



# 20 Jahre nach Brent Spar

Offshore Öl- und Gasförderung im Nordostatlantik

GREENPEACE

**Autor: Dr. Steffen Bukold, EnergyComment**

www.energycomment.de, bukold@energycomment.de, Tel. 040/20 91 18 48

**im Auftrag von Greenpeace e.V.**

Hamburg im April 2015

## ➔ **Kein Geld von Industrie und Staat**

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie.

Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen.

Rund 590.000 Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

---

### Impressum

Greenpeace e.V., Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 **Pressestelle** Tel. 040/3 06 18-340, F 040/3 06 18-340, presse@greenpeace.de, www.greenpeace.de

**Politische Vertretung Berlin** Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **V.i.S.d.P.** Jörg Feddern **Redaktion** Jörg Feddern, Mitarbeit Jörg Siepmann

**Fotos** Titel: David Simms, Bente Stachowske / Greenpeace **Grafik** S. 25 und S. 61: Carsten Raffel / Greenpeace **Druck** Reset, Virchowstraße 8, 22767 Hamburg

Zur Deckung unserer Herstellungskosten bitten wir um eine Spende:

GLS Bank, IBAN DE49 4306 0967 0000 0334 01, BIC GENODEM1GLS

**Gedruckt auf 100% Recyclingpapier**

# Inhaltsverzeichnis

|                                                                                 |           |
|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>0. Zusammenfassung</b>                                                       | <b>4</b>  |
| <b>1. Einleitung</b>                                                            | <b>5</b>  |
| <b>2. Industrielandschaft Nordsee</b>                                           | <b>6</b>  |
| a) Schrumpfende Fördermengen                                                    | 7         |
| b) Die Offshore-Infrastruktur in Zahlen                                         | 10        |
| c) Die OSPAR-Kommission                                                         | 13        |
| d) OSPAR - Was ist bislang geschehen?                                           | 15        |
| <b>3. Ölunfälle auf Offshore-Anlagen</b>                                        | <b>18</b> |
| a) Zahl der Ölunfälle auf Offshore-Anlagen                                      | 20        |
| b) Ölunfälle: Umfang der Ölverschmutzung                                        | 23        |
| <b>4. Die vergessene Größe: Erlaubte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen</b> | <b>25</b> |
| a) Wassermengen                                                                 | 26        |
| b) Ölmengen                                                                     | 28        |
| <b>5. Gesamte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen</b>                        | <b>33</b> |
| a) Mengen                                                                       | 33        |
| b) Wo bleibt die Zero-Discharge Plattform?                                      | 35        |
| <b>6. Öl: Verstöße gegen Grenzwerte</b>                                         | <b>37</b> |
| a) Anzahl und Mengen                                                            | 37        |
| b) Einzelverstöße und auffällige Plattformen                                    | 39        |
| <b>7. Chemikalien</b>                                                           | <b>44</b> |
| a) Chemieunfälle                                                                | 44        |
| b) Einleitung von Chemikalien im regulären Betrieb                              | 45        |
| c) Art der Chemikalien                                                          | 45        |
| <b>8. Luftschadstoffe und CO<sub>2</sub></b>                                    | <b>48</b> |
| a) CO <sub>2</sub>                                                              | 49        |
| b) NO <sub>x</sub>                                                              | 50        |
| c) Flüchtige organische Verbindungen (nmVOCs)                                   | 51        |
| d) Methan (CH <sub>4</sub> , Erdgas)                                            | 52        |
| e) Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )                                            | 54        |
| <b>9. Ausblick: Die Nordsee wird abgewrackt</b>                                 | <b>55</b> |
| <b>10. Anhänge</b>                                                              | <b>62</b> |
| a) Anhang: Going Dirty - Problematische Trends in der Ölbranche                 | 62        |
| b) Anhang: Deepwater Horizon und die fehlenden Konsequenzen                     | 63        |
| c) Anhang: Bedrohungen des arktischen Ökosystems durch Öl- und Gasförderung     | 64        |
| d) Stillgelegte und an Land entsorgte Öl- und Gasplattformen                    | 65        |

# 0. Zusammenfassung

1. Vor 20 Jahren wollte der Öl- und Gaskonzern Shell die Ölplattform Brent Spar im Meer versenken. Doch dieser Versuch, Abwrackkosten zu Lasten der Umwelt einzusparen, scheiterte am Widerstand der Öffentlichkeit. Die Umweltfolgen der Öl- und Gasförderung werden inzwischen intensiver überwacht. Doch was ist seither geschehen? Ist der Schutz des Nordostatlantiks vorangekommen?
2. Der Nordostatlantik, insbesondere die Nordsee, ist zu einer ausgedehnten Industrielandschaft geworden: Die Öl- und Gasindustrie verfügt über 1.547 technische Offshore-Anlagen aller Art, die aus sieben Mio. Tonnen Stahl, Beton und anderen Stoffen bestehen. Davon verschmutzt knapp die Hälfte (751 Anlagen) Wasser und Luft. Obwohl die Produktionsmengen seit zehn Jahren steil zurückgehen, hat sich die Zahl der emittierenden Anlagen seit 1995 fast verdoppelt.
3. Eine große umweltpolitische Herausforderung ist nun die Abwrackung der Infrastruktur im Nordostatlantik. Fast alle Anlagen müssen in den nächsten drei Jahrzehnten entsorgt werden. In diesem Bereich gab es seit 1995 auch den größten Erfolg: Ein generelles Verbot, ausgediente Plattformen im Nordatlantik zu versenken (OSPAR-Decision 98/3).
4. Ein weiterer Erfolg kann bei der damals größten Verschmutzungsquelle verzeichnet werden: Ölhaltige und organische Bohrflüssigkeiten (Organic-phase drilling fluids) sowie ölhaltige Bohrschlämme konnten drastisch reduziert werden (OSPAR-Decision 2000/3).
5. Die Offshore-Förderung von Öl und Gas bleibt jedoch riskant. Das belegen zahlreiche Unfälle und Beinahe-Katastrophen der vergangenen zwei Jahrzehnte. Zahl und Umfang der Unfälle konnte in den vergangenen 20 Jahren zwar verringert werden. Gemessen an der mittlerweile geringeren Produktionsmenge gibt es jedoch nur eine Stagnation.
6. Zusätzlich entsorgen diese Plattformen pro Tag etwa 1 Mio. Kubikmeter öl- und chemikalienhaltiges Wasser im Nordostatlantik. Dieses sogenannte Produktionswasser ist heute die größte Verschmutzungsquelle. Schon im normalen Betrieb gelangen dadurch jährlich mehr als 8.000 Tonnen Öl und erhebliche Mengen an schädlichen Chemikalien ins Meer. Dieser behördlich genehmigte „Dauerstörfall“ wird durch häufige Verletzungen der Grenzwerte weiter zugespitzt. Die Verschmutzung, die für jede geförderte Tonne Öl oder Gas in Kauf genommen wird, steigt sogar seit einigen Jahren wieder an. Es ist unwahrscheinlich, dass die Nordsee-Anrainer ihre selbst gesteckten Ziele bis 2020 erreichen werden.
8. Besonders kritisch ist, dass seit einigen Jahren relevante Umweltbelastungen durch das Produktionswasser nicht mehr vollständig erfasst werden. Das gilt insbesondere für die gefährlichen PAH (polyzyklische Aromaten), die völlig aus der Statistik verschwanden.
9. Eine „Zero-Discharge“-Plattform, die praktisch keine Belastung der Nordsee erzeugt, da belastetes Wasser an Land entsorgt oder in die Lagerstätte zurückgepumpt wird, ist technisch möglich, wird aber von der Branche nur halbherzig verfolgt. Auch hier werden die Nordsee-Anrainer ihre Ziele nicht erreichen.
10. Der Einsatz einiger gefährlicher Chemikalien konnte seit den 1990er Jahren stark reduziert werden. Insgesamt wächst jedoch die Menge an Chemikalien, die im Nordostatlantik entsorgt wird. Das gilt umso mehr, wenn die immer geringeren Fördermengen berücksichtigt werden.
11. Die Offshore Öl- und Gasindustrie emittiert enorme Mengen von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Luftschadstoffen. Weder bei CO<sub>2</sub> noch bei Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) ist eine Verbesserung erkennbar. Lediglich bei flüchtigen organischen Substanzen (nmVOC) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) wurden die Mengen merklich reduziert. Gemessen an der Fördermenge steigt die Luft- und Klimabelastung seit einigen Jahren stark an.

# 1. Einleitung

Der April 2015 ist in dreifacher Hinsicht ein markantes Datum:

1. **Vor 20 Jahren** wollte der Öl- und Gaskonzern Shell die Ölplattform Brent Spar im Meer versenken.<sup>1</sup> Doch dieser Versuch, Abwrackkosten zu Lasten der Umwelt einzusparen, scheiterte am Widerstand der Öffentlichkeit. Diese Affäre war der Startschuss für eine intensive öffentliche Diskussion und behördliche Überwachung der Umweltfolgen der Offshore Öl- und Gasförderung im Nordostatlantik.

2. **Vor fünf Jahren** explodierte die BP-Plattform Deepwater Horizon im Golf von Mexiko. Bei einem Blowout, der auf technisches Versagen, Managementfehler und unzureichende Sicherheitsvorkehrungen zurückzuführen war, starben elf Arbeiter. Es dauerte drei Monate, bis die größte Ölkatastrophe der vergangenen Jahrzehnte gestoppt werden konnte. Etwa 4,9 Millionen Barrel Öl verschmutzten den Golf von Mexiko mit bis heute unabsehbaren ökologischen Folgen für Fauna und Flora.

3. Jetzt, im Jahr **2015**, beginnt Shell mit der Abwrackung der Brent Delta Plattform und weiteren Infrastrukturen östlich der Shetland Inseln, da das Ölfeld Brent nach vier Jahrzehnten weitgehend erschöpft ist.<sup>2</sup> Damit endet dieses Kapitel in der 40jährigen Ölgeschichte des Nordostatlantiks.

Shell läutet die Aktion mit einer 30tägigen öffentlichen Anhörung ein und zeigt damit, in welchem Umfang sich die Zeiten geändert haben: Die Sensibilität für die ökologischen Schäden in der Industrielandschaft Nordsee ist erheblich gewachsen. Und: Das Nordseeöl hat seine besten Jahre schon lange hinter sich. Der größte Teil der Investitionen wird von nun an nicht mehr in die Ölförderung, sondern in die Entsorgung der zum Teil riesigen Offshore-Anlagen fließen.

Dennoch wird im Nordostatlantik wohl noch über Jahrzehnte Öl und Gas gefördert. Aber zu welchem Preis für Klima und Umwelt?

Dieser **Bericht** geht der **Frage** nach, was in den vergangenen 20 Jahren passiert ist: Konnte die vielfältige und starke Umweltbelastung seit den 90er Jahren reduziert werden? Und wenn ja, in welchem Umfang? Wo gibt es Erfolge, wo geht es nicht voran?

*Methodische Anmerkung: Die geografische Abgrenzung der verwendeten Quellen ist nicht immer einheitlich. Fast das gesamte Öl und Gas im Nordostatlantik wird in der Nordseeregion gefördert.<sup>3</sup> Die Nordsee bildet daher den geografischen Schwerpunkt der folgenden Analysen. Einige Statistiken der OSPAR-Kommission betrachten jedoch den gesamten Nordostatlantik, ohne die Nordsee getrennt zu erfassen. Mehrere Statistiken aus anderen Quellen folgen hingegen einem nationalstaatlichen Ansatz. In diesem Fall umfassen z.B. die „Offshore-Aktivitäten Norwegens“ nicht nur die Anlagen in der Nordsee, sondern auch die Anlagen in der Norwegischen See. Wir haben diese unterschiedlichen räumlichen Zuordnungen im Text und in den Titeln der Abbildungen deutlich gemacht, wo immer es möglich und sachlich sinnvoll war.*

---

<sup>1</sup> [http://de.wikipedia.org/wiki/Brent\\_Spar](http://de.wikipedia.org/wiki/Brent_Spar).

<sup>2</sup> <http://www.theguardian.com/business/2015/feb/03/shell-brent-delta-platform-decommissioning-north-sea>. Brent ist der Namensgeber für die bekannteste und für die Ölpreisfindung wichtigste Rohölsorte der Welt.

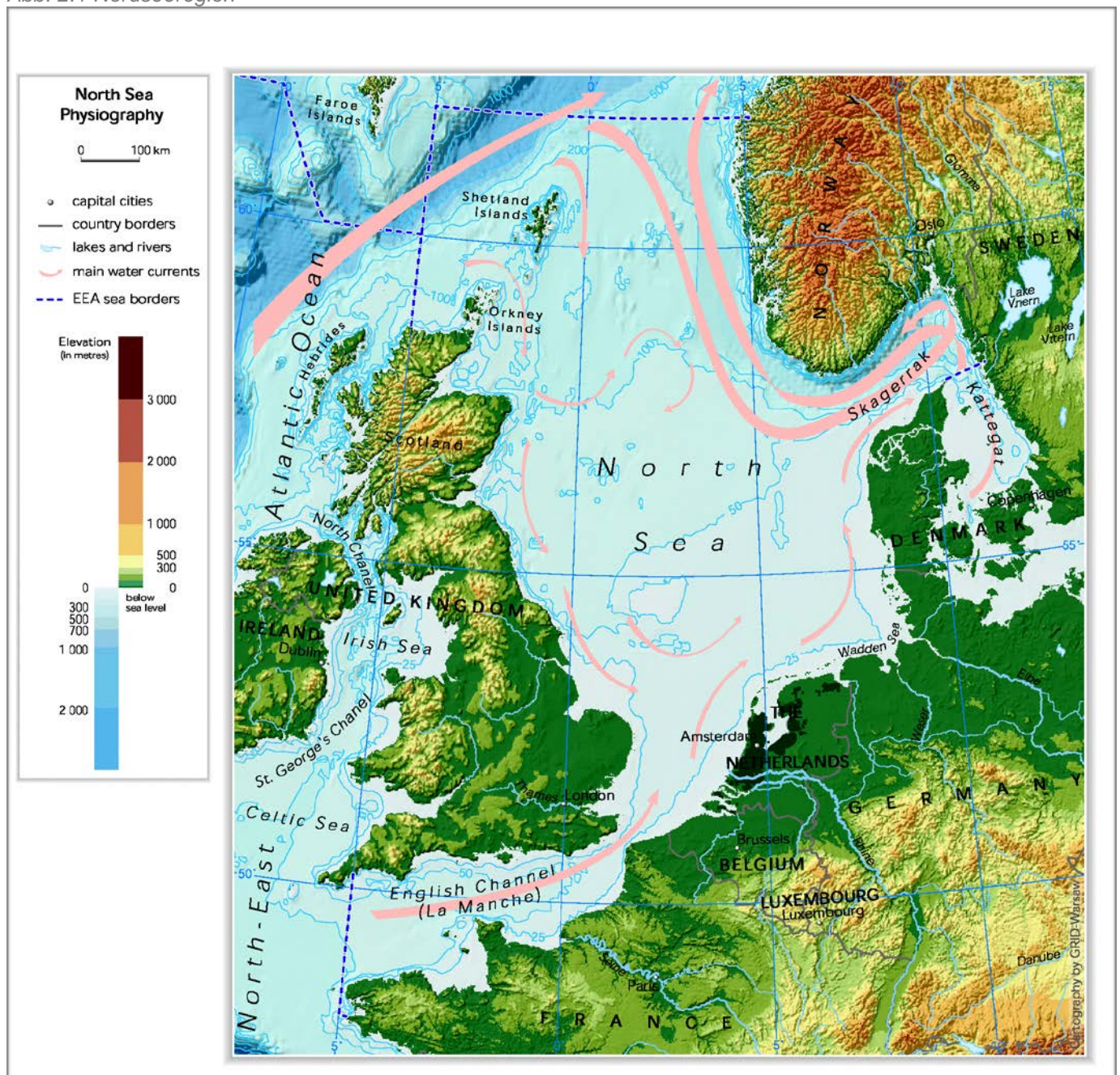
<sup>3</sup> Diese Region wird bei der OSPAR als Region II geführt. An zweiter Stelle folgt die Norwegische See (Region I), an dritter Stelle die Irische See (Region III).

## 2. Industrielandschaft Nordsee

Die Nordsee ist eine der belebtesten Meeresregionen der Welt mit dichtem Schiffsverkehr, Öl- und Gasplattformen, Pipelines, Verladeterminals und einer ausgedehnten Produktionsinfrastruktur auf dem Meeresboden. An den Küsten befinden sich einige der größten Häfen der Welt, ebenso wie ausgedehnte Naturschutzgebiete und Tourismusregionen.

Sie hat eine Fläche von 750.000 qkm und ist durchschnittlich 70 Meter tief. Sie wird nach Norden hin immer tiefer bis auf 700 Meter. Die Strömungsverhältnisse sind komplex, laufen aber zumeist gegen den Uhrzeigersinn oder in beiden Richtungen entlang der norwegischen Küste. Ölunfälle stellen daher für die deutschen Küsten ein unmittelbares Risiko dar, insbesondere wenn sie im britischen Sektor stattfinden.

Abb. 2.1 Nordseeregion



Quelle: [http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/north-sea-physiography-depth-distribution-and-main-currents/n1\\_overview.eps/n1\\_overview.eps.75dpi.gif/download](http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/north-sea-physiography-depth-distribution-and-main-currents/n1_overview.eps/n1_overview.eps.75dpi.gif/download)

In der Nordsee mischen sich Wassermengen aus dem Nordatlantik mit dem Süßwasser und Abwasser aus den Flüssen der Region. Die Region ist Heimat mannigfacher Habitate und Fischbestände, die u.a. auch für die heimische Vogelwelt und Zugvögel von großer Bedeutung sind. Viele dieser Habitate gelten als gefährdet.

Seit über 40 Jahren wird in der Nordsee Öl und Gas gefördert. Risiken treten in jeder Phase der Entwicklung auf: Bei der Suche nach den Rohstoffen (Exploration), der Erschließung der Vorkommen, der Förderung und beim Abwracken der Anlagen bzw. Versiegeln der Bohrlöcher.

Die norddeutschen Strände könnten je nach Ort des Störfalls durch Öl unterschiedlich stark und lange verschmutzt werden. Bei grobkörnigen Sandstränden könnte das Öl tief eindringen und nur langsam durch Bakterien abgebaut werden. Das empfindliche Ökosystem von Salzwiesen wäre über einen längeren Zeitraum beeinträchtigt, wenn Organismen und Pflanzen absterben. Auch das Wattenmeer wäre über Jahre geschädigt, wenn ein Ölteppich die Fauna und Flora der Weichböden zerstören sollte.

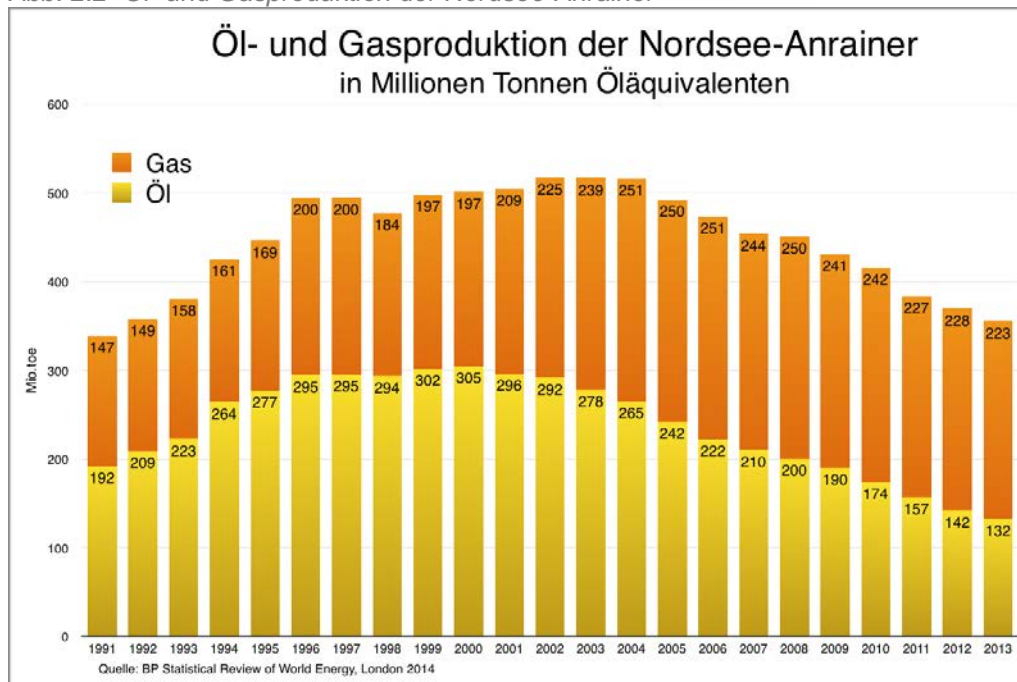
### a) Schrumpfende Fördermengen

Die Fördermengen in der Nordsee haben schon vor einem Jahrzehnt ihren Höhepunkt (Peak) überschritten.

Der Scheitelpunkt wurde im Jahr 2000 erreicht. Die Ölproduktion ist seither im freien Fall. Sie schrumpfte von 305 Mio.t Öl (2000) auf 132 Mio.t Öl (2013). Die Gasproduktion stieg bis ins vergangene Jahrzehnt hinein, stagnierte dann und schrumpft nun langsam.

„Peak Oil“ ist für die Nordsee Realität. Nördlich davon kann die Öl- und Gasproduktion noch ausgebaut werden, aber hier drohen große technische und ökologische Risiken. Die arktischen Ökosysteme gelten als besonders sensibel, insbesondere gegenüber Ölverschmutzungen.

