfaktoren übersteigen. Nur 38% der Methanemissionen, die durch die umfassenden Messungen vor Ort gemessen wurden, waren unter dem neuen EPA GHGRP aufgrund einer Kombination von ungenauen Emissionsfaktoren für Leckagen und Abgasmethan und verschiedenen Ausschlüssen meldepflichtig. Die Verzerrung ist noch größer, wenn man die Superemitterer berücksichtigt, die von den Messungen vor Ort nicht erfasst wurden. Die Größe der Verzerrung variierte von Ort zu Ort nach Ortstyp und Betriebszustand. Daher ist die GHGRP zwar eine wertvolle neue Quelle für Emissionsinformationen, doch es muss darauf geachtet werden, diese benannten Daten mit aufzunehmen.

### 3.36. U.S. Environmental Protection Agency. Greenhouse Gas Reporting Program<sup>50</sup>

Anlagen, die 25.000 Tonnen oder mehr Treibhausgase pro Jahr emittieren, müssen ihre Treibhausgasemissionen jährlich an die EPA melden. Etwa die Hälfte der gesamten Treibhausgasemissionen in den USA wird von Direktemittenten gemeldet. Die Daten wurden von den Einrichtungen zuletzt am 08.05.2017 an EPA gemeldet. Die Daten können in dieser Datenbank abgerufen werden.

### 3.37. U.S. Environmental Protection Agency. 2015. Methane: Addressing greenhouse gases and smog forming VOCs from the oil and gas industry<sup>51</sup>.

Eine Internetseite der EPA informiert über verschiedene Aspekte der Luftverschmutzung durch die Öl- und Erdgasindustrie.

### 3.38. Zavala-Araiza, D. 2014. Atmospheric Emissions and Air Quality Impacts of Natural Gas Production from Shale Formations<sup>52</sup>.

Hierbei handelt es sich um eine Doktorarbeit aus dem Jahr 2014, die an der University of Texas at Austin verfasst wurde. Diese Arbeit untersucht die Auswirkungen der Erdgasproduktion auf die Luftqualität und stellt direkte und indirekte Messungen von Emissionen, die Bewertung der räumlichen und zeitlichen Verteilung von Emissionen sowie die Rolle sehr hoch emittierender

---

50 U.S. Environmental Protection Agency. Greenhouse Gas Reporting Program. <http://ghgdata.epa.gov/ghgp/> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].

51 U.S. Environmental Protection Agency. Greenhouse Gas Reporting Program. <http://ghgdata.epa.gov/ghgp/> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].

52 2.37. Zavala-Araiza, D. 2014. Atmospheric Emissions and Air Quality Impacts of Natural Gas Production from Shale Formations. Ph.D. dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.



---

Quellen bei der Bestimmung nationaler Emissionen vor. Direkte Messungen werden verwendet, um die wichtigsten Quellen kontinuierlicher und episodischer Emissionen zu identifizieren, zu charakterisieren und zu klassifizieren sowie um Möglichkeiten der Emissionsreduktion zu analysieren. Die Arbeit stellt neue Ansätze der Messung und Analyse vor.

3.39. Zavala-Araiza, D., D.T. Allen, M. Harrison, F.C. George, and G.R. Jersey. 2015. Allocating Methane emissions to natural gas and oil production from shale formations<sup>53</sup>

In dieser Arbeit wird die Zuordnung von Methanemissionen bearbeitet. Die der Erdgasproduktion zugeordneten Methanemissionen machen etwa 85% der Gesamtemissionen aus (massenbasierte Allokation). Es gibt allerdings regionale Unterschiede, so dass es wichtig ist, die Erdgasquellen sowohl vom Formationstyp als auch von der Produktionsregion her zu verfolgen. Die Methanemissionen, die der marktgängigen Erdgasproduktion aus Schieferformationen zugeordnet werden, liegen auf der Grundlage dieser Arbeiten um einen Faktor 2 bis 7 niedriger als die in allgemein verwendeten sog. Life Cycle Datasets<sup>54</sup> angegebenen.

\* \* \*

---

53 Zavala-Araiza, D., D.T. Allen, M. Harrison, F.C. George, and G.R. Jersey. 2015. Allocating Methane emissions to natural gas and oil production from shale formations. ACS Sustain. Chem. Eng. 3:492–498. doi:10.1021/sc500730x.

54 z.B.: <http://www.canadiancleanpowercoalition.com/files/4713/2630/3388/LA7%20-%20NG-GHG-LCL.pdf> [zuletzt abgerufen am 16. Januar 2018].