Abb. 2.2 Öl- und Gasproduktion der Nordsee-Anrainer



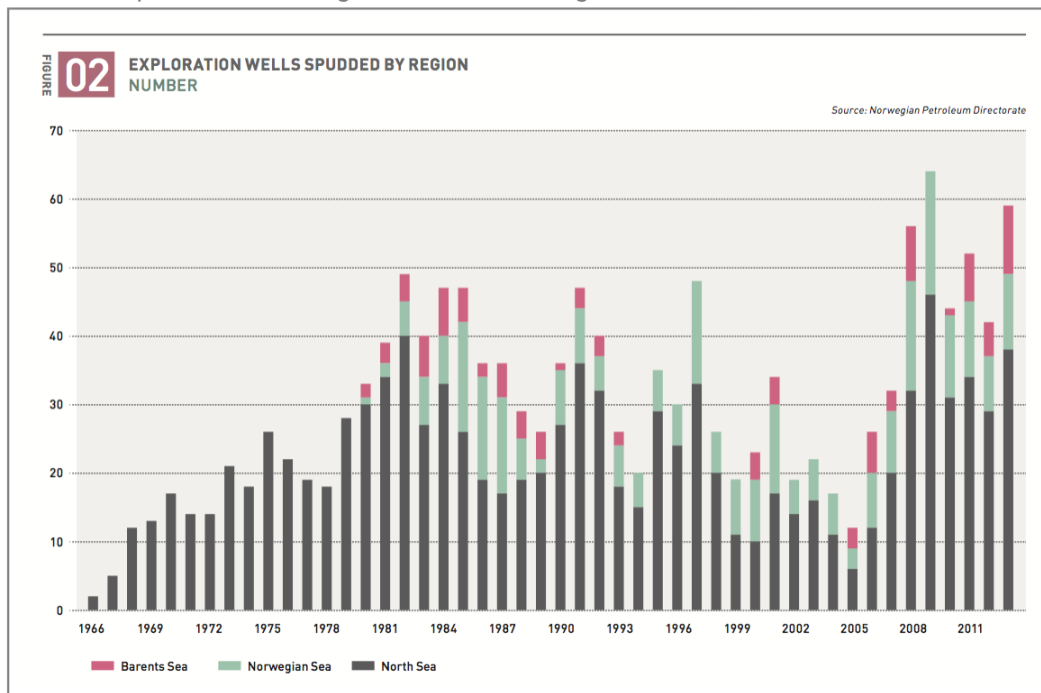
Aber noch immer werden neue, wenn auch zumeist kleine Felder entdeckt. Allein im britischen Teil der Nordsee nahmen 2013 13 neue Felder die Produktion auf, in 2014 zwei neue Ölfelder

(Golden Eagle/Nexen und Kinnoull/BP).<sup>4</sup> Noch immer gibt es große Ausschreibungsrunden, in denen Unternehmen Lizenzen für unerforschte Meeresregionen ersteigern können.

Im norwegischen Offshore-Sektor gibt es 79 Öl- und Gasfelder. 2014 nahmen hier 4 neue Felder den Betrieb auf, 11 werden gerade erschlossen. 56 Explorationsbohrungen wurden durchgeführt, bei denen 22 neue Öl- und Gasvorkommen entdeckt wurden, davon allerdings nur 8 in der Nordsee, 5 weitere im Europäischen Nordmeer und 9 in der Barentssee.<sup>5</sup>

Die Zahlen deuten bereits den Trend an: Die südliche und mittlere Nordsee gilt als weitgehend erschöpft. Neue Potenziale werden vor allem weiter im Norden gesehen, wie die folgende Abbildung zeigt.

Abb. 2.3 Explorationsbohrungen Offshore Norwegen



Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2014, Oslo 2014.

Auch in 30 Jahren wird wohl noch in der Nordsee Öl gefördert werden, wenn auch die Mengen bis dahin weiterhin schrumpfen werden. In den vergangenen 10 Jahren ist die Ölfördermenge in der Nordsee um 50% eingebrochen. Immer mehr kleine Vorkommen sollen den Mengenrückgang der Giant Fields aufhalten. Die Zahl der Öl- und Gasfelder in der Nordsee ist deshalb in den vergangenen zwei Jahrzehnten von 90 auf mehr als 300 gestiegen. Dennoch gelang es nicht, den Abwärtstrend abzubremesen.

Aber es gibt immer wieder Überraschungen: Erst vor wenigen Jahren (2010) wurde in einer eigentlich gut erforschten Region das Ölfeld Johan Sverdrup entdeckt, das mit 2-3 Mrd. Barrel den größten Ölfund in norwegischen Gewässern seit 1974 darstellt. Die Erschließungskosten sind mit geschätzten 29 Mrd. Dollar jedoch schwindelerregend hoch.<sup>6</sup>

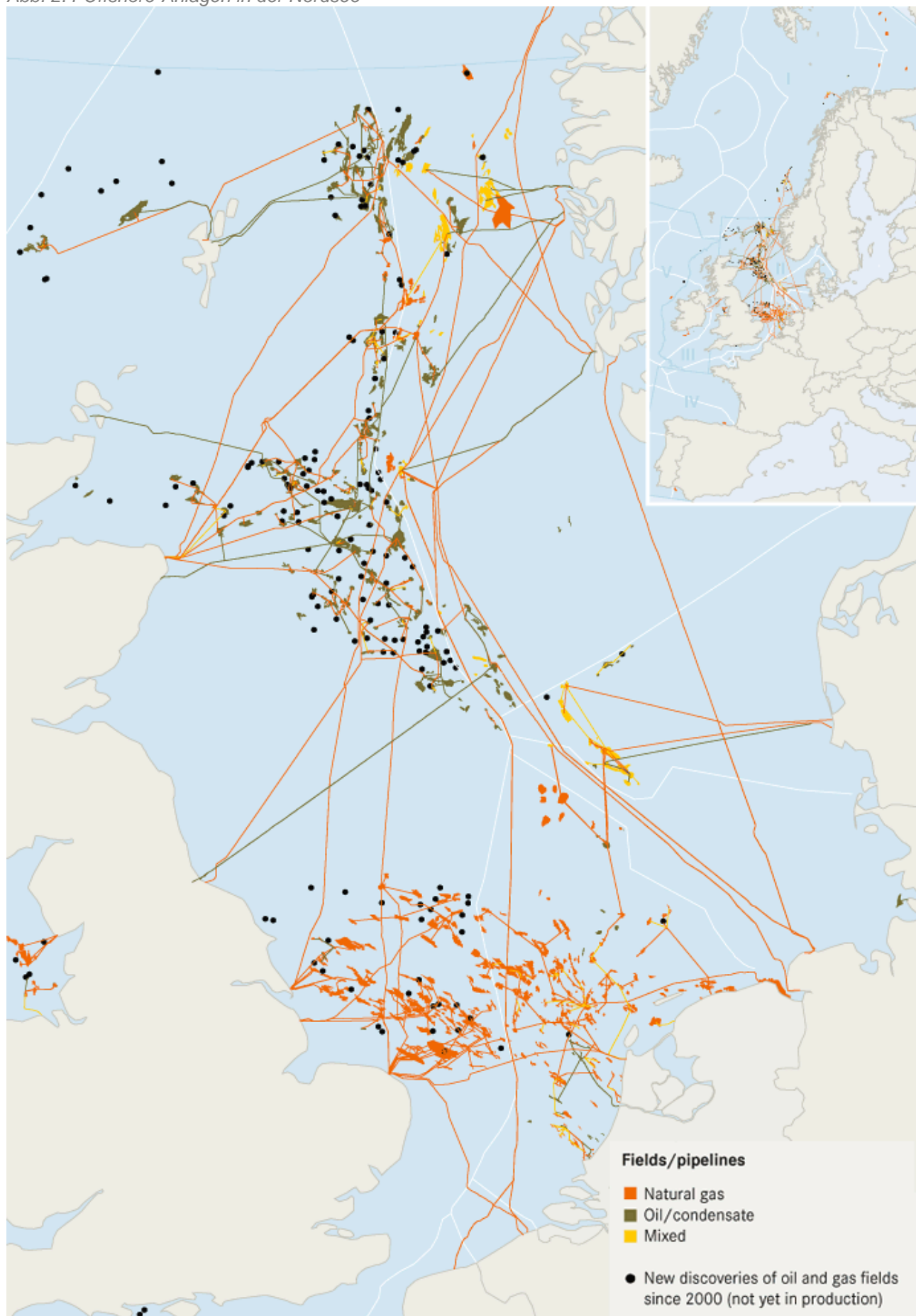
<sup>4</sup> [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/393468/Field\\_Start-Ups\\_in\\_2014\\_January\\_2015\\_.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/393468/Field_Start-Ups_in_2014_January_2015_.pdf); Oil and Gas Journal 29. Januar 2014; sowie Deloitte: <http://www2.deloitte.com/uk/en/pages/press-releases/articles/rise-in-north-sea-fields-starting-production-but-drop-in-exploration-and-appraisal-drilling.html>; <http://www.ogj.com/articles/print/volume-112/issue-2/general-interest/deloitte-production-licensing-climb-in-north-sea-for-2013.html>.

<sup>5</sup> NPD provides Norwegian continental shelf summary for 2014, Oil & Gas Journal, 15.Jan.2015.

<sup>6</sup> [http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=137217](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=137217).



Abb. 2.4 Offshore-Anlagen in der Nordsee



Quelle: OSPAR Commission

## b) Die Offshore-Infrastruktur in Zahlen

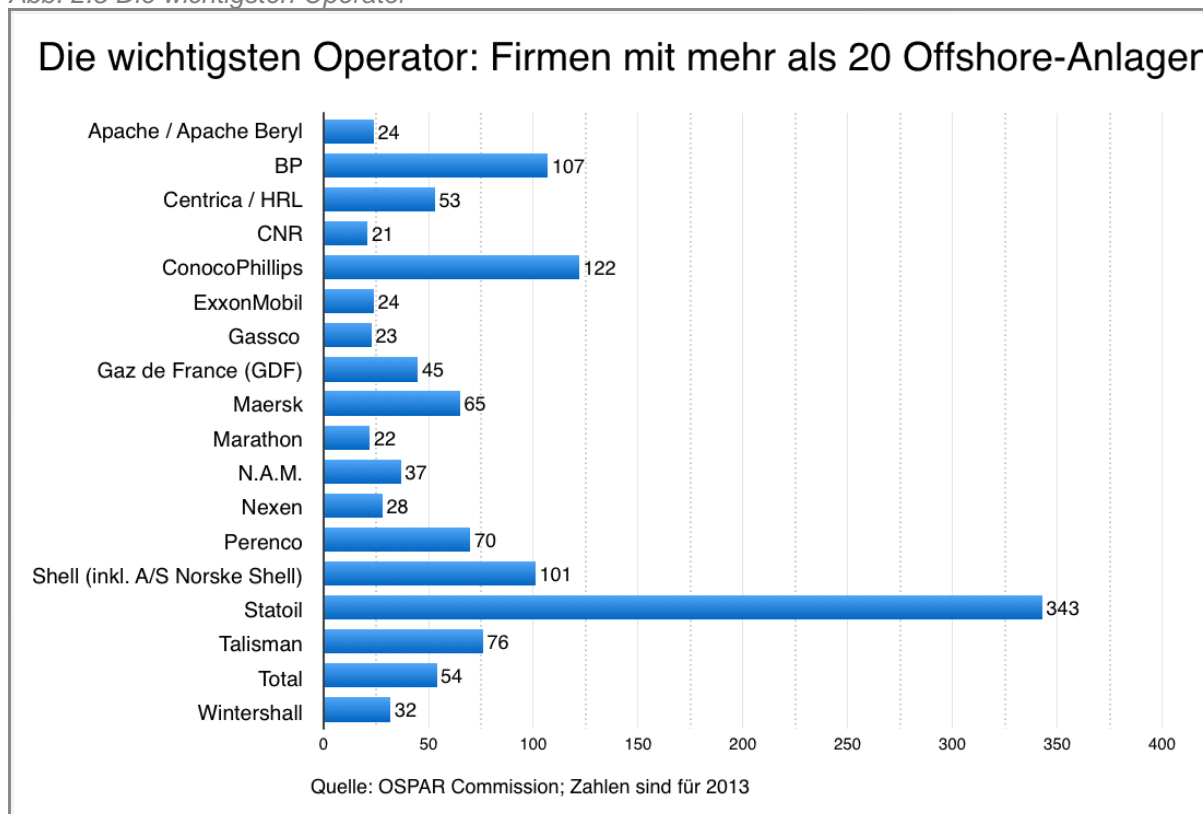
Die Nordsee ist nach der Entdeckung der Öl- und Gasvorkommen zu einer Industrielandschaft geworden. Die Offshore Öl- und Gasindustrie verfügt in der Region<sup>7</sup> über **1.547 technische Anlagen**, die von Pipelines über Verteiler am Meeresboden bis zu den großen Förder-, Bohr- und Verteilerplattformen reichen. Davon verursacht knapp die Hälfte (751 Anlagen) Schadstoffemissionen in die Luft oder Öl-/Chemikalienverschmutzungen im Wasser.

Im britischen Sektor wurden bislang 34.000 km Pipelines gelegt, im norwegischen Sektor über 12.000 km.<sup>8</sup> Allein die Hauptleitungen (ca. 10.000 km) bestehen aus etwa 1,7 Mio. t Stahl. Zusätzlich wurden 10.000 t Aluminium und 6.500 t Zink als Korrosionsschutz verbaut.<sup>9</sup>

Zahlreiche **Öl- und Gaskonzerne** sind in der Nordsee als Betreiber (Operator) tätig. Die folgende Grafik zeigt die Firmen, die mehr als 20 Offshore-Anlagen betreiben.

Mit weitem Abstand steht der norwegische Staatskonzern Statoil an der Spitze, der mit seinen 343 Anlagen einen großen Teil der Infrastruktur in norwegischen Gewässern betreibt. Danach folgen die großen internationalen Öl- und Gasmultis, für die die Nordsee jedoch nur ein Aktivitätsfeld unter vielen ist: ConocoPhillips (122), BP (107), Shell (101); hinzu kommen mittelgroße Förderkonzerne wie Perenco oder Talisman (jetzt Repsol). Auch die deutsche Wintershall ist in den vergangenen Jahren aktiver geworden (32 Anlagen).

Abb. 2.5 Die wichtigsten Operator



<sup>7</sup> OSPAR-Region Nordostatlantik. Fast alle Anlagen (>95%) befinden sich in der Nordsee. Die Zahlen zum Bestand beziehen sich auf das Erhebungsjahr 2013. Quelle: OSPAR Commission.

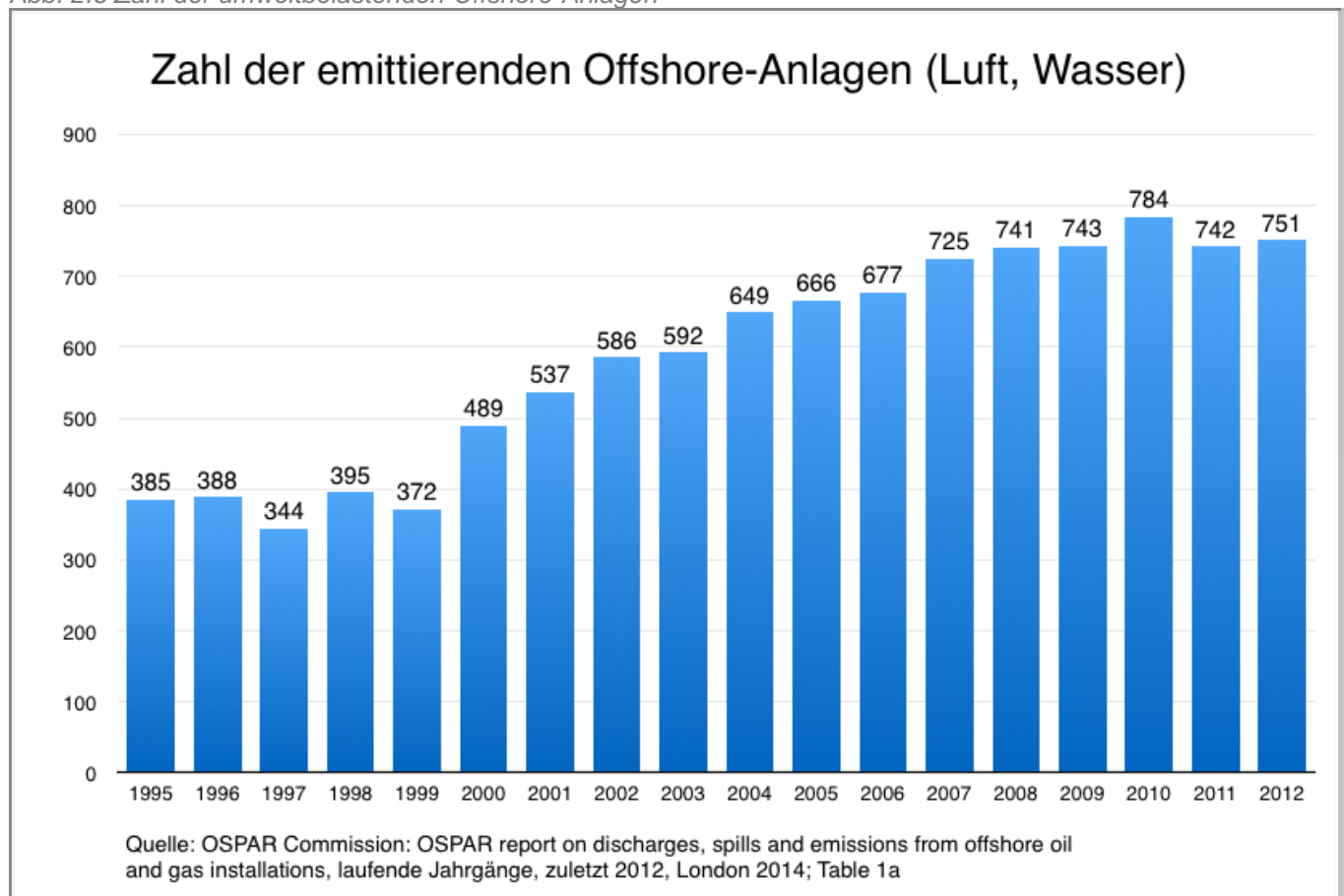
<sup>8</sup> OSPAR Commission: Assessment of impacts of offshore oil and gas activities in the North-East Atlantic, London 2009.

<sup>9</sup> OSPAR Commission: Quality Status Report 2000 Region II – Greater North Sea OSPAR Commission, London 2000.

Obwohl also die Produktionsmengen zurückgehen, stieg die Zahl der emittierenden Anlagen immer weiter an. Die Förderung aus weitgehend erschöpften Feldern wird technisch immer komplexer und die neu entdeckten Felder werden immer kleiner. Daher steigt der Aufwand.

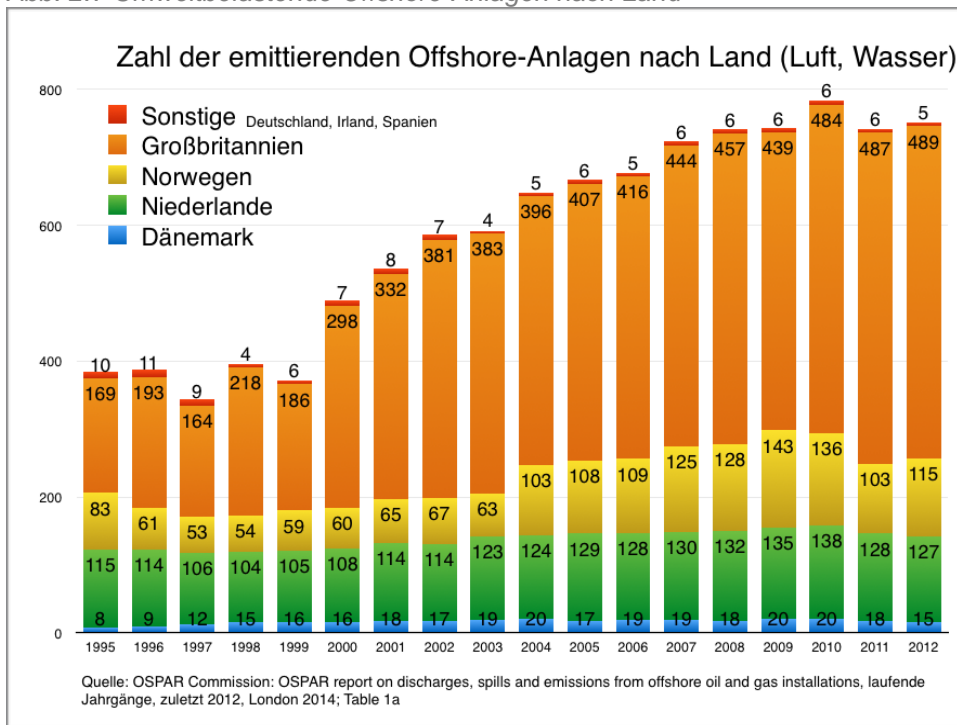
Aus betriebswirtschaftlichen Gründen dürfte es sich außerdem lohnen, selbst kaum noch genutzte Anlagen so lange wie möglich weiter zu betreiben, um die hohen Abwrackkosten hinauszuzögern. Das dürfte ein weiterer Grund für den Anstieg der Zahl emittierender Offshore-Anlagen von 385 (1995) auf 751 (2012) sein. Der vorläufige Höhepunkt wurde 2010 mit 784 Anlagen erreicht.

Abb. 2.6 Zahl der umweltbelastenden Offshore-Anlagen



Fast alle Anlagen befinden sich in den Gewässern von drei Nordseeanrainern: Großbritannien (489 Anlagen), Niederlande (127 Anlagen) und Norwegen (115 Anlagen), wobei die norwegischen Plattformen im Durchschnitt größer als in den Nachbarländern sind, da sie in tieferem Wasser stehen.

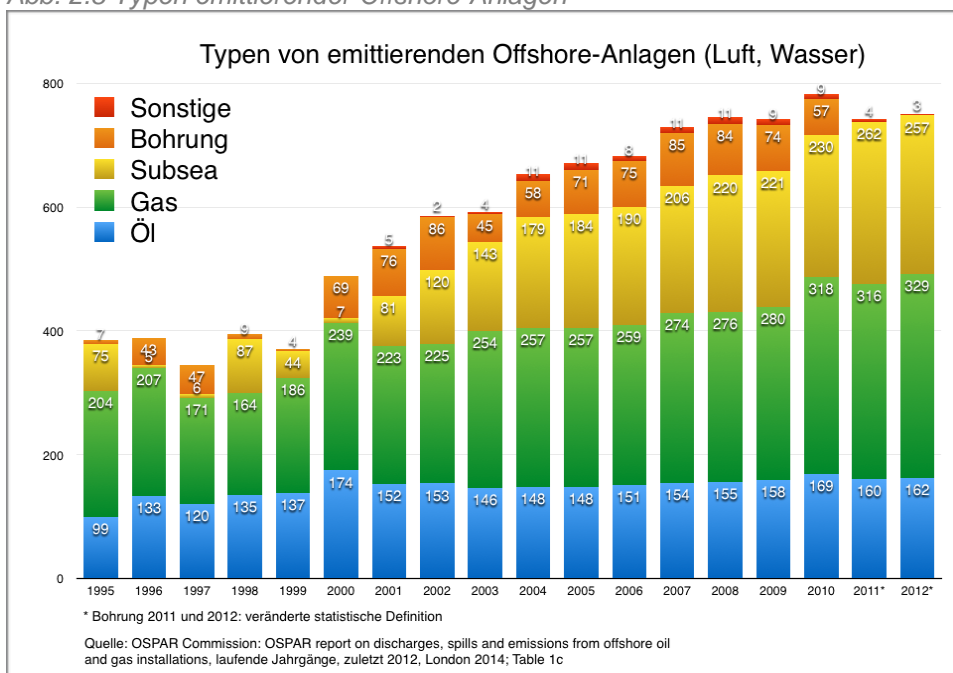
Abb. 2.7 Umweltbelastende Offshore-Anlagen nach Land



Die meisten sichtbaren Anlagen, v.a. die Förderplattformen, dienen der Gasförderung (329). Ihre Zahl steigt Jahr für Jahr an. Demgegenüber stagniert die Zahl der Anlagen für die Ölförderung schon seit dem Jahr 2000 vor dem Hintergrund einbrechender Fördermengen.

Die nicht sichtbare Infrastruktur unter der Meeresoberfläche (Subsea), die sowohl der Gas- als auch der Ölproduktion dienen kann, erreichte in den vergangenen 10 Jahren einen immer größeren Umfang. Zum einen können solche Strukturen heute kostengünstiger und sicherer gebaut werden. Zum anderen sind die Fördermengen in vielen kleinen oder alten Feldern so gering, dass sich dafür eigene Produktionsplattformen nicht lohnen. Daher werden Öl und Gas vom Bohrloch aus über Pipelines auf dem Meeresboden über teilweise weite Distanzen gesammelt und bis zur nächstgelegenen Plattform gepumpt.

Abb. 2.8 Typen emittierender Offshore-Anlagen



### c) Die OSPAR-Kommission

Die Auseinandersetzung um die Brent Spar Plattform und eine lange Kette von Ölfällen in der Nordsee führten zur Gründung internationaler Behörden und Regelwerke zur Überwachung der Nordsee. Die wichtigste Einrichtung ist die **OSPAR-Kommission**. Sie wurde auf der Grundlage der OSPAR-Konvention geschaffen, einem völkerrechtlichen Vertrag, der 1992 von den Anrainern der Nordsee und darüber hinaus des Nordostatlantiks verabschiedet wurde und 1998 in Kraft trat.<sup>10</sup>

Die OSPAR ist für den ökologischen Schutz im Nordostatlantik zuständig. Dazu gehört auch alles, was in die Nordsee oder den Nordatlantik eingeleitet, emittiert oder versenkt wird.

In ihrer sog. *Offshore Strategy* haben sich die Nordseeanrainer auf das Ziel geeinigt, die Verschmutzung des Meeres durch die Öl- und Gasindustrie zu verringern und zu verhindern. Um die Fortschritte zu überprüfen, werden jährlich Daten über die Einleitungen ins Meer, Emissionen in die Luft, den Einsatz von Chemikalien etc. nach einheitlichen Maßstäben erhoben und veröffentlicht. Auf diese Berichte stützen sich viele Schaubilder in diesem Bericht.

Die OSPAR-Konvention verlangt von den Anrainerstaaten eine permanente Überwachung und Bewertung des Zustandes der Nordsee und des Nordostatlantiks insgesamt (Joint Assessment and Monitoring Programme). Neben der jährlichen Überwachung findet eine zusammenfassende Bewertung im Quality Status Report statt, zuletzt im Jahr 2000 und im Jahr 2010 (für die Situation 1998 bzw. 2008).

Auch die EU und die IMO (International Maritime Organisation) kümmern sich um die ökologischen Folgen der Offshore-Ölproduktion, aber die OSPAR ist der wichtigste Akteur bei diesen Fragen im Nordostatlantik und damit auch in der Nordsee.<sup>11</sup>

Schon seit 1978 werden die ersten Situationsberichte veröffentlicht, besonders zur Ölverschmutzung des Wassers und zur Entsorgung von Abfällen und Reststoffen. Seit den 1990er Jahren werden auch die Schadstoffemissionen in die Luft systematisch erfasst. Seit Anfang des vergangenen Jahrzehnts gilt das auch für Chemikalien. Zudem wird vorgeschrieben, dass besonders schädliche Chemikalien allmählich durch harmlosere Substanzen ersetzt werden sollen.

Seit 1995 erfolgt die Erfassung der Umweltbelastung in einer relativ standardisierten Form. Seit 1992 werden Jahresberichte veröffentlicht (*OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions from Offshore Oil and Gas in the OSPAR maritime area*), die seit 1999 jedes zweite Jahr durch Assessment Reports ergänzt werden.

---

<sup>10</sup> „About OSPAR: OSPAR is the mechanism by which fifteen Governments of the western coasts and catchments of Europe, together with the European Union, cooperate to protect the marine environment of the North-East Atlantic. It started in 1972 with the Oslo Convention against dumping. It was broadened to cover land-based sources and the offshore industry by the Paris Convention of 1974. These two conventions were unified, up-dated and extended by the 1992 OSPAR Convention. The new annex on biodiversity and ecosystems was adopted in 1998 to cover non-polluting human activities that can adversely affect the sea.... OSPAR is so named because of the original Oslo and Paris Conventions ("OS" for Oslo and "PAR" for Paris).“ Quelle: [http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00010100000000\\_000000\\_000000](http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00010100000000_000000_000000)

<sup>11</sup> Daneben ist auch die REACH Regulation und die Marine Strategy Framework Directive der EU in diesem Zusammenhang relevant.

Die OSPAR befasst sich mit zahllosen Aspekten des Umwelt- und Klimaschutzes.<sup>12</sup> Für die Offshore Öl- und Gasindustrie sind die folgenden Beschlüsse besonders relevant:<sup>13</sup>

## Maßnahmen der OSPAR

### **Decommissioning (Abwrackung)**

*Decision 98/3: Ban of disposal of disused offshore installations*

### **Discharges contaminated with oil (ölhaltige Einleitungen)**

- *PARCOM Recommendation 86/1 of a 40 mg/l Emission Standard for Platforms;*
- *OSPAR Reference Method of Analysis for the Determination of the Dispersed Oil Content in Produced Water (OSPAR Agreement number: 2005-15);*
- *OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations (as amended);*
- *OSPAR Recommendation 2012/5 for a risk-based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations*

### **Use and discharge of drilling fluids and cuttings (Bohrflüssigkeiten und Bohrklein)**

- *OSPAR Decision 2000/3 on the Use of Organic-phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-contaminated Cuttings;*
- *Guidelines for the Consideration of the Best Environmental Option for the Management of OPF-Contaminated Cuttings Residue (OSPAR Agreement number: 2002-8);*
- *Recommendation 2006/5: Management of offshore cuttings piles*

### **Chemicals used and discharged offshore (Chemikalien)**

- *OSPAR Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals (as amended);*
- *OSPAR Recommendation 2010/4 on a Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals;*
- *OSPAR Recommendation 2010/3 on a Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) (as amended);*
- *OSPAR Recommendation 2006/3 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Which Contain Substances Identified as Candidates for Substitution;*
- *OSPAR Recommendation 2005/2 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Contain Added Substances, Listed in the OSPAR 2004 List of Chemicals for Priority Action.*

<sup>12</sup> Eine umfassende Liste der Agreements:

[http://www.ospar.org/v\\_measures/browse.asp?menu=01290301790125\\_000002\\_000000](http://www.ospar.org/v_measures/browse.asp?menu=01290301790125_000002_000000).

<sup>13</sup> OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

## d) OSPAR - Was ist bislang geschehen?

OSPAR hat eine ganze Reihe von Programmen und Vorschriften verabschiedet, um die Schäden durch Offshore-Aktivitäten einzudämmen.<sup>14</sup> Dazu gehören folgende Themen:

### 1. Abwrackung

Noch unter dem Eindruck des Brent-Spar-Konflikts erließ das Ministerialtreffen der OSPAR 1998 ein Verbot, stillgelegte Anlagen im Meer zu versenken oder vor Ort zurück zu lassen - wobei Ausnahmen möglich sind (OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations).

Betonstrukturen sowie Stahlkonstruktionen mit einem Gewicht von mehr als 10.000 Tonnen sind von der grundsätzlichen Abbaupflicht ausgenommen. Stahl-Topsides über der Oberfläche sollen jedoch ausnahmslos entfernt werden. Es müssen erhebliche und ausführlich begründete Argumente vorgelegt werden, wenn eine Ausnahmegenehmigung erteilt werden soll. Die Ausnahmen müssen von der jeweiligen nationalen Aufsichtsbehörde genehmigt werden. Pipelines werden von der OSPAR-Entscheidung nicht erfasst, auch wenn der Text anderes vermuten lässt.<sup>15</sup>

Laut OSPAR wurden mittlerweile 142 Installationen außer Betrieb genommen (decommissioned), 47 davon sind Unterwasserinstallationen. Von den 88 stillgelegten Stahlplattformen wurden insgesamt 56 inzwischen an Land entsorgt (vgl. Liste im Anhang 10.d).<sup>16</sup>

---

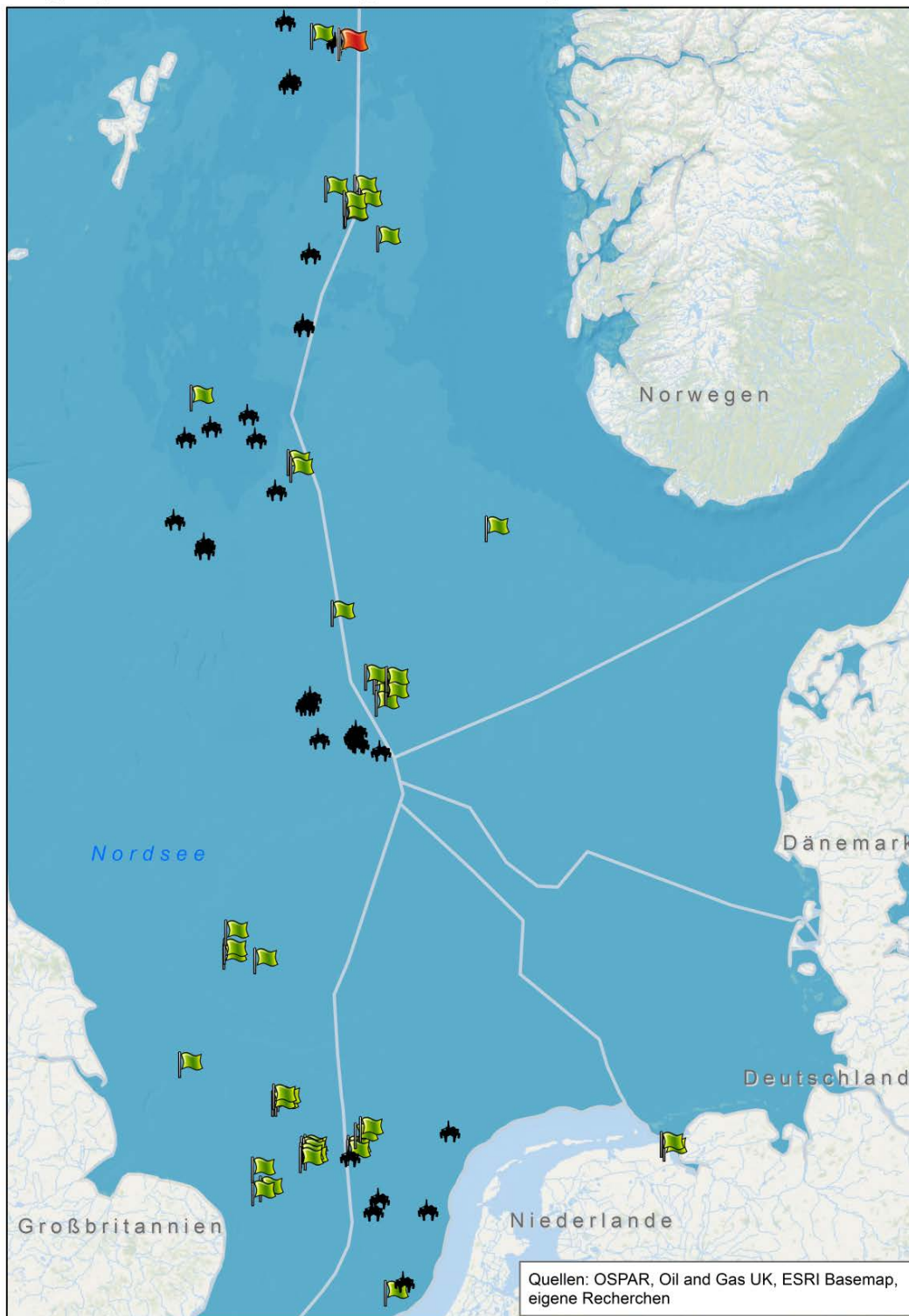
<sup>14</sup> Vgl. OSPAR Commission: Quality Status Report 2010, London 2010; Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

<sup>15</sup> Pipelines können an Ort und Stelle bleiben, wenn sie keine Gefährdung für die Sicherheit der Schifffahrt oder die Fischerei darstellen, vgl.


[http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/contents/topic\\_files/offshore/decommissioning\\_pipelines.htm](http://www.ukooaenvironmentallegislation.co.uk/contents/topic_files/offshore/decommissioning_pipelines.htm); DECC Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998, London 2011.

<sup>16</sup> Quellen: Ospar 2013 Update of Inventory of Oil and Gas Offshore Installations in the OSPAR Maritime Area; [http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=01511400000000\\_000000\\_000000](http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=01511400000000_000000_000000) (Inventory of offshore installations), The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association Ltd. (trading as Oil & Gas UK): The Decommissioning of Steel Piled Jackets in the North Sea Region, October 2012, eigene Recherchen.

### Stillgelegte und an Land entsorgte Öl- und Gasplattformen



 Öl-/Gas-Plattformen, an Land entsorgt (56)

 Brent Spar

 Plattformen außer Betrieb, zur Entsorgung vorgesehen, wiederverwendet oder Status unklar (32)

 Ausschließliche Wirtschaftszone

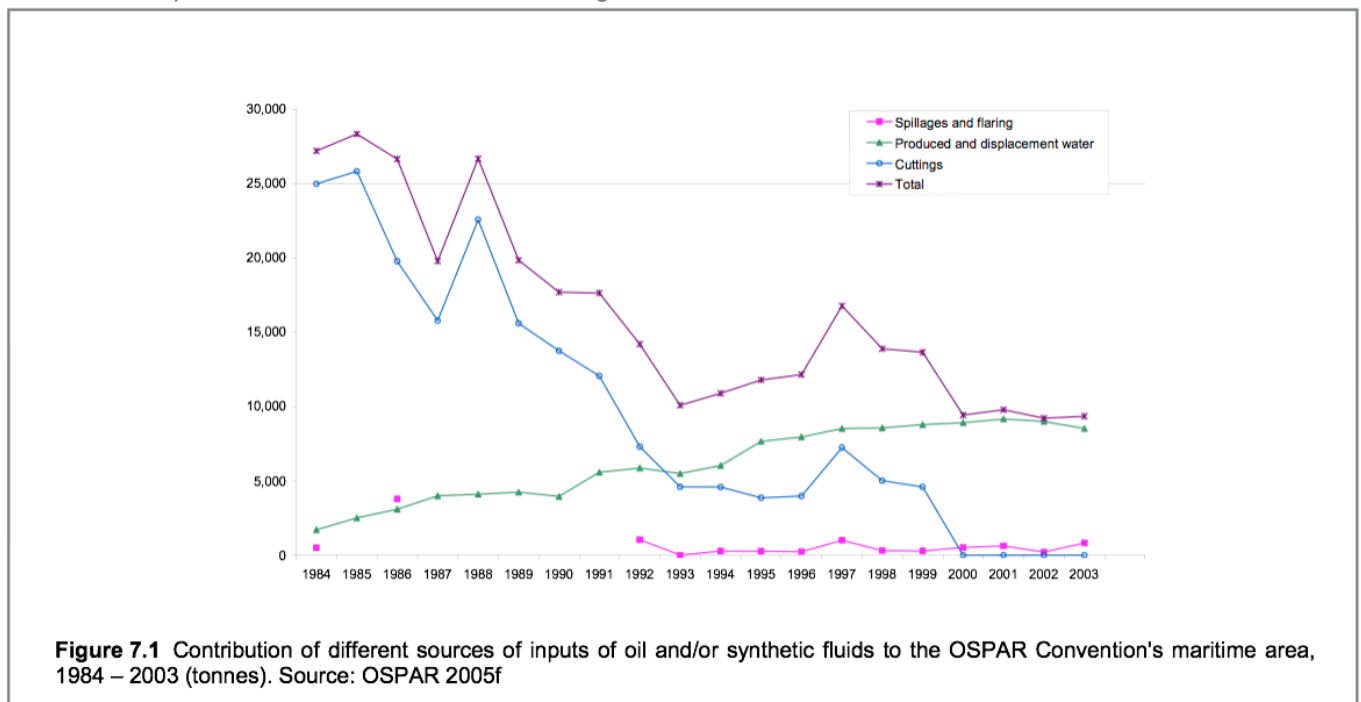


## 2. Bohrflüssigkeiten

Die OSPAR setzte eine drastische Verringerung bei der Verwendung und Entsorgung von organic-phase oder ölhaltigen Bohrflüssigkeiten (Drilling Fluids) durch. In der Explorationsphase waren kontaminierte Bohrflüssigkeiten und Bohrklein einfach über Bord geworfen worden.

Der Einsatz ölhaltiger Bohrflüssigkeiten (meist Dieselöl) war in den 1990er Jahren noch die Hauptquelle für die Ölverschmutzung. Mittlerweile dominieren jedoch Produktionswasser und Ballastwasser (vgl. folgendes Schaubild).

Abb. 2.10 Komponenten der Wasserverschmutzung im Nordostatlantik 1984-2003



Quelle: OSPAR Commission: Overview of OSPAR Assessments 1998-2006, London 2006

Die unmittelbare Umgebung von Bohrorten litt in den 1980ern und 1990ern daher unter besonders hohen Kontaminationen durch die OPF (Organic-Phase Drilling Fluids).<sup>17</sup> Ihre Reduzierung führte zu einer allmählichen Erholung der Fauna am Meeresboden.<sup>18</sup>

Seit dem Jahr 2000 ist der Einsatz von OPF und ihre Entsorgung in Bohrschlämmen offiziell geregelt. In der OSPAR Decision 2000/3 wird festgelegt, dass keine OPF ohne vorherige Genehmigung durch die nationalen Behörden genutzt oder entsorgt werden dürfen.

Die Öl- und OPF-Mengen fielen daraufhin in den Jahren 2003 bis 2012 von 342 auf 5 Tonnen. Sie stiegen jedoch gegenüber 2010 (1 Tonne) an, da es mittlerweile technisch möglich ist, den vorgeschriebenen Grenzwert von 1% nachweisbar zu unterschreiten.<sup>19</sup>

<sup>17</sup> OSPAR definiert OPF folgendermaßen: „Organic-phase drilling fluid (OPF) means an organic-phase drilling fluid, which is an emulsion of water and other additives in which the continuous phase is a water-immiscible organic fluid of animal, vegetable or mineral origin.“ Quelle: OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2012, London 2014.

<sup>18</sup> OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

<sup>19</sup> OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

### 3. Chemikalien

Im Jahr 2000 wurde in der *Decision 2000/2 on a Harmonised Mandatory Control System (HMCS) for the Use and Reduction of the Discharge of Offshore Chemicals* beschlossen, ein Kontrollsystem einzuführen, das schrittweise gefährliche Substanzen (hazardous substances) durch ungefährlichere Ersatzstoffe ersetzt.

Die Einleitung bestimmter Chemikalien ins Wasser wird parallel dazu stufenweise verboten. Das betrifft zunächst die OSPAR Priority Chemicals<sup>20</sup> (bis 2010) und dann die Ersatzstoffe (bis 2017).

Bei den LCPA (List of Chemicals für Priority Action) wurde seit 2005 eine Reduzierung der Einleitungen um 99% erreicht. Die ursprünglich angestrebte völlige Abschaffung wurde allerdings nicht umgesetzt. Bei den Substituierungszielen (Austausch schädlicher durch harmlosere Chemikalien) wurden 2006 bis 2012 immerhin mehr als 75% der Ziele erreicht.

Chemikalien müssen auch weiterhin nicht durch Ersatzstoffe ersetzt werden, wenn dies aus technischen Gründen nicht möglich oder aus Sicherheitsgründen nicht ratsam erscheint.<sup>21</sup>

### 4. Produktionswasser

Die Verringerung des Ölanteils im Produktionswasser ist ein weiteres Ziel der OSPAR Commission (mehr dazu in Kapitel 4). Die *Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations* sieht vor, die Einleitung von Öl und anderen Substanzen im Produktionswasser in die Nordsee zu reduzieren und letztendlich zu verhindern, allerdings ohne eine konkrete Zeitvorgabe. Die Grenzwerte für Öl wurden ab 2007 von 40 auf 30 mg je Liter verschärft. Über das Produktionswasser kommen seit dem vergangenen Jahrzehnt die größten Ölmengen ins Wasser. Unfälle spielen demgegenüber eine geringere Rolle.

Die OSPAR hat die Transparenz in der Nordsee zweifellos deutlich erhöht und die Verringerung oder Beendigung einiger Umweltbelastungen entscheidend gefördert. Dennoch bleibt noch viel zu tun, wie in den folgenden Auswertungen gezeigt werden soll.

## 3. Ölunfälle auf Offshore-Anlagen

Seit Beginn des Ölzeitalters ereignete sich eine unübersehbare Zahl von Ölunfällen und Ölverschmutzungen. Immer wieder kam und kommt es zu schweren Störungen, bei denen Menschen ihr Leben verlieren und große Mengen Öl austreten. Große, ausführlich dokumentierte Katastrophen mit zivilrechtlichen Schadensersatzforderungen, wie beim Untergang der Deepwater Horizon im Golf von Mexiko, finden entsprechenden Widerhall in den Medien. Wenige Monate davor fand in der Timorsee nahe Australien ein ähnliches Unglück statt, das jedoch kaum registriert wurde.

Öl im Meer zu finden und zu fördern, stellt eine besonders riskante Herausforderung für Technik und Mensch dar. Es begann mit bescheidenen Mitteln vor fast 100 Jahren in flachen Küstengewässern vor Venezuela, Aserbeidschan und der amerikanischen Golfküste.

---

<sup>20</sup> Eine Liste dieser Chemikalien siehe hier:

[http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00940304440000\\_000000\\_000000](http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00940304440000_000000_000000).

<sup>21</sup> OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

Mittlerweile wird insbesondere der Golf von Mexiko von Tausenden von Ölförderanlagen und ihrer Infrastruktur durchzogen. Es wird in Wassertiefen bis 3.000 Meter gebohrt und dann nochmals mehrere Kilometer tiefer im Meeresboden. Der extreme Druck und das starke Temperaturgefälle zwischen dem heißen Öl und dem kalten Wasser beanspruchen Material und Management bis an die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit.

Offshore-Plattformen, Pipelines, Ölfrachtzüge, Ölterminals, Raffinerien, Förderanlagen an Land - überall kam es bereits zu Katastrophen:<sup>22</sup>

- Im Jahr 1988 starben 167 Menschen auf der Produktionsplattform Piper Alpha. Unzureichende Sicherheitseinrichtungen und Fehlentscheidungen des Managements führten zu diesem bislang folgenschwersten Brand auf einer Plattform in der Nordsee.
- Im Jahr 1990 kam es zu einem Erdgas-Blowout bei einer Bohrung der Firma Stena Drilling im Auftrag von Mobil Oil (heute ExxonMobil) vor der Küste von Schottland. Bis zum heutigen Tag treten in 400 Metern Tiefe große Mengen Methan aus und entweichen zum Teil in die Atmosphäre.<sup>23</sup>
- Der große Unfall auf der Statfjord-Plattform in der norwegischen Nordsee im Jahr 2007, als bei einem Ladevorgang 22.000 Barrel Öl in die Nordsee liefen.
- Der Blowout auf der Ekofisk Bravo im Jahr 1977 ebenfalls in norwegischen Gewässern, wodurch 200.000 Fass Öl ausliefen. Nur drei Jahre später kenterte wenige Kilometer entfernt die Plattform Alexander L. Kielland. Dabei starben 123 Menschen.

Mehrfach stand die Nordsee in jüngerer Zeit kurz vor einer Katastrophe:

- Nur ein Zufall rettete 2011 die große norwegische Öl-Plattform Gullfaks C vor einer Gasexplosion (Blow-out). Der Untersuchungsbericht der norwegischen Behörden kam zu dem Schluss, dass es letztlich glückliche Umstände waren, die eine Katastrophe verhinderten.<sup>24</sup>
- Auch auf der Plattform Gannet Alpha traten 2011 mindestens 216 Öl Tonnen aus, kurz darauf kam es dort zu weiteren, wenn auch kleineren Lecks.<sup>25</sup>
- Auf der Plattform Elgin-Franklin geriet 2012 ein Gasleck für mehrere Monate außer Kontrolle. Dabei entwichen zeitweise 100.000 Kubikmeter Gas pro Tag in die Atmosphäre.<sup>26</sup>
- Im Januar 2014 traten an der ohnehin störanfälligen Plattform Statfjord C 30 Tonnen Öl aus. Und das sind nur die Vorfälle, die bekannt geworden sind.

Das erwähnte Elgin-Franklin-Feld (Total), das 9% des britischen Gases fördert, konnte 2013 erst nach einem Jahr Stillstand den Betrieb wieder aufnehmen. Dieser Fall ist auch deswegen von Bedeutung, weil korrodierende Bohrflüssigkeiten (darunter Calciumbromid) die

---

<sup>22</sup> Hinzu kommen Tankerunfälle, die noch weitaus größere Ölmengen freisetzen, aber nicht das Hauptthema dieses Berichts sind (vgl. Anhang zum Thema Tankerunglücke): So verunglückten die Prestige 2002 vor Spanien, die Amoco Cadiz 1978 vor der Bretagne, die Torrey Canyon 1967 vor den Scilly Isles, die Urquiola 1976 vor Spanien, die Jakob Maersk 1975 vor Portugal oder Braer 1993 vor den Shetland Islands, die Aegean Sea 1992 vor Spanien, die Sea Empress 1996 vor Großbritannien (Milford Haven). Vgl. hierzu S.Bukold: License to Spill - Ölverschmutzungen in der Nordsee - Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, EnergyComment April 2014.

<sup>23</sup> [http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck\\_in\\_der\\_Nordsee](http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck_in_der_Nordsee)

<http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/17/043/1704342.pdf>.

<sup>24</sup> <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052748703989004575652714091006550>;

<http://www.ptil.no/publikasjoner/Safety%20status%20&%20signals%202013/HTML/files/assets/common/downloads/Safety%20status%20&%20signals%202013.pdf>; Petroleum Safety Authority Norway: Trends in Risk Level in the Petroleum Activity - Summary Report, Oslo 2012.

<sup>25</sup> <http://www.theguardian.com/environment/blog/2011/aug/16/shell-north-sea-oil-spill-live>.

<sup>26</sup> <http://www.theguardian.com/business/2013/mar/11/elgin-north-sea-gas-platform-reopens>.

Hauptursache waren. Sie werden weltweit in sehr tiefen und heißen Tiefseebohrungen eingesetzt, sodass neue Zwischenfälle möglich wären.<sup>27</sup>

Insbesondere der Öl- und Gaskonzern Shell fiel über die Jahre mit einer endlosen Liste von Sicherheitsverstößen und Störfällen in der Nordsee auf. Der Konzern hat zusammen mit BP eine der schlechtesten, wenn nicht sogar die schlechteste Sicherheitsbilanz aller Ölfirmen in der britischen Nordsee.<sup>28</sup> Die britische Aufsichtsbehörde HSE ordnete 2011 sogar eine Totalüberprüfung der Shell-Plattform Brent Charlie an, als sich die Störfälle häuften und sich auch nach Verwarnungen keine Verbesserung abzeichnete. Im selben Jahr traten an einem Leck nahe der Shell-Plattform Gannet Alpha 216 Tonnen Öl aus - der größte Ölunfall in britischen Gewässern seit Jahren.

In Norwegen steht jüngst vor allem der Öl- und Gaskonzern BP verstärkt in der Kritik, nachdem am Ula-Feld im September 2012 ca. 17 Tonnen Öl ungehindert in die Nordsee geflossen sind. Nur glückliche Umstände verhinderten eine noch weitaus größere Ölkatastrophe, so die norwegische Petroleum Safety Authority. Die Behörde stellte zahlreiche Verstöße gegen Sicherheitsvorschriften fest und kritisierte in ungewöhnlich scharfen Worten das BP Management und dessen Fähigkeit und Bereitschaft, Ölplattformen angemessen instand zu halten. Einige Monate zuvor (Juli 2011) hatte es auf der Plattform am Valhall-Feld ein Feuer gegeben, das die Anlage zwei Monate lahm legte. Schon damals war BP verwarnt worden.<sup>29</sup>

Auf die wachsende Kritik und die Forderung nach mehr Transparenz reagierte das britische Energieministerium mit einer recht detaillierten Übersicht der Ölverschmutzungen in der britischen Nordsee, die laufend aktualisiert wird.<sup>30</sup> Problematisch ist lediglich, dass in vielen Fällen erst nach Jahren das Volumen der Ölverschmutzung feststeht bzw. veröffentlicht wird.

Für Norwegen liegen keine ausführlichen und aktuellen Daten wie für Großbritannien vor. Aber auch hier kommt es regelmäßig zu Störfällen und Ölverschmutzungen. Die Berichterstattung konzentriert sich in Norwegen eher auf die Risikobewertung einzelner Vorfälle. Die Petroleum Safety Authority<sup>31</sup> kommt zu dem Ergebnis, dass naturgemäß einzelne Großunfälle herausstechen (Snorre A Blowout 2004, Gullfaks C Störfall 2010). Insgesamt stellt sie fest, dass es in den vergangenen Jahren nicht gelungen sei, die Risiken der Offshore-Ölförderung zu verringern. In den letzten Jahren war demnach sogar ein leichter Anstieg des Risikolevels zu beobachten.

## a) Zahl der Ölunfälle auf Offshore-Anlagen

Die Zahl der Offshore-Unfälle, bei denen mehr als 1 Tonne Öl in die Nordsee austrat, ist in den vergangenen Jahren laut OSPAR-Kommission deutlich gefallen. Während sich Ende der 1990er noch um die 30 Unfälle pro Jahr ereigneten, fiel die Zahl nach 2010 auf nur noch knapp über 10 Vorfälle.

<sup>27</sup> <http://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-23978609>.

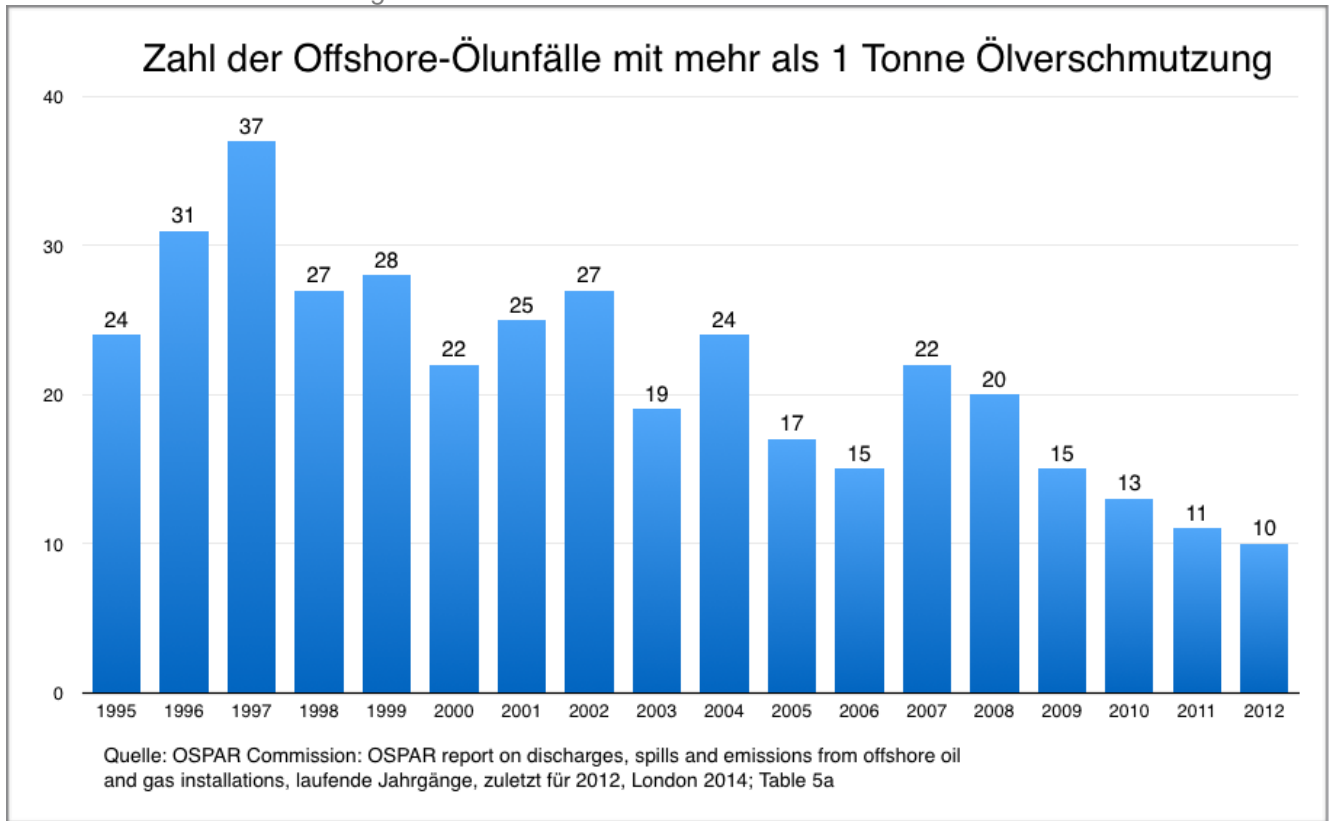
<sup>28</sup> [http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data\\_maps/field\\_data/oil\\_spills/oil\\_spills.aspx](http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data_maps/field_data/oil_spills/oil_spills.aspx).

<sup>29</sup> The Guardian 29. April 2013.

<sup>30</sup> [http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data\\_maps/field\\_data/oil\\_spills/oil\\_spills.aspx](http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data_maps/field_data/oil_spills/oil_spills.aspx).

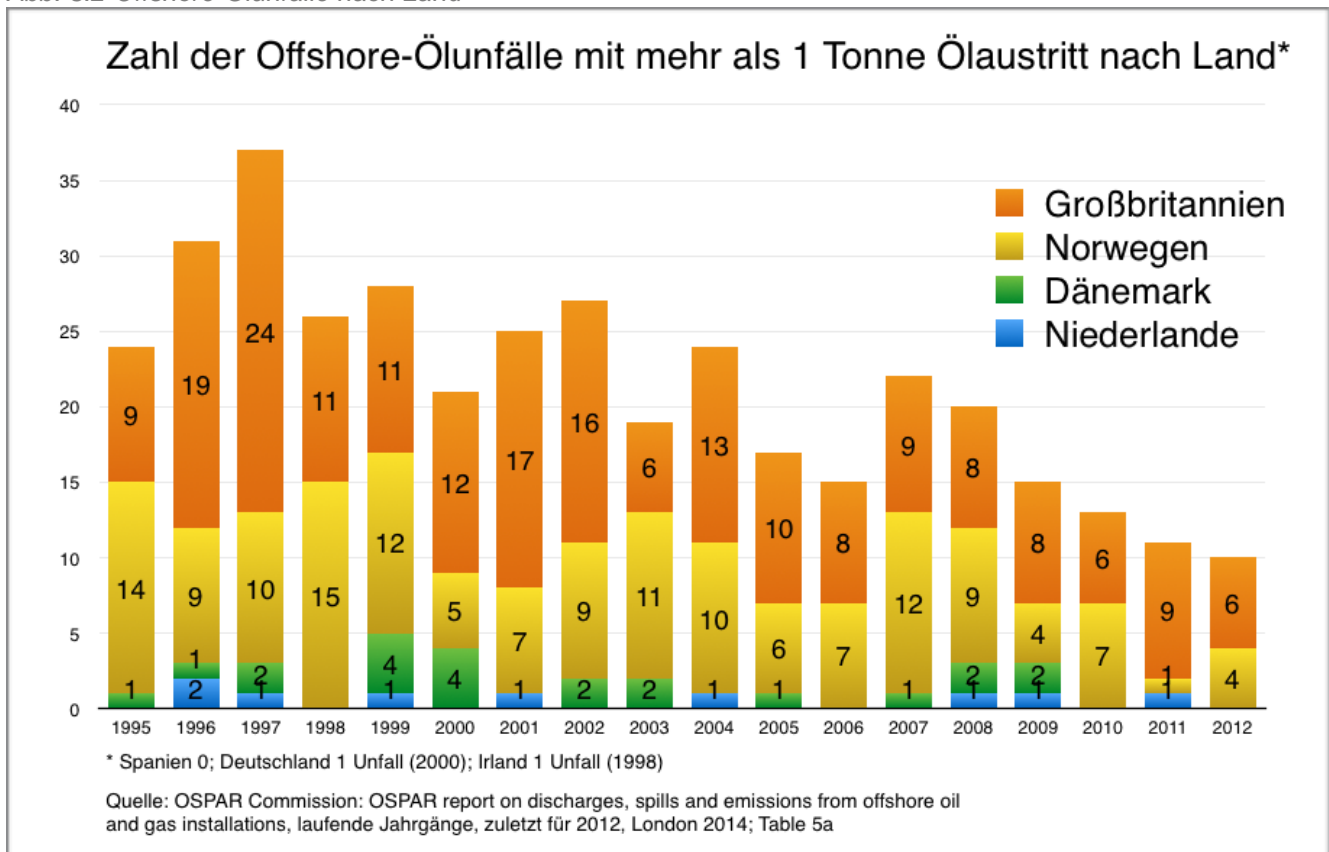
<sup>31</sup> Petroleum Safety Authority Norway: Trends in Risk Level in the Petroleum Activity - Summary Report 2012.

Abb. 3.1 Offshore-Ölunfälle insgesamt



Die meisten Unfälle fanden erwartungsgemäß dort statt, wo die größten Aktivitäten stattfanden, also in norwegischen und britischen Gewässern. In jüngster Zeit verzeichnete Großbritannien die meisten negativen Vorfälle.

Abb. 3.2 Offshore-Ölunfälle nach Land



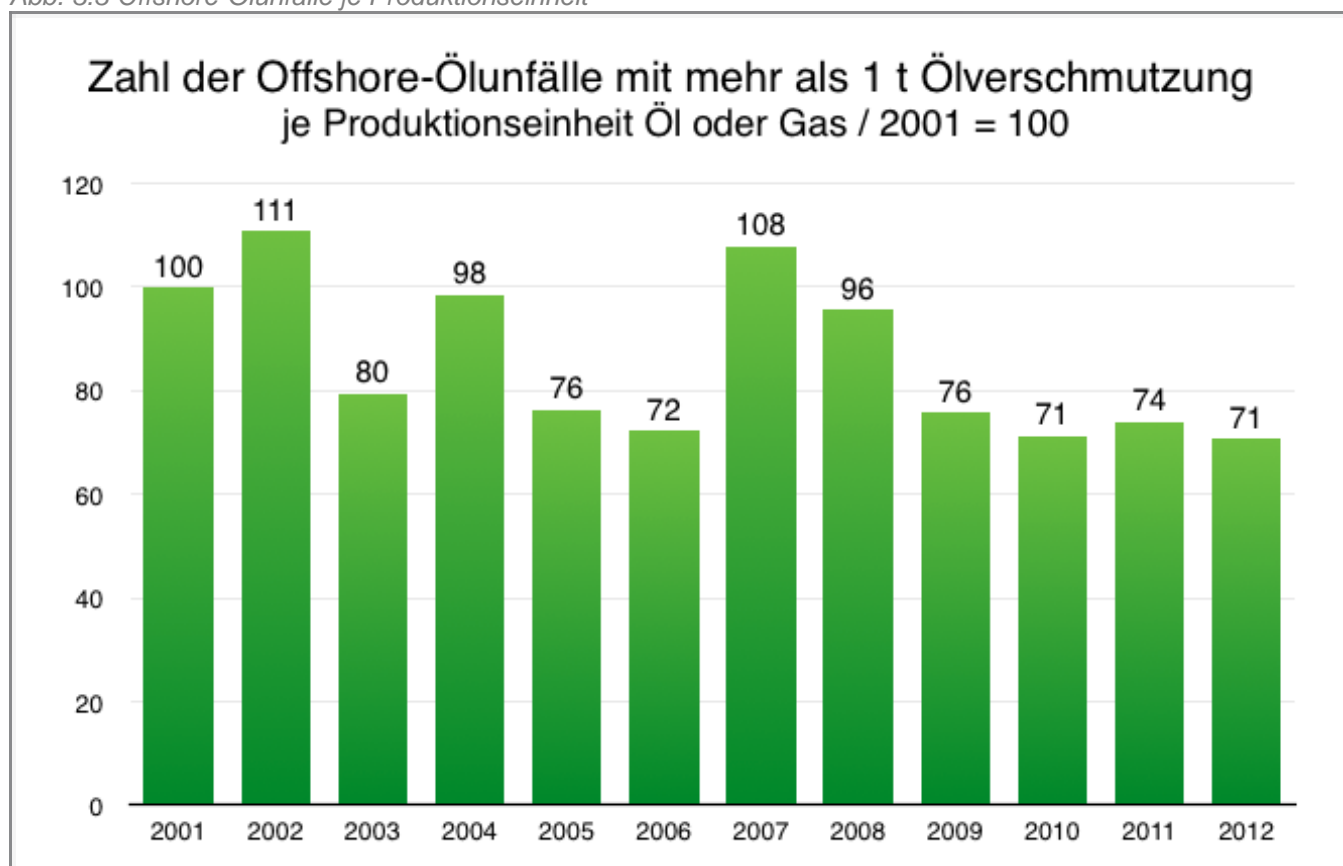
Der generell positive Trend bei der Zahl der Ölunfälle wird stark relativiert, wenn man die rückläufigen Fördermengen seit dem Jahr 2001 berücksichtigt. Erfasst man die Zahl der Unfälle pro Produktionseinheit Öl oder Gas seit diesem Jahr, wird aus dem klaren Abwärtstrend eher eine Stagnation.

Hierzu wurden die Offshore Öl- und Gasfördermengen in Öläquivalenten herangezogen, wie sie von der OSPAR-Kommission erfasst werden.<sup>32</sup>

Produktionsgewichtet heißt also: Bei konstantem Risikolevel sollte die Zahl der Unfälle um 50% sinken, wenn die Produktionsmenge um 50% fällt. Im Schaubild wurde als Ausgangsjahr 2001=100 gewählt. In den Folgejahren bedeutet der Wert 100 also, dass je produzierter Tonne Öl oder Gas genauso viele Unfälle geschehen wie 2001. Wert 50 bedeutet demnach eine Halbierung der produktionsgewichteten Unfallträchtigkeit.

Mit anderen Worten: Die Produktion ist - gemessen an der Zahl der Ölunfälle - nicht sicherer geworden, wenn man die gesunkenen Produktionsmengen berücksichtigt.

Abb. 3.3 Offshore-Ölunfälle je Produktionseinheit

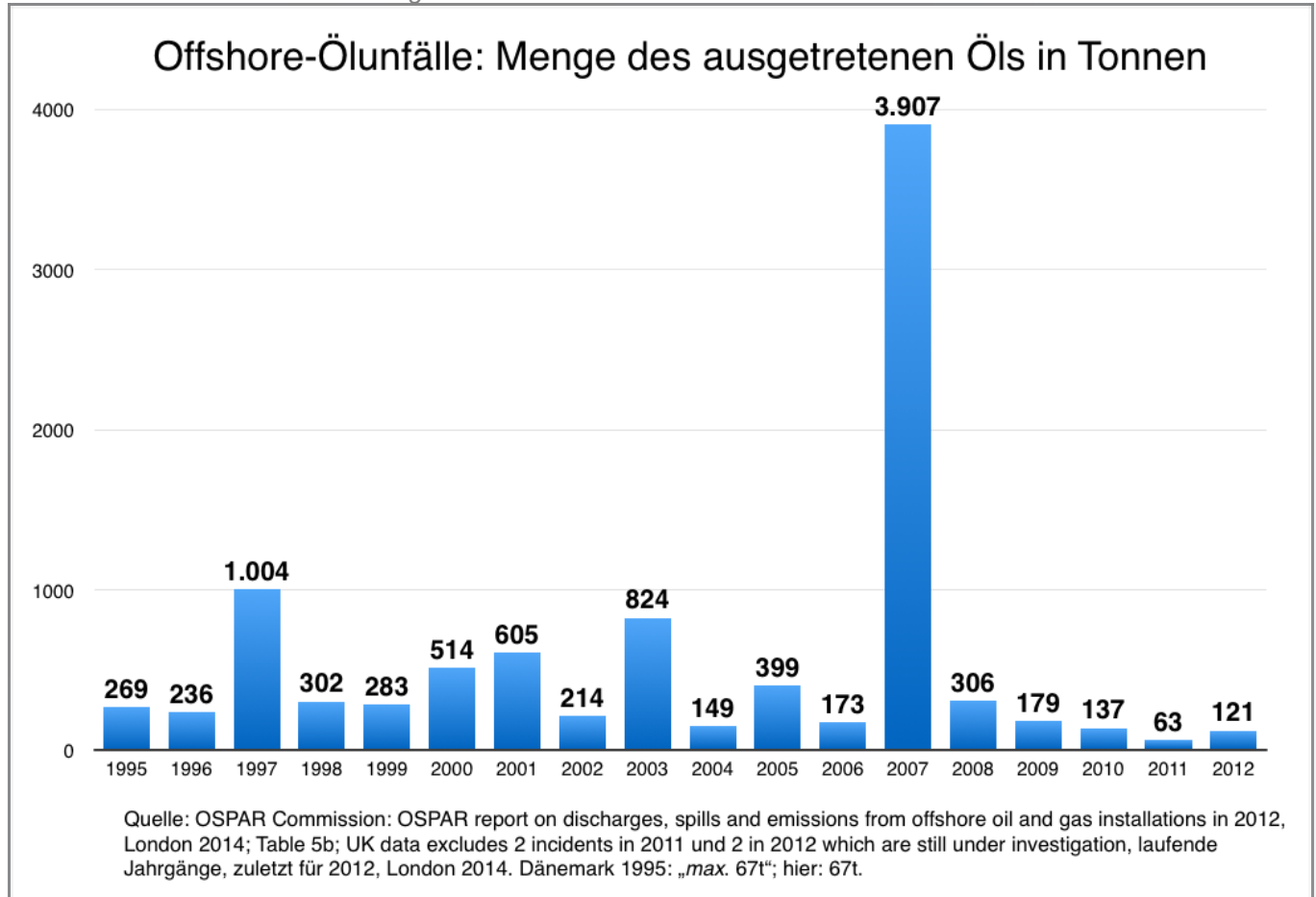


<sup>32</sup> OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2012, London 2014; Table 9 (Ifd. Jahrgänge).

## b) Ölunfälle: Umfang der Ölverschmutzung

Die Ölmengen, die bei Ölunfällen austreten, schwanken von Jahr zu Jahr. Während 2011 „nur“ 63 Tonnen die Nordsee verschmutzten, waren es im Jahr 2007 aufgrund eines schweren Zwischenfalls am norwegischen Ölfeld Statfjord<sup>33</sup> 3.907 Tonnen. Dennoch ist der Trend in den vergangenen Jahren günstig verlaufen.

Abb. 3.4 Offshore-Ölunfälle: Ölmengen

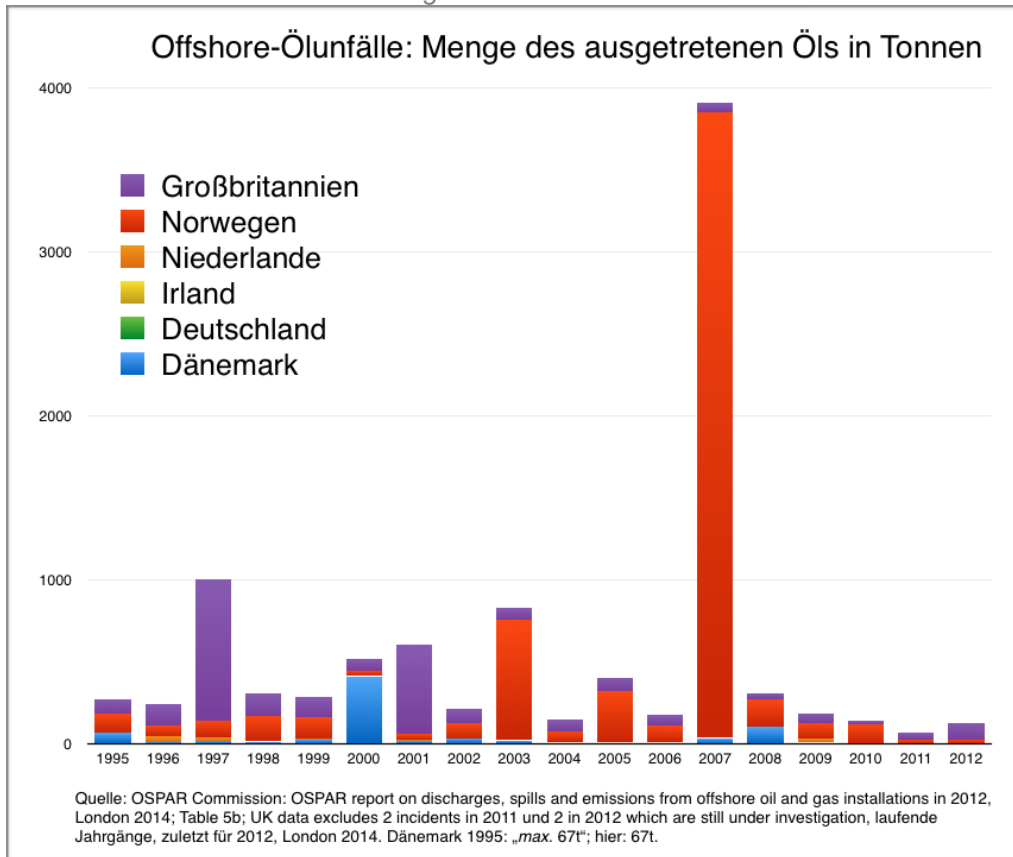


Anmerkung: Im Jahr 2011 traten bei einem Unfall auf der Ölplattform Gannet Alpha mindestens 216 Tonnen Öl aus. Die Bearbeitung dieses Vorfalls ist rechtlich noch nicht abgeschlossen. Er taucht daher in den OSPAR-Statistiken noch nicht auf. Die Werte für 2011 liegen also deutlich höher.

Die größten Mengen traten in den 90er Jahren in britischen Gewässern aus, seither bei norwegischen Offshore-Anlagen, mit Ausnahme der Jahre 2011 und 2012. Weder Deutschland, Irland oder die Niederlande verzeichnen bislang große Ölunfälle dieser Art. Dänemark, das in den Medien kaum als Ölproduzent wahrgenommen wird, verzeichnete 1995, 2000 und 2008 größere Ölverschmutzungen durch Offshore-Anlagen.

<sup>33</sup> Das Öl lief aus, als bei schwerem Seegang ein Tanker beladen wurde  
<http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/7140645.stm>.

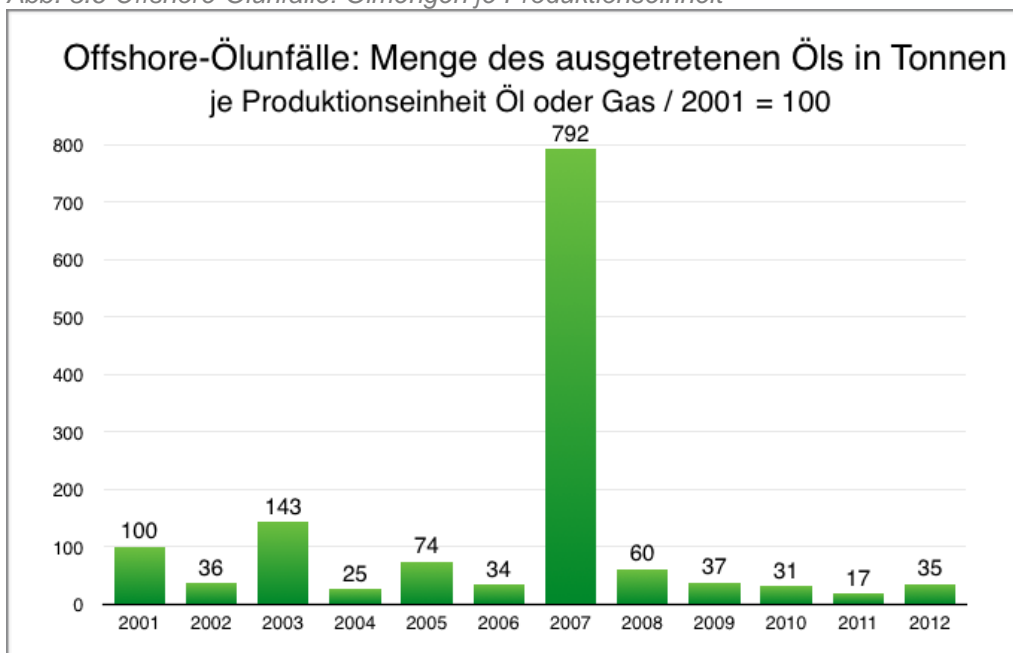
Abb. 3.5 Offshore-Ölunfälle: Ölmengen nach Land



Anmerkung: Im Jahr 2011 traten bei einem Unfall auf der Ölplattform Gannet Alpha mindestens 216 Tonnen Öl aus. Die Bearbeitung dieses Vorfalles ist rechtlich noch nicht abgeschlossen. Er taucht daher in den OSPAR-Statistiken noch nicht auf. Die Werte für 2011 liegen also deutlich höher.

Gewichtet man die ausgelaufenen Ölmengen nach der Produktionsmenge (2001 = 100), dann bleibt der Trend leicht positiv, ist aber weniger eindeutig. In den Jahren 2009, 2010 oder 2012 liefen pro Produktionseinheit in etwa dieselben Mengen aus wie 2002, 2004 oder 2006.

Abb. 3.6 Offshore-Ölunfälle: Ölmengen je Produktionseinheit



Anmerkung: Im Jahr 2011 traten bei einem Unfall auf der Ölplattform Gannet Alpha mindestens 216 Tonnen Öl aus. Die Bearbeitung dieses Vorfalles ist rechtlich noch nicht abgeschlossen. Er taucht daher in den OSPAR-Statistiken noch nicht auf. Die Werte für 2011 liegen also deutlich höher.



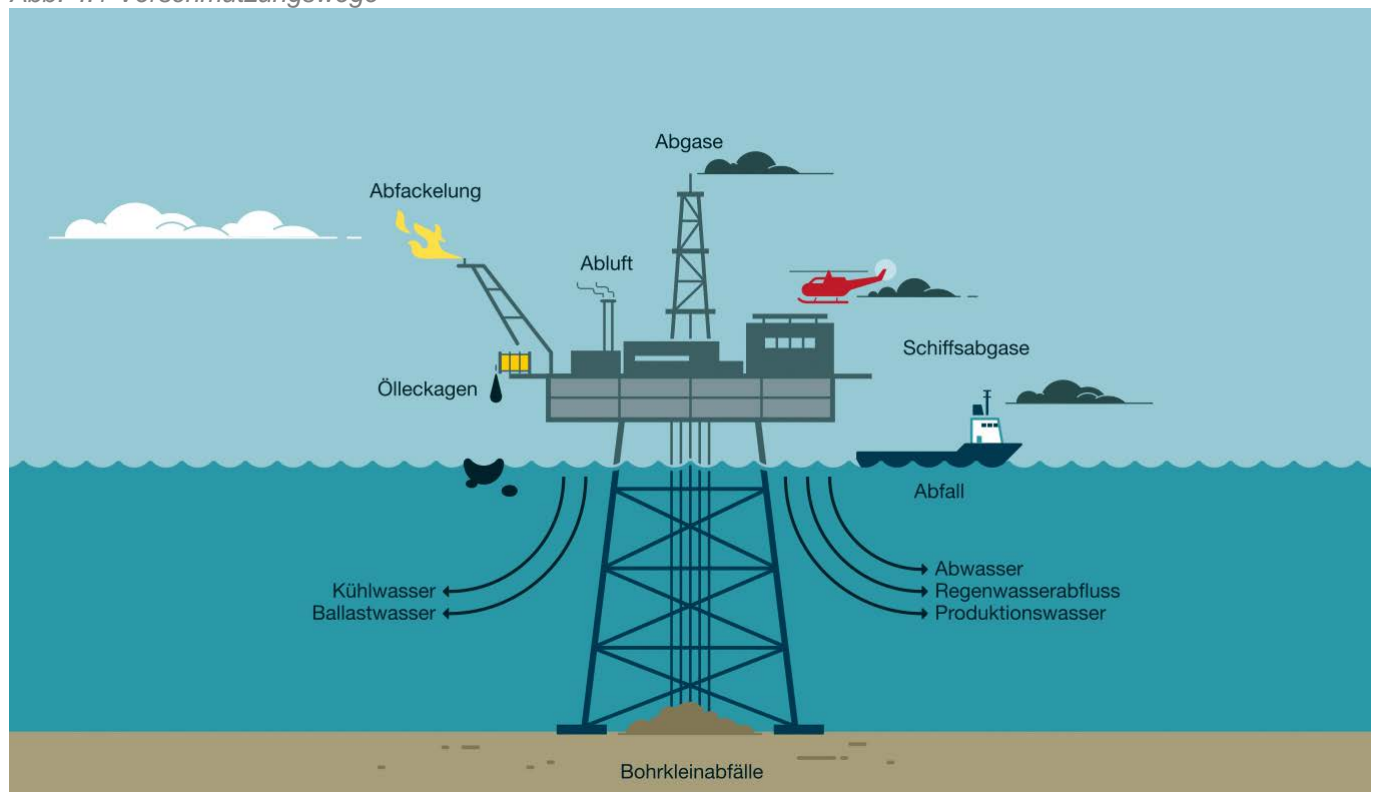
## 4. Die vergessene Größe: Erlaubte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen

Schon der normale Betrieb der Offshore-Plattformen führt zur Umweltbelastung durch Öl, Chemikalien, Schwermetalle und natürlich vorkommende radioaktive Substanzen, die über das Produktionswasser (Lagerstättenwasser) und Bohrklein/Bohrschlamm aus dem tiefen Gestein an die Oberfläche befördert und anschließend im Meer entsorgt werden.

Auch muss immer wieder Meerwasser in die Öltanks der Anlagen gepumpt und wieder entfernt werden, um bei Verladevorgängen die Stabilität zu gewährleisten (Ballastwasser / Displacement Water).

Es gibt also eine ganze Reihe von Verschmutzungswegen, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.

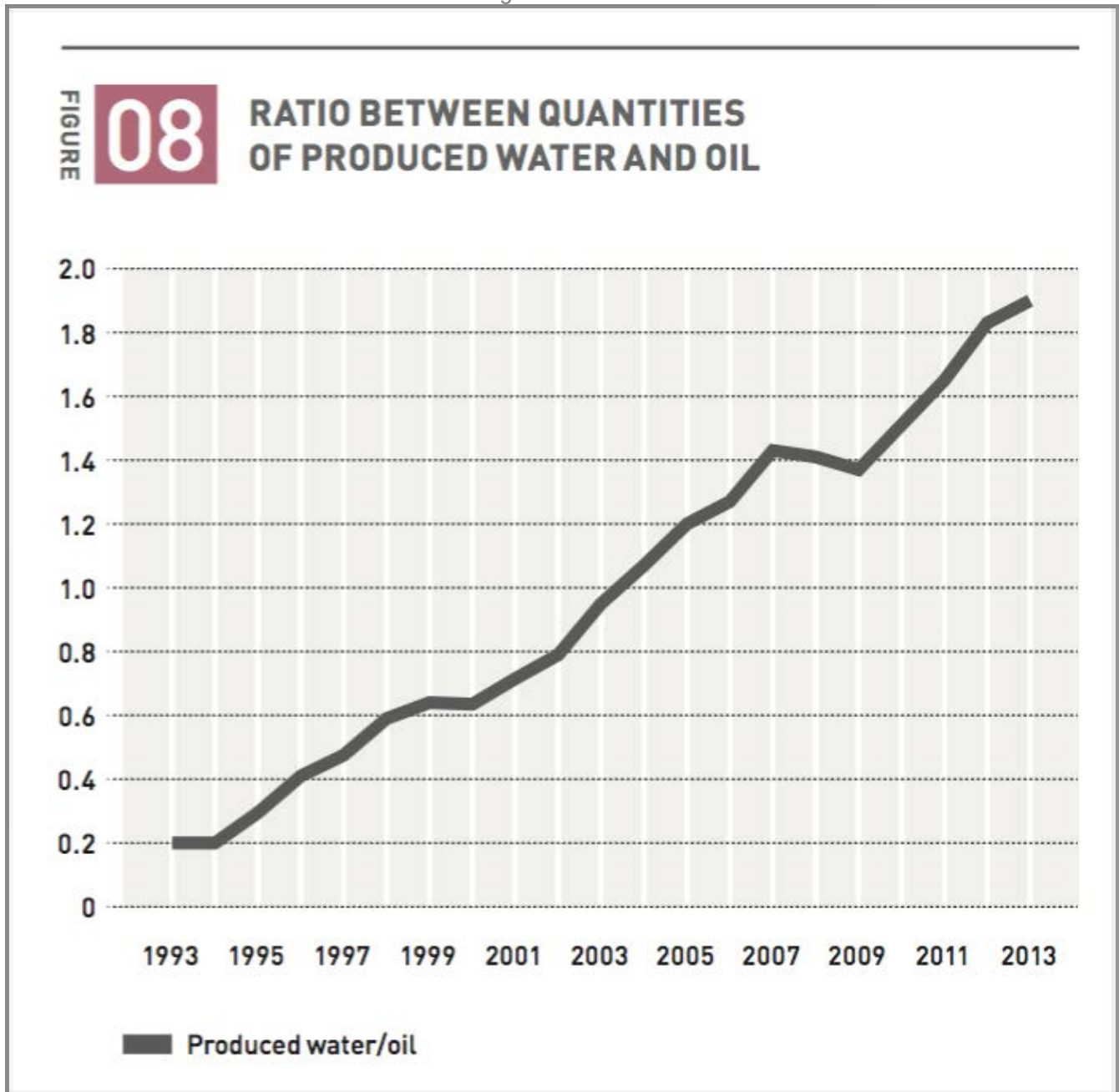
Abb. 4.1 Verschmutzungswege



Quelle: Nach OSPAR

Gerade aus älteren Feldern ist die geförderte Wassermenge oftmals größer als die Ölmenge, wie die nächste Abbildung zeigt. In den norwegischen Feldern war die Ölmenge 1993 noch 5 Mal größer als die Wassermenge. Zwanzig Jahre später sprudelte fast doppelt so viel Wasser wie Öl aus den Bohrlöchern. Generell gilt, dass in Gasfeldern erst in den späten Förderphasen der Wasseranteil ansteigt. Bei Ölfeldern ist das schon früher der Fall.

Abb. 4.2 Wasser- und Ölanteile bei der Ölförderung



Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2014, Oslo 2014

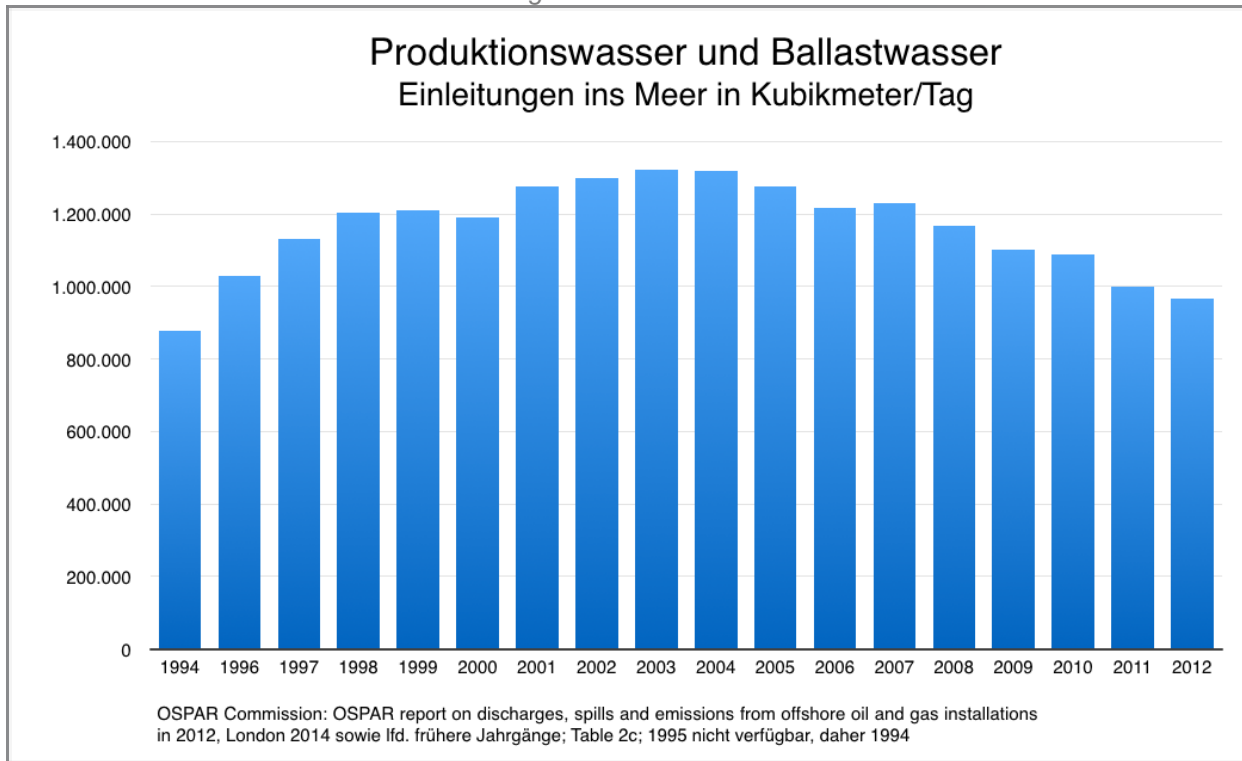
### a) Wassermengen

Die gesamten Wassermengen, die ins Meer entsorgt werden, sind enorm. Sie liegen bei ca. 1 Mio. Kubikmeter pro Tag, wie die folgende Abbildung zeigt. Dieses Problem ist nicht auf die Nordsee beschränkt. Weltweit werden täglich 7 Mio. Kubikmeter Produktionswasser in die Weltmeere entsorgt.<sup>34</sup>

Seit 2003 gehen die Mengen leicht zurück, was auf verbesserte Produktionsmethoden, ein Zurückpressen in die Lagerstätten und auf die insgesamt zurückgehenden Fördermengen in der Nordsee zurückzuführen ist.

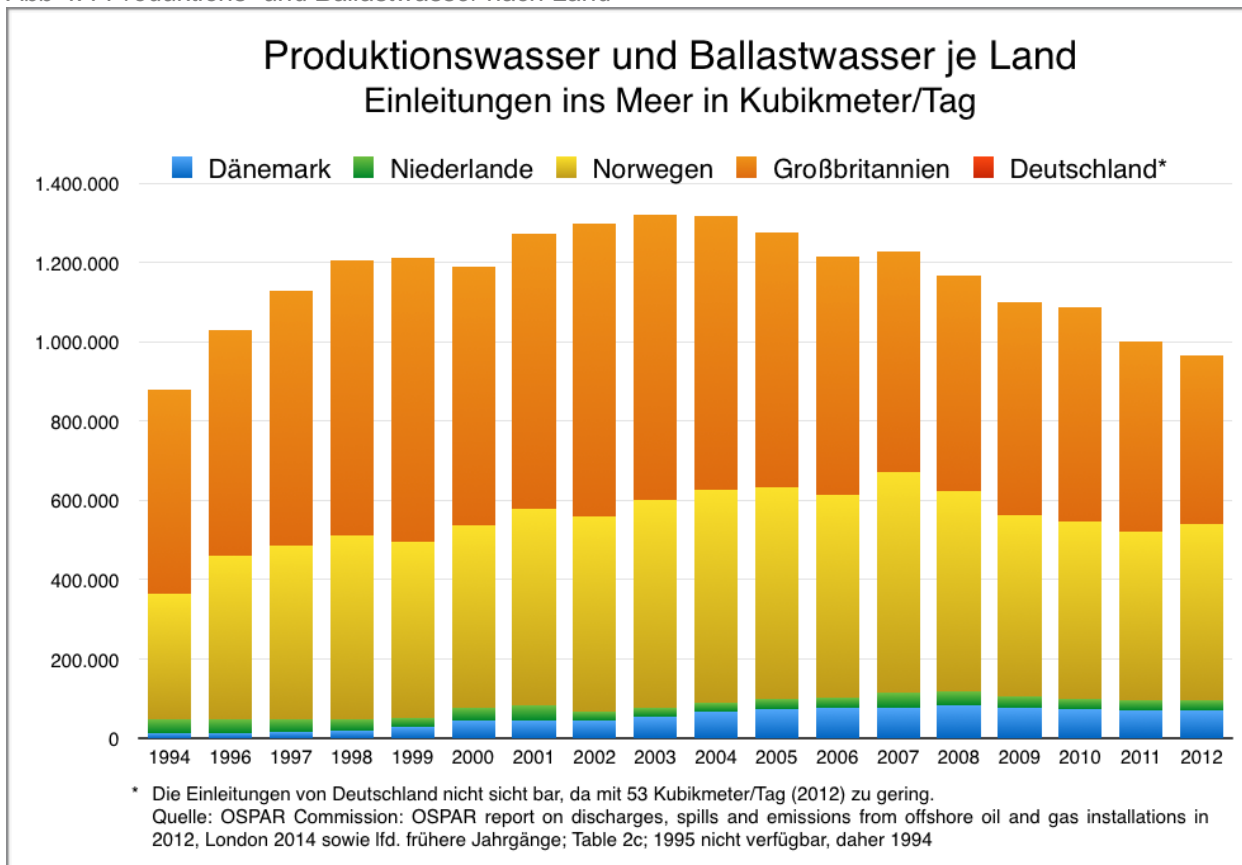
<sup>34</sup> OGP: Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment, Report No. 364, Februar 2005.

Abb. 4.3 Produktions- und Ballastwasser insgesamt



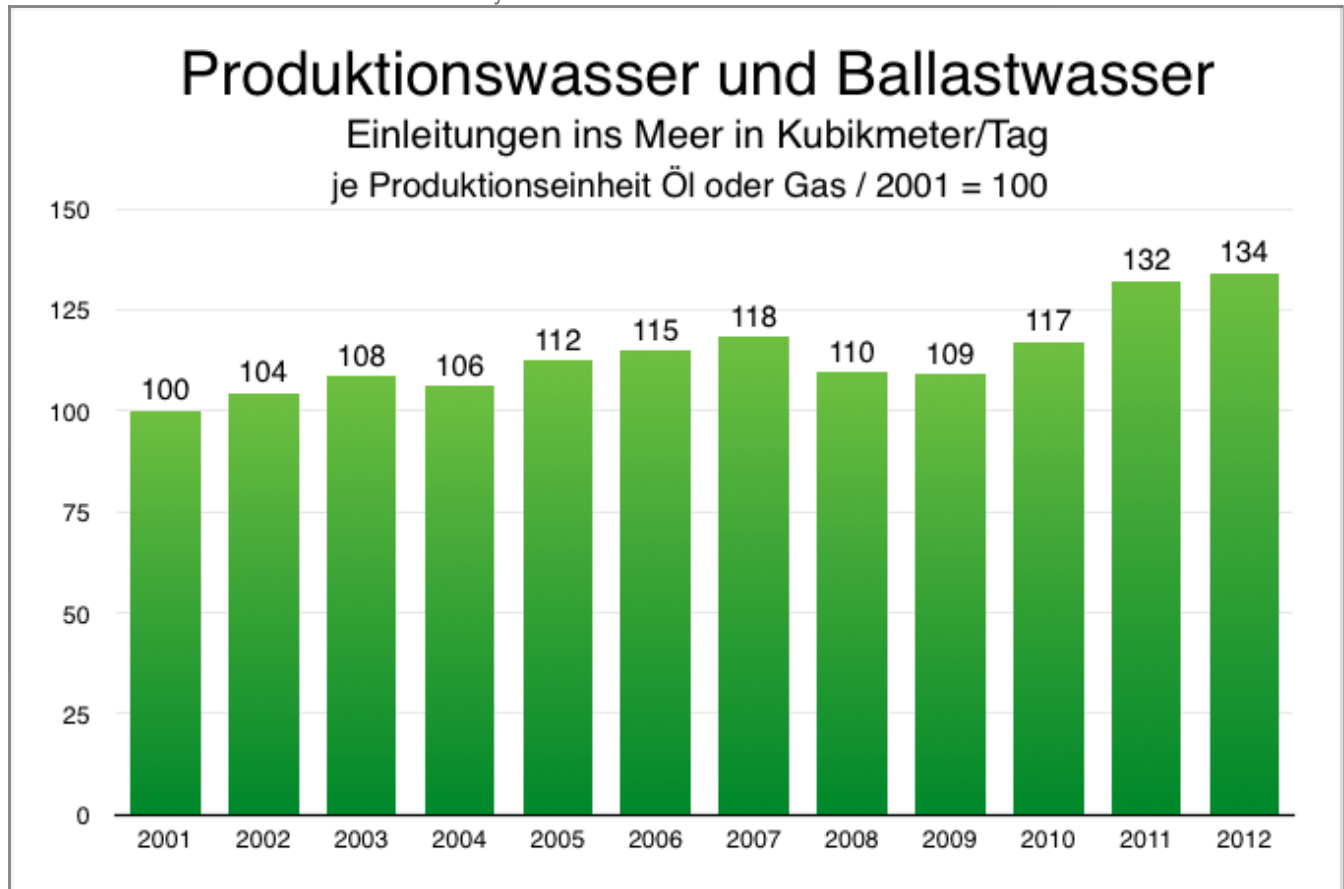
Erwartungsgemäß führen die beiden wichtigsten Öl- und Gasproduzenten der Nordsee, Großbritannien und Norwegen, die Liste an. Im britischen Sektor konnten die Mengen in den vergangenen Jahren reduziert werden, nicht zuletzt wegen der insgesamt geringeren Aktivitäten, so dass mittlerweile Norwegen auf Platz 1 der umgeschlagenen Wassermengen steht.

Abb 4.4 Produktions- und Ballastwasser nach Land



Berücksichtigt man die mittlerweile stark geschrumpfte Öl- und Gasproduktion in der Nordsee, zeigt sich ein negativer Trend: Für jede Tonne Öl oder Gas muss immer mehr verschmutztes Wasser in die Nordsee geleitet werden.

Abb. 4.5 Produktions- und Ballastwasser je Produktionseinheit



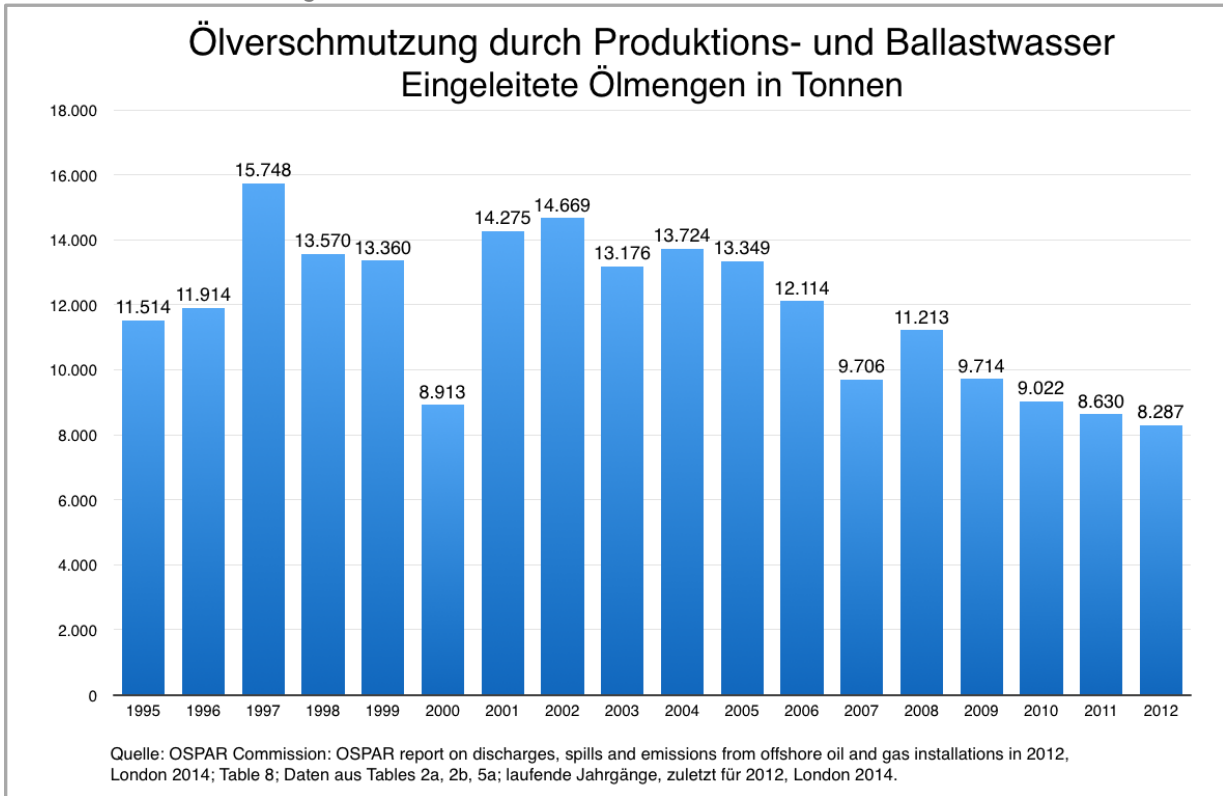
## b) Ölmengen

Dieser enorme Wasserumsatz bleibt nicht ohne Folgen für die Ölverschmutzung der Nordsee. Die Ölverschmutzungen im regulären Betrieb erreichen ein Vielfaches der Ölmengen, die ungeplant durch Ölunfälle in die Nordsee gelangen. In der Summe entsprechen sie einem mittleren Tankerunglück pro Jahr.

In den 1990er Jahren lagen diese eingeleiteten Ölmengen (Dispersed Oil und Dissolved Oil) noch bei 11.000 bis 15.000 Tonnen pro Jahr. Sie sind seither recht kontinuierlich auf etwas über 8.000 Tonnen gesenkt worden. Das lag an neuen Messverfahren, verschärften Vorschriften, verbesserten Abläufen ebenso wie an der insgesamt zurückgehenden Fördermenge.<sup>35</sup>

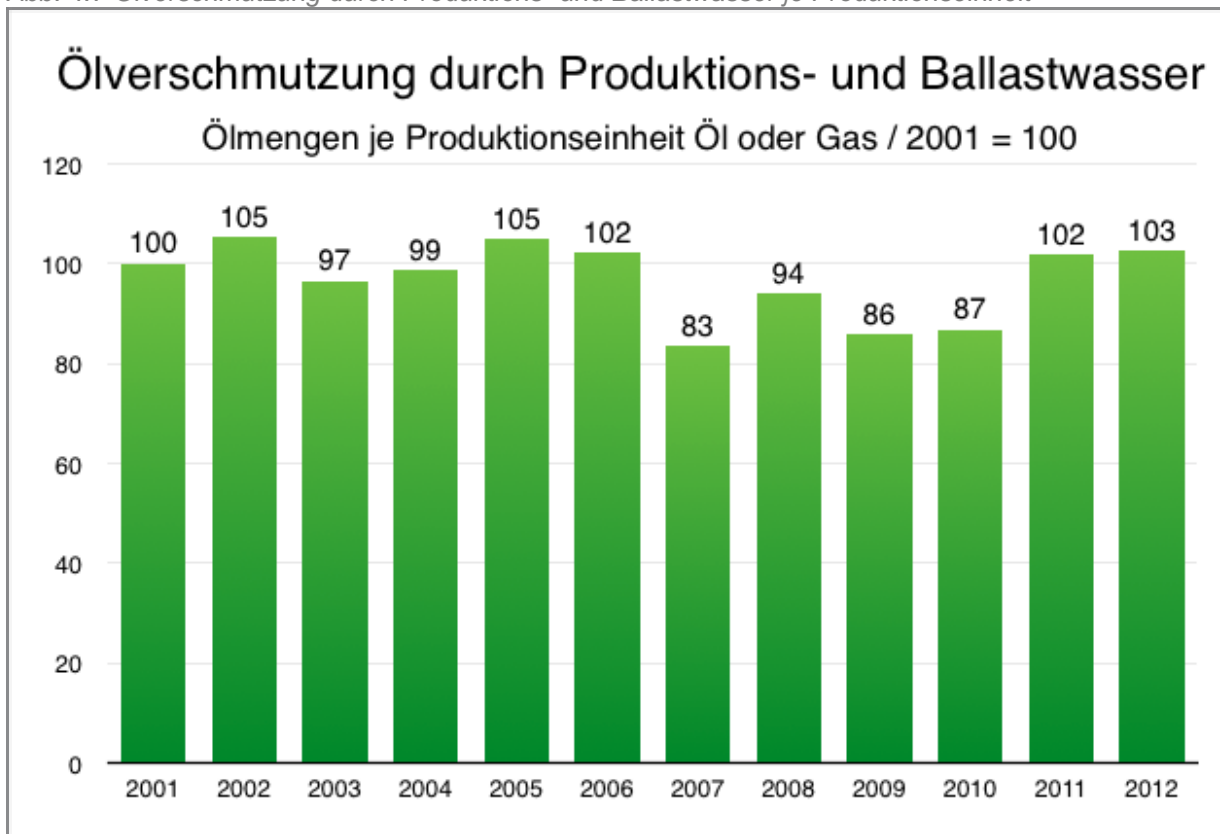
<sup>35</sup> Während die Erfassung von verdünntem Öl in Tröpfchenform (Dispersed Oil, v.a. Aliphatics) relativ kontinuierlich durchgeführt wurde, war die Erfassung von gelöstem Öl (Dissolved Oil, v.a. Aromatics) problematischer. 2001, 2007 und 2011 wurden die Mess- und Erfassungsmethoden geändert: „2001 was the very first year where comprehensive data regarding the discharge of both aromatic and aliphatic compounds was made available, at least for production water. It shows that aromatics represent over a third of the total oil discharged.“ OSPAR Commission: Discharges, waste handling and air emissions from offshore oil and gas installations, in 2000 and 2001, London 2003.

Abb. 4.6 Ölverschmutzung durch Produktions- und Ballastwasser



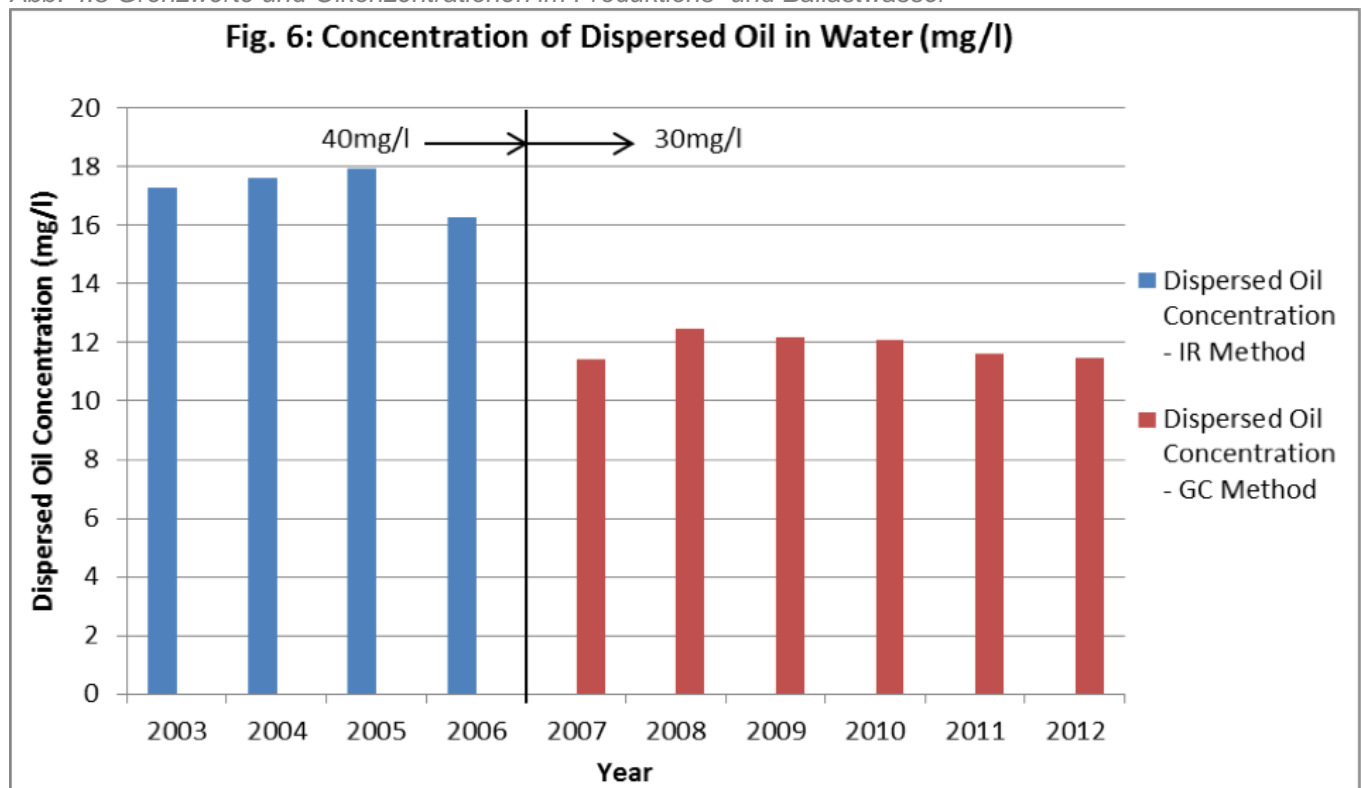
Gewichtet man diese regulären Einleitungen nach der Produktionsmenge von Öl und Gas, ist der Trend jedoch nicht mehr ermutigend: Seit 2007 steigen die regulären Einleitungen je Tonne Öl/Gas wieder an. Seit 2011 wird produktionsgewichtet sogar wieder mehr Öl eingeleitet als 2001.

Abb. 4.7 Ölverschmutzung durch Produktions- und Ballastwasser je Produktionseinheit



Der Ölgehalt von Produktionswasser ist nicht leicht zu erfassen: Jede Methode ergibt ein anderes Ergebnis. Im Jahr 2007 führte OSPAR eine neue Referenzmethode zur Erfassung von Dispersed Oil im Produktionswasser ein.<sup>36</sup> Die Ölkonzentration fiel dadurch um etwa ein Drittel geringer aus als mit der (ungenaueren) früheren Methode.

Abb. 4.8 Grenzwerte und Ölkonzentrationen im Produktions- und Ballastwasser



Quelle: OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014

Ein noch größeres methodisches Problem stellt das sogenannte Dissolved Oil dar. Traditionelle Reinigungsmethoden können nur einen größeren Teil des in Tröpfchenform enthaltenen dispergierten Öls (Dispersed Oil) aus dem Wasser entfernen, nicht jedoch das bis auf die molekulare Ebene gelöste Öl (Dissolved Oil), das v.a. als Beimengung in Gas- und Kondensatfeldern, aber auch in konventionellen Ölfeldern im Produktionswasser enthalten ist.<sup>37</sup>

Bessere Trennverfahren benötigen z.B. Kondensate für den Reinigungsprozess, die aber nicht überall vorhanden sind oder nur zu hohen Kosten herbeigeschafft werden könnten. Für andere Methoden, die höchstens prototypisch eingeführt wurden, fehlt der Platz auf einer Plattform, oder die Nebenwirkungen der Behandlung sind unerwünscht.<sup>38</sup>

<sup>36</sup> OSPAR Commission: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014.

<sup>37</sup> Aliphatics dominieren im Dispersed Oil; Aromatics im Dissolved Oil.

<sup>38</sup> M.Stewart/K.Arnold: Emulsions and Oil Treating Equipment: Selection, Sizing and Troubleshooting, Gulf Professional Publishing 2008.

Doch gerade im Dissolved Oil sind die aggressivsten Bestandteile enthalten. Die PAH (Polycyclic Aromatic Hydrocarbons) und die Phenole gelten ökologisch als besonders schädlich. Über die langfristigen Folgen ist nicht viel bekannt. Gängige Methoden neigen dazu, diese Risiken zu unterschätzen.<sup>39</sup>

OSPAR veröffentlicht seit 2001 getrennte Daten zu Dispersed Oil und Dissolved Oil. Die Methoden galten bis 2006 als eher ungenau. Auch können die traditionellen Prüfverfahren<sup>40</sup> nur unzureichend zwischen Dissolved und Dispersed Oil trennen, so dass ältere Statistiken zwangsläufig ungenau sind. Neuere Monitoring-Techniken (online-inline, Ultraschall) ermöglichen anscheinend differenziertere Messungen. Im Jahr 2007 wurden die Messmethoden geändert. Doch nun wird seit 2011 nicht mehr Dissolved Oil insgesamt, sondern nur noch die Gruppe BTEX<sup>41</sup> veröffentlicht. Die eingeleiteten BTEX-Mengen seien jedoch, so OSPAR, von 4.843 Tonnen (2003) auf 4.235 (2012) leicht zurückgegangen. Eine Regulierung und genaue Erfassung sei nicht nötig, da diese Stoffe (BTEX) im Meerwasser schnell abgebaut würden.<sup>42</sup>

Dem widersprechen jedoch andere Quellen.<sup>43</sup> BTEX stellen nur eine, in der Tat volatile Untergruppe dar. Komplexere PAH-Moleküle und andere gelöste Bestandteile des Produktionswassers sind jedoch stabiler, reichern sich an und führen zu organischen Schäden bei Fischen und anderen Organismen selbst in größerer Entfernung von der Plattform. Darüber hinaus enthält das Produktionswasser eine Vielzahl gelöster Stoffe, deren Langzeitwirkung und Risiken noch unbekannt sind.

Die folgenden Abbildungen zeigt eine typische Verteilung der Stoffe im Produktionswasser von norwegischen Ölplattformen.<sup>44</sup>

---

<sup>39</sup> J.Neff/S.Johnsen u.a.: Oil well produced water discharges to the North Sea. Part II: Comparison of deployed mussels (*Mytilus edulis*) and the DREAM model to predict ecological risk, 2006. Vgl. auch <http://www.offshore-environment.com/discharges.html>.

<sup>40</sup> „Traditionally, oil in water monitoring was a manual operation, with samples taken from the produced water discharge, acidified to a low pH, and then extracted through chemicals with oil content determined by the infrared absorbance of the sample extract and the total methylene (CH<sub>2</sub>) present.“ zit.n. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-73/issue-11/productions-operations/oil-in-water-monitoring-is-a-key-to-production-separation.html> - Erlend Blanchard: Oil in water monitoring is a key to production separation 12.11.2013.

<sup>41</sup> BTEX = Benzene (Benzol), Toluene (Toluol), Ethylbenzene (Ethybenzol), Xylene (Xylol).

<sup>42</sup> Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012, London 2014.

<sup>43</sup> OGP: Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment, Report No. 364 February 2005; D. Meijer: Removal of Dissolved and Dispersed Hydrocarbons from Oil and Gas Produced Water with MPPE Technology to Reduce Toxicity and Allow Water Reuse; APPEA Journal March 2010; Ming Yang: Measurement of Oil in Produced Water; in: K. Lee, J. Neff (eds.), Produced Water, Springer Science + Business Media, 2011 (Chapter 2); K. Lee, J. Neff (eds.), Produced Water, Springer Science + Business Media, 2011 (Summary).

<sup>44</sup> D. Meijer: Removal of Dissolved and Dispersed Hydrocarbons from Oil and Gas Produced Water with MPPE Technology to Reduce Toxicity and Allow Water Reuse; APPEA Journal March 2010.

Abb. 4.9 Kohlenwasserstoffe im Produktionswasser norwegischer Ölplattformen

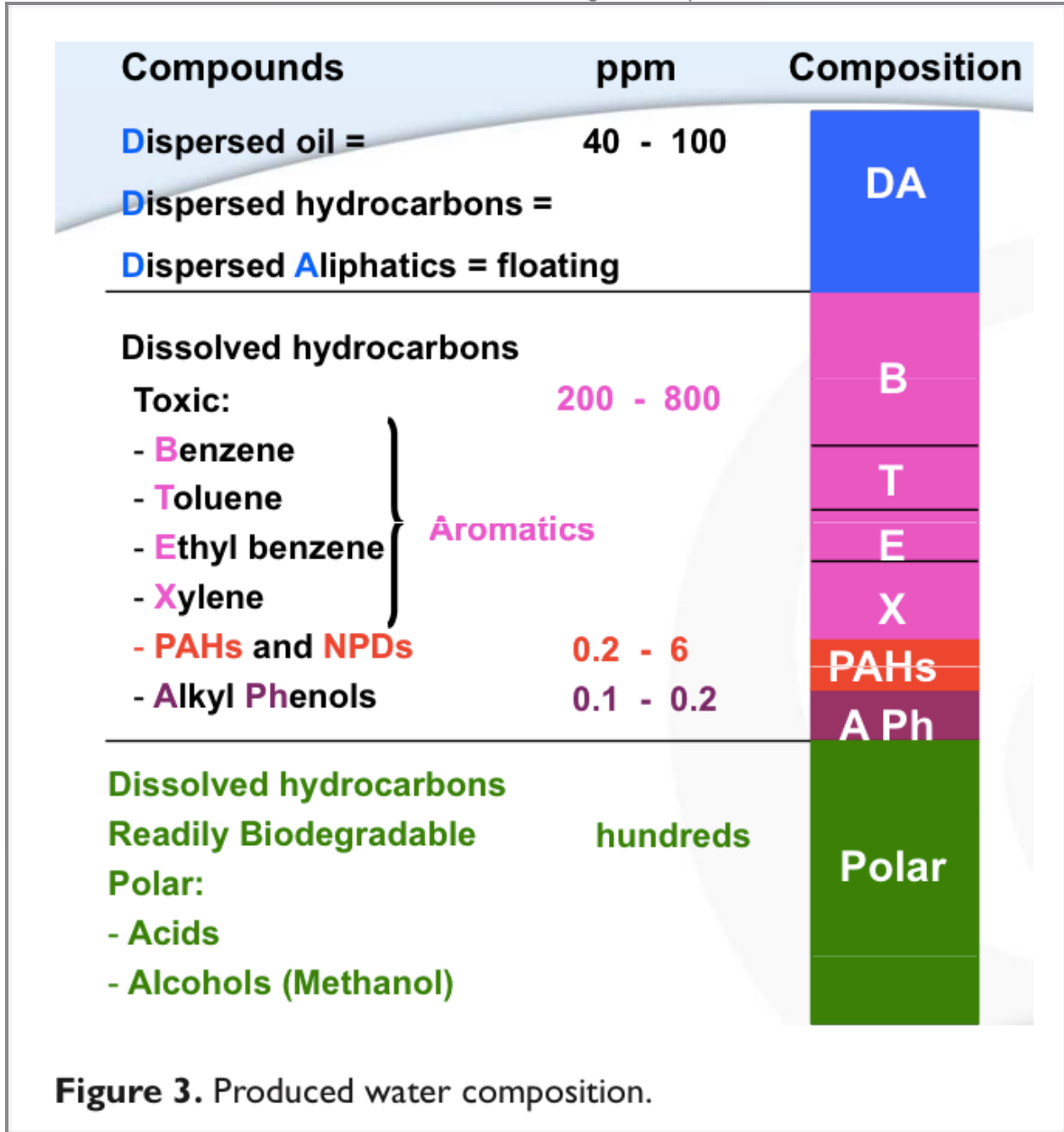


Figure 3. Produced water composition.

D. Meijer: Removal of Dissolved and Dispersed Hydrocarbons from Oil and Gas Produced Water with MPPE Technology to Reduce Toxicity and Allow Water Reuse; APPEA Journal March 2010

Die OSPAR-Kommission räumt selbst ein, dass sie mit der Einführung der neuen Referenzmethode ab 2007 die umstrittenen PAHs und Phenole im Dissolved Oil nicht mehr erfassen kann.<sup>45</sup> Damit ist es auch nicht möglich, einen Trend über die Gesamteinleitung von Öl in die Nordsee durch Offshore-Plattformen festzustellen: Was nicht mehr gemessen wird, existiert nicht mehr und wird auch nicht mehr berichtet.

<sup>45</sup> OSPAR Commission: Overview assessment of the implementation of OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations (as amended by Recommendation 2006/4), 2010, darin: „Changing to the new OSPAR Reference method based on GC-FID principle in 2007 lead to a break in the trend for the discharges of dispersed oil in produced water in the sea compared to the years before. Besides that the new OSPAR Reference method only measures dispersed oil concentrations is not suitable for measuring concentrations of dissolved oil concentrations. Therefore a trend in the discharge of total oil in produced water cannot be presented in future.“



# 5. Gesamte Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen

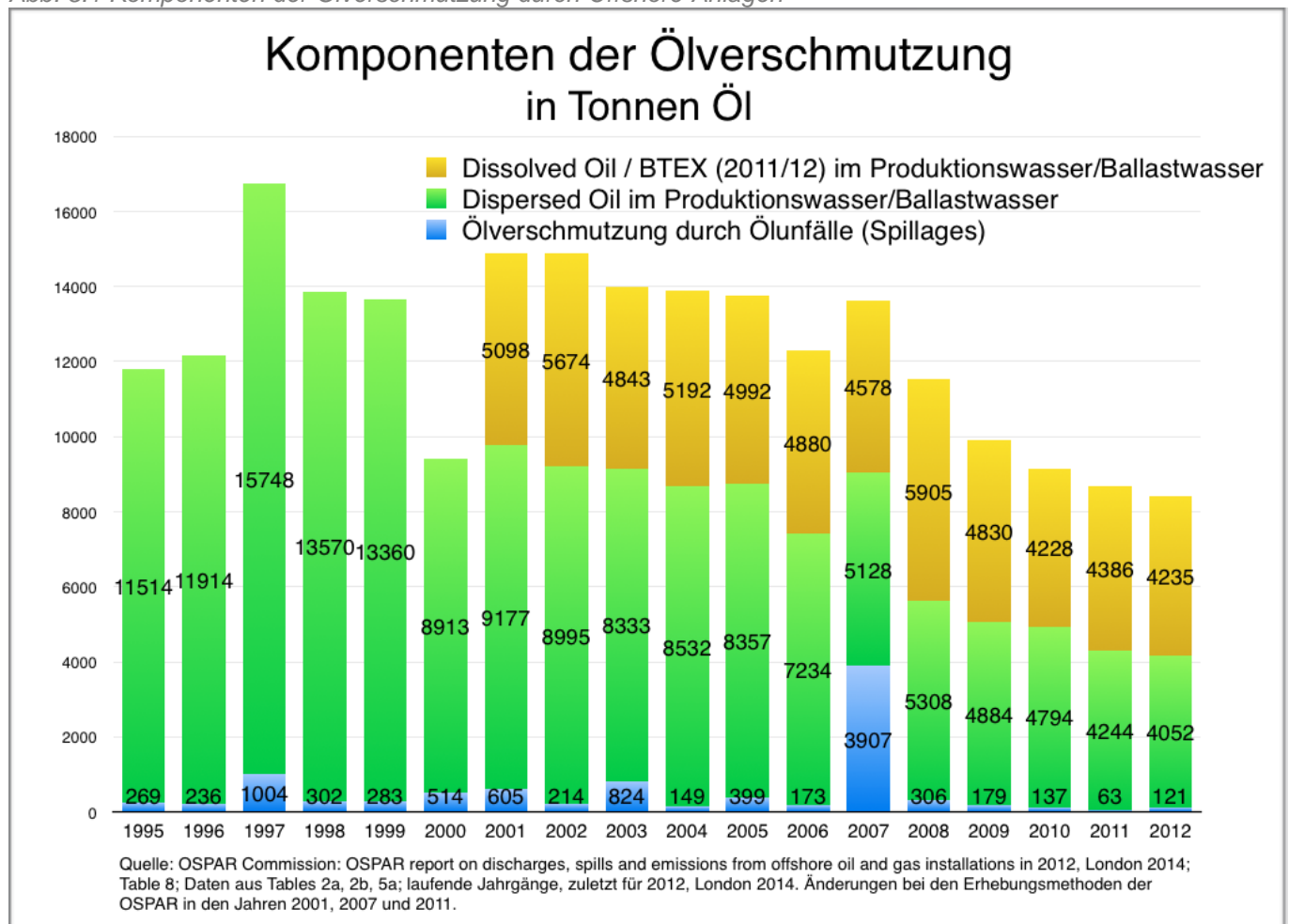
## a) Mengen

Vergleicht man die Ölverschmutzung durch Ölunfälle und die erlaubten Einleitungen wird deutlich, dass Ölunfälle das kleinere Problem darstellen. Lediglich bei großen Unfällen wie im Jahr 2007 wird die Dominanz der „normalen Verschmutzung“ durch den regulären Betrieb relativiert.

Obwohl die Mengen pro Plattform und Tag normalerweise gering sind, summieren sie sich zu einem „Dauerstörfall“. Der Anspruch der Ölindustrie, ihre Abläufe seien sicher, wird zusätzlich durch die hohe Zahl von Selbstanzeigen gegenüber den Aufsichtsbehörden in Frage gestellt. Die Aufsichtsbehörden wiederum müssen sich fragen lassen, ob die genehmigten bzw. nicht beobachteten regelmäßigen Einleitungen in die Nordsee tatsächlich umweltpolitisch akzeptabel sind.

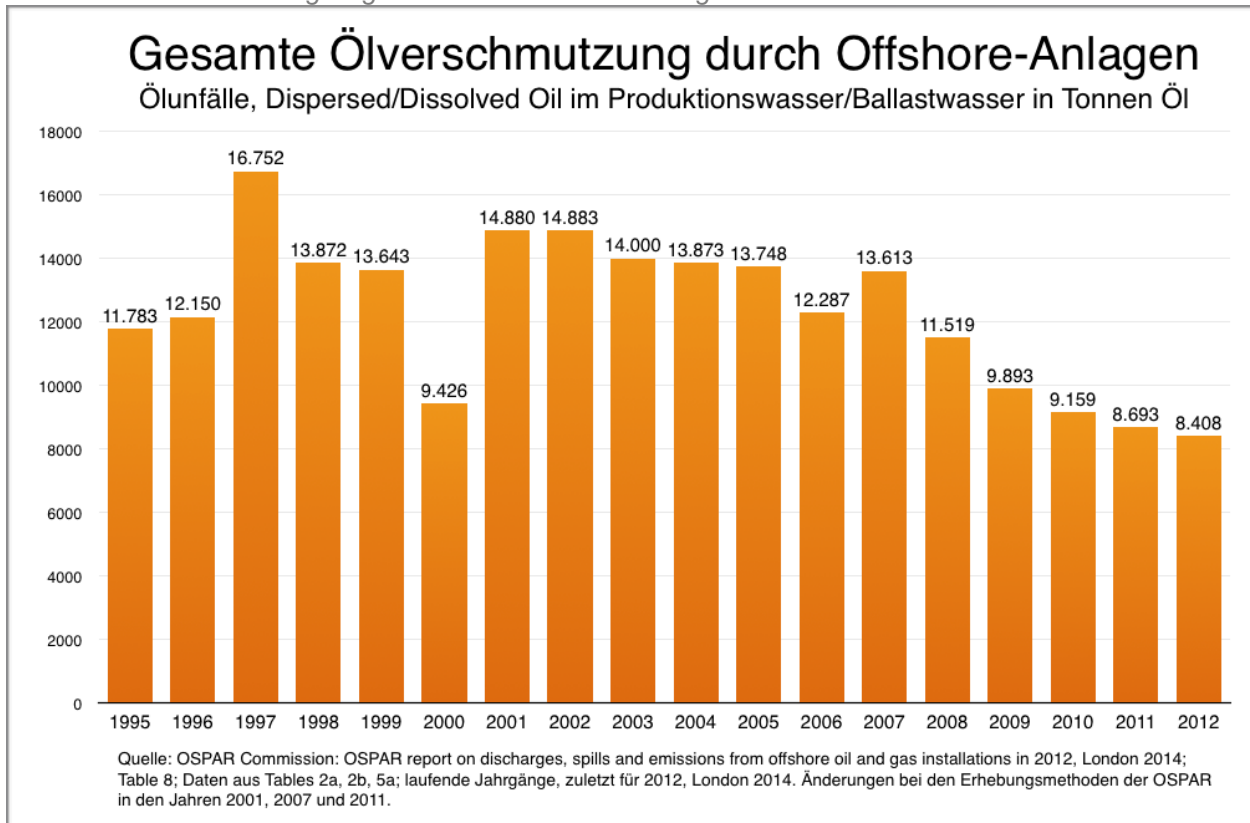
Die folgende Abbildung zeigt den Gesamtverlauf: Ölverschmutzungen durch Ölunfälle sowie Einleitungen von Öl durch Produktionswasser und Ballastwasser (Dispersed Oil und Dissolved Oil).

Abb. 5.1 Komponenten der Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen



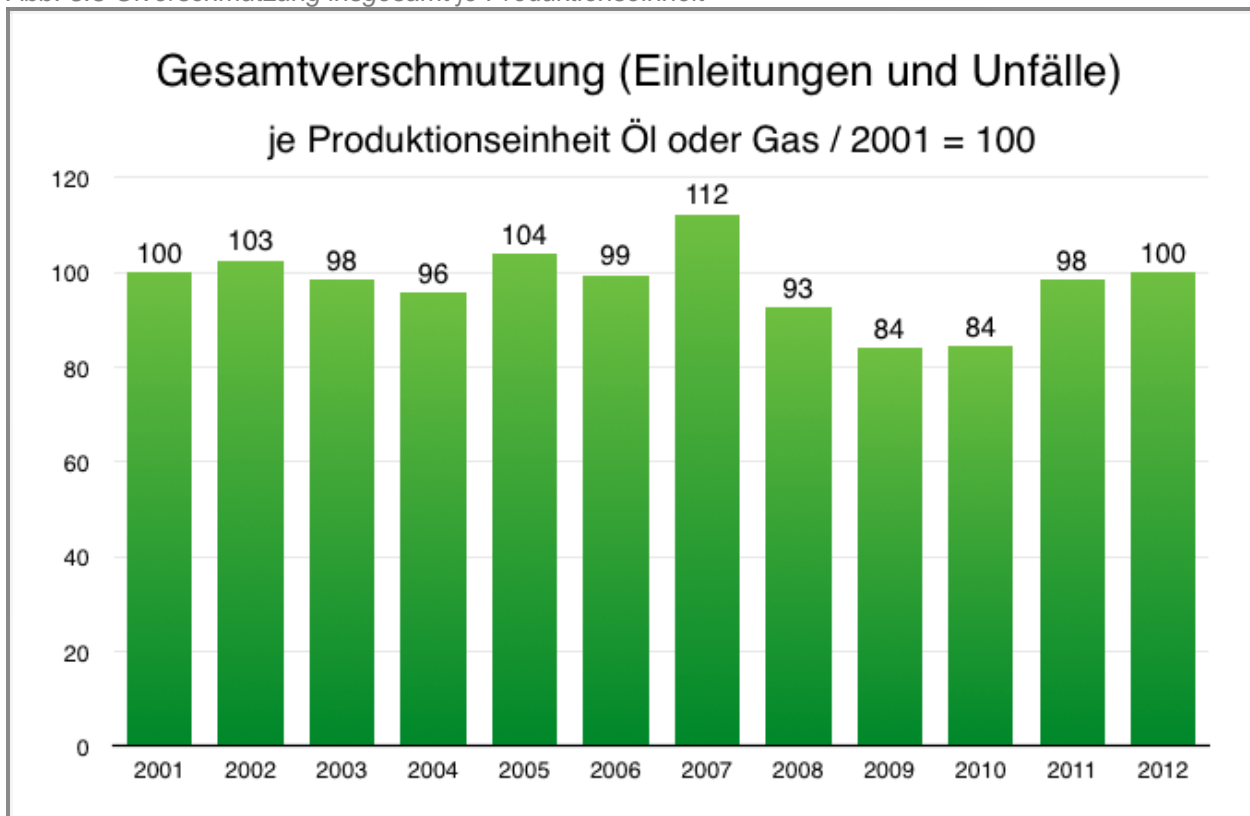
Insgesamt liegt die Verschmutzung Jahr für Jahr bei etwas über 8.000 Tonnen bis knapp unter 17.000 Tonnen Öl. Der Trend ist insgesamt positiv, aber auch die aktuellen Werte sind noch hoch.

Abb. 5.2 Ölverschmutzung insgesamt durch Offshore-Anlagen



Auch hier gilt bei einer Gewichtung nach Produktionsmenge, dass der Trend weniger positiv ist. Seit 2009 steigt die Verschmutzung je produzierter Tonne Öl/Gas wieder an. Der Nordostatlantik wird mittlerweile wieder genauso stark verschmutzt, wie zu Beginn der statistischen Erfassung im Jahr 2001.

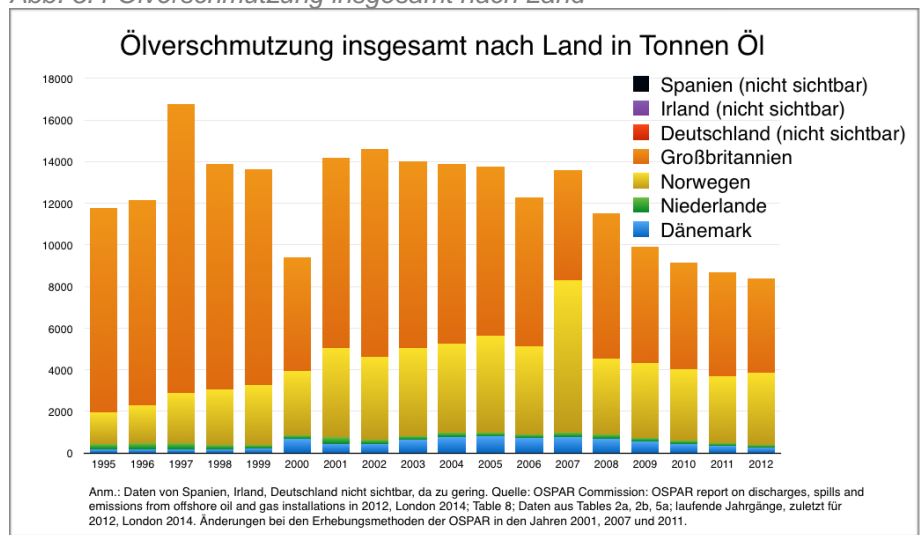
Abb. 5.3 Ölverschmutzung insgesamt je Produktionseinheit



Anders als bei den Ölunfällen, wo Norwegen seit einigen Jahren negativ hervorsteht, steht bei der Gesamtverschmutzung Großbritannien an erster Stelle. Das könnte mit der Vielzahl alter Felder (hoher Anteil von Produktionswasser) und den zahlreichen Gasplattformen (wo Öl nur eine unerwünschte Verunreinigung darstellt) im britischen Sektor zusammenhängen. Denkbar wäre aber auch eine laxere Einstellung der norwegischen Behörden und Operator.

Während Dänemark geringe, aber nicht unerhebliche Ölmengen in die Nordsee einleitet, fällt die Verschmutzung durch deutsche oder niederländische Anlagen nicht ins Gewicht oder ist nahe Null.

Abb. 5.4 Ölverschmutzung insgesamt nach Land



## b) Wo bleibt die Zero-Discharge Plattform?

Öl- und Gasplattformen könnten ihre Öl- und Schadstoffeinleitungen in die Nordsee auf Null reduzieren. Doch eine „Zero-Discharge Plattform“ ist weiterhin Zukunftsmusik.

Die Zielvorgabe der „Null-Einleitung“ wurde schon in den 1990er-Jahren z.B. in Norwegen formuliert, aber dann schrittweise verzögert oder verwässert. Lediglich bei der Entsorgung der Bohrschlämme und des Bohrkleins (Cuttings) wurden Durchbrüche erzielt. Doch auch ihr Abtransport und ihre Entsorgung an Land können naturgemäß nicht ohne hohe Luftemissionen durchgeführt werden.

Unter „Zero Discharge“ wird jetzt vor allem ein Verzicht auf Einleitungen verstanden, die nachweisbar ernste Umweltschäden verursachen - wobei dieser Nachweis und seine Interpretation im Einzelfall schwierig und umstritten ist. Norwegische Stellen gehen noch einen Schritt weiter: Öleinleitungen, auch Ölunfälle, in der Nordsee haben demnach generell keine relevanten Umweltauswirkungen, da keine Schäden festgestellt wurden.<sup>46</sup>

Eine erhebliche Reduzierung der Einleitungen wäre bereits möglich, wenn das Produktionswasser nicht in die Nordsee, sondern wieder in das Vorkommen zurückgepumpt

<sup>46</sup> <http://www.environment.no/Topics/Marine-areas/Oil-and-gas-activities/>. Dort heißt es: „Current knowledge indicates that operational discharges to sea from the oil and gas industry do not have serious impacts on the marine environment...As far as we know, oil and chemical spills from the Norwegian oil and gas industry have not caused significant environmental impacts either....More recently, there have been few major oil and chemical spills, but many smaller spills. No direct impacts have been identified from these spills.“

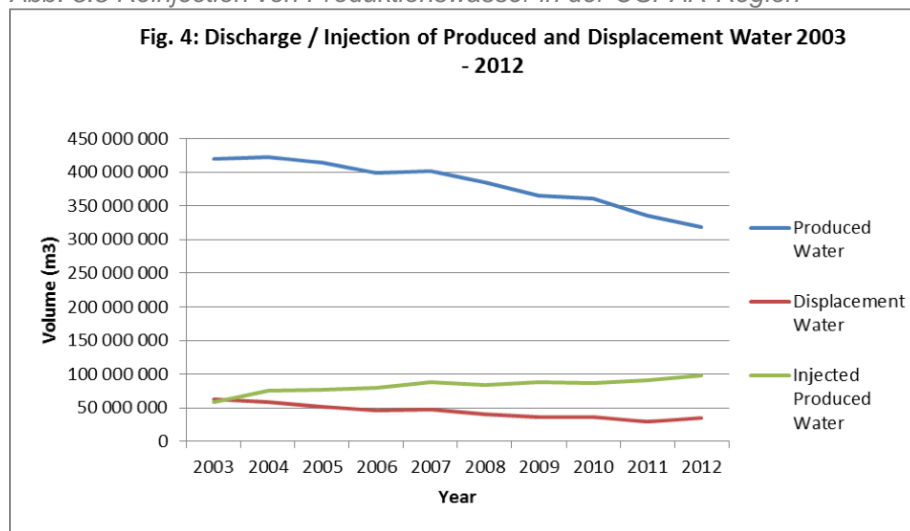
wird (Reinjection), wobei es idealerweise schon auf dem Meeresboden abgetrennt wird (vgl. Troll Pilotprojekt als Vorreiter 2001).

Bei OSPAR heißt es lediglich, dass Anlagen, die nach 2001 den Betrieb aufgenommen haben, ihre Einleitungen minimieren und, wo es angemessen ist, kein Öl im Produktionswasser in die Nordsee einleiten, oder zumindest keine Umweltschäden anrichten sollen. Bei gefährlichen Stoffen sollen die Operator bis 2020 ein Zero-Discharge Niveau erreichen. Damit ist allerdings nicht die Eliminierung von Einleitungen, sondern die Vermeidung von ökologischen Schäden aufgrund dieser Einleitungen gemeint. Ohne ein konkretes Datum zu nennen, sollen die Einleitungen schließlich so weit reduziert werden, dass sie den natürlich vorkommenden Konzentrationen (background level) entsprechen.<sup>47</sup>

Die Reinjection, also das Zurückpumpen des Produktionswasser in die Lagerstätte, ist in der Tat in den vergangenen 10 Jahren gestiegen. Die Mengen wuchsen 2002-2012 von 59 auf 98 Mio. Kubikmeter pro Jahr; die Zahl der Anlagen, die dieses Verfahren praktizieren, verdoppelte sich nahezu von 36 auf 66. Aber von einer Trendwende ist man noch weit entfernt, wie die Größenordnungen im folgenden Schaubild zeigen.<sup>48</sup>

Zudem gibt es auch hier Risiken: Bei Reparaturen, Instandhaltungs- oder Umrüstzeiten fehlt ein Alternativsystem, um das Produktionswasser zwischenzulagern oder in einer mobilen Anlage zu reinigen. In diesen Zeiten ist zu befürchten, dass das Produktionswasser ungereinigt in die Nordsee gekippt wird, so dass der Nettoeffekt der Reinjection weitaus geringer als erwartet ausfallen könnte.

Abb. 5.5 Reinjection von Produktionswasser in der OSPAR-Region



Quelle: Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014

<sup>47</sup> OSPAR Commission: Overview assessment of the implementation of OSPAR Recommendation 2001/1 for the Management of Produced Water from Offshore Installations (as amended by Recommendation 2006/4), 2010. Dort heißt es: „From 1 January 2002, plans to construct new offshore installations, or to substantially modify existing offshore installations, should take as a point of departure the minimisation of discharges and, **where appropriate, the achievement of zero discharge** of oil in produced water“ und „By **2020**, discharges of oil in produced water **should be reduced to a level that ensures they present no harm to the marine environment**, and there **should be a continuous reduction in the discharges of hazardous substances with the ultimate aim of achieving concentrations in the marine environment near to background** for naturally occurring substances and close to zero for man-made synthetic substances“ (Hervorh. vom Autor)

<sup>48</sup> Assessment of the OSPAR Report on Discharges, Spills and Emissions to Air from Offshore Installations, 2010-2012 , London 2014

# 6. Öl: Verstöße gegen Grenzwerte

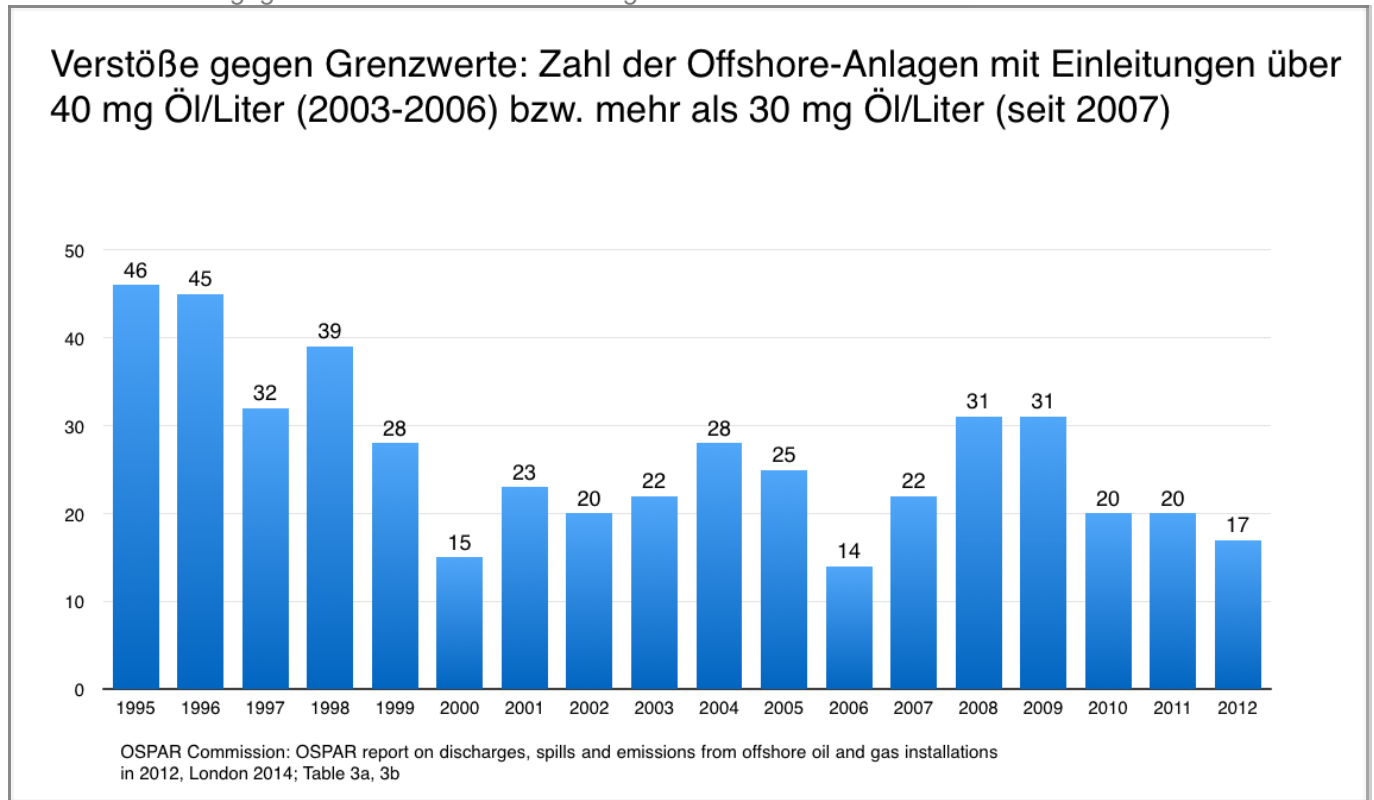
## a) Anzahl und Mengen

Die Einleitung von ölverschmutztem Wasser in die Gewässer des Nordostatlantiks unterliegt festen Grenzwerten: Bis 2006 durfte ein Liter Wasser höchstens 40 mg Öl enthalten, ab 2007 höchstens 30 mg Öl. Der Wert bezieht sich auf den durchschnittlichen Ausstoß in einem Monat oder in einem Jahr, darf also während kürzerer Zeiträume überschritten werden.

Eine Million Kubikmeter Wasser, die in der Nordsee pro Tag verbraucht werden, dürfen also bis zu ca. 26 Tonnen Öl enthalten. Daraus wird deutlich, dass die Nordsee selbst bei der Einhaltung aller Vorschriften und ohne Unfälle einer ständigen Kontamination durch Öl ausgesetzt sein kann.

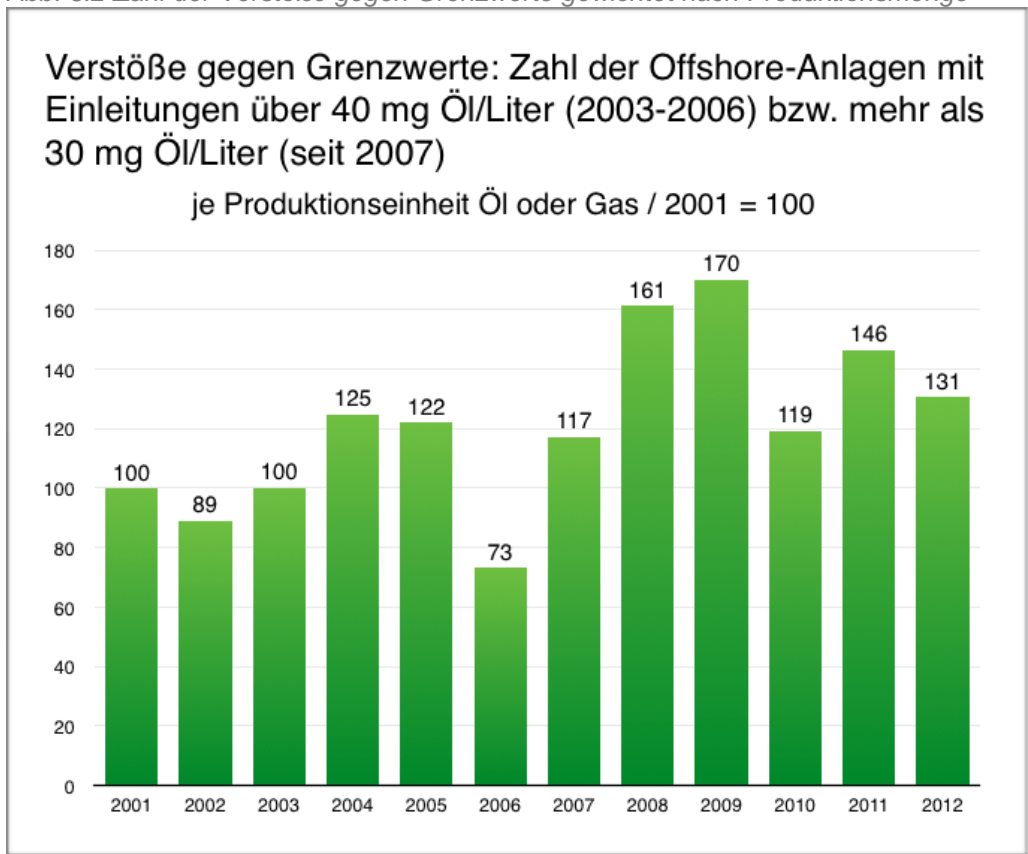
Aber selbst gegen diese Vorschrift wird immer wieder verstoßen. Die Dunkelziffer ist nicht bekannt, so dass hier nur die bekannten Verstöße aufgeführt werden können. In den 1990er Jahren gab es jährlich 30-40 Fälle dieser Art, seither schwankt die Zahl zwischen 14 und 31. Eine klare Wende zum Besseren ist nicht erkennbar.

Abb. 6.1 Verstöße gegen Grenzwerte: Zahl der Anlagen



Das gilt umso stärker, wenn man die immer geringere Produktion berücksichtigt. Pro geförderter Tonne Öl oder Gas stieg die Zahl der Verstöße seit 2001 deutlich an (2001 = 100).

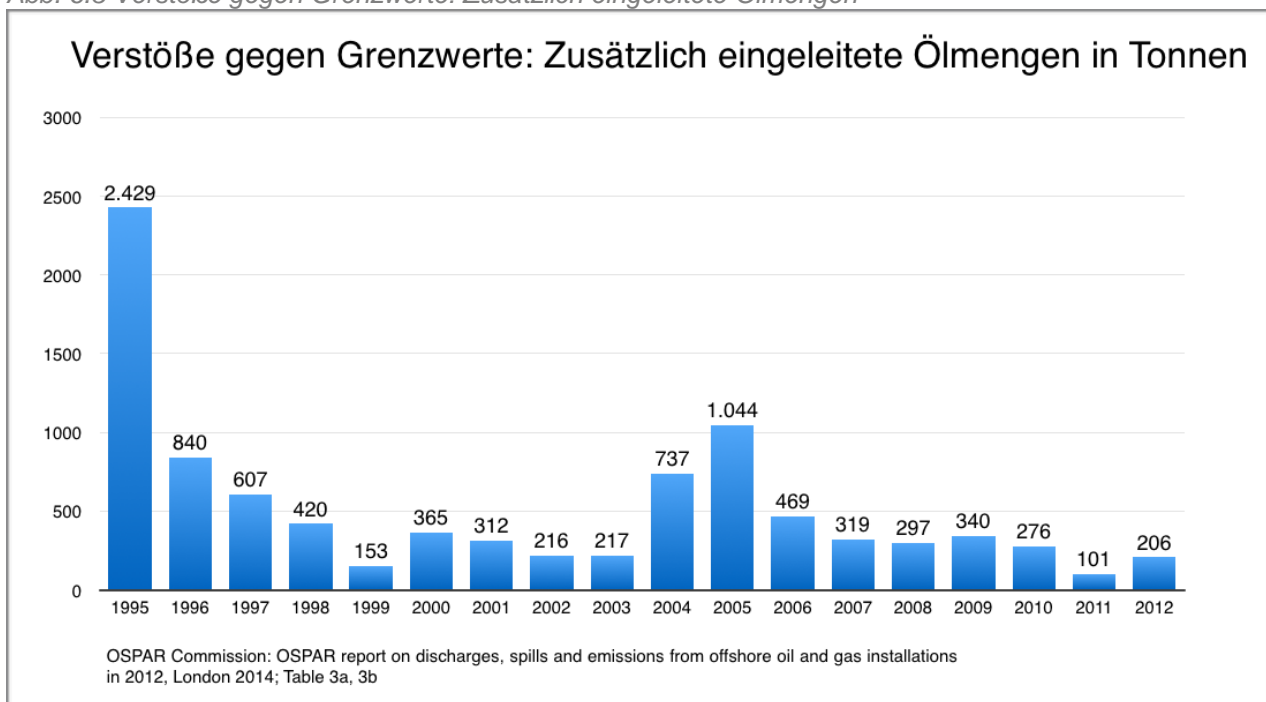
Abb. 6.2 Zahl der Verstöße gegen Grenzwerte gewichtet nach Produktionsmenge



Die folgende Übersicht zeigt, mit welchen Ölmengen die Offshore-Anlagen, die gegen die Grenzwerte verstoßen haben, den Nordostatlantik verschmutzt haben.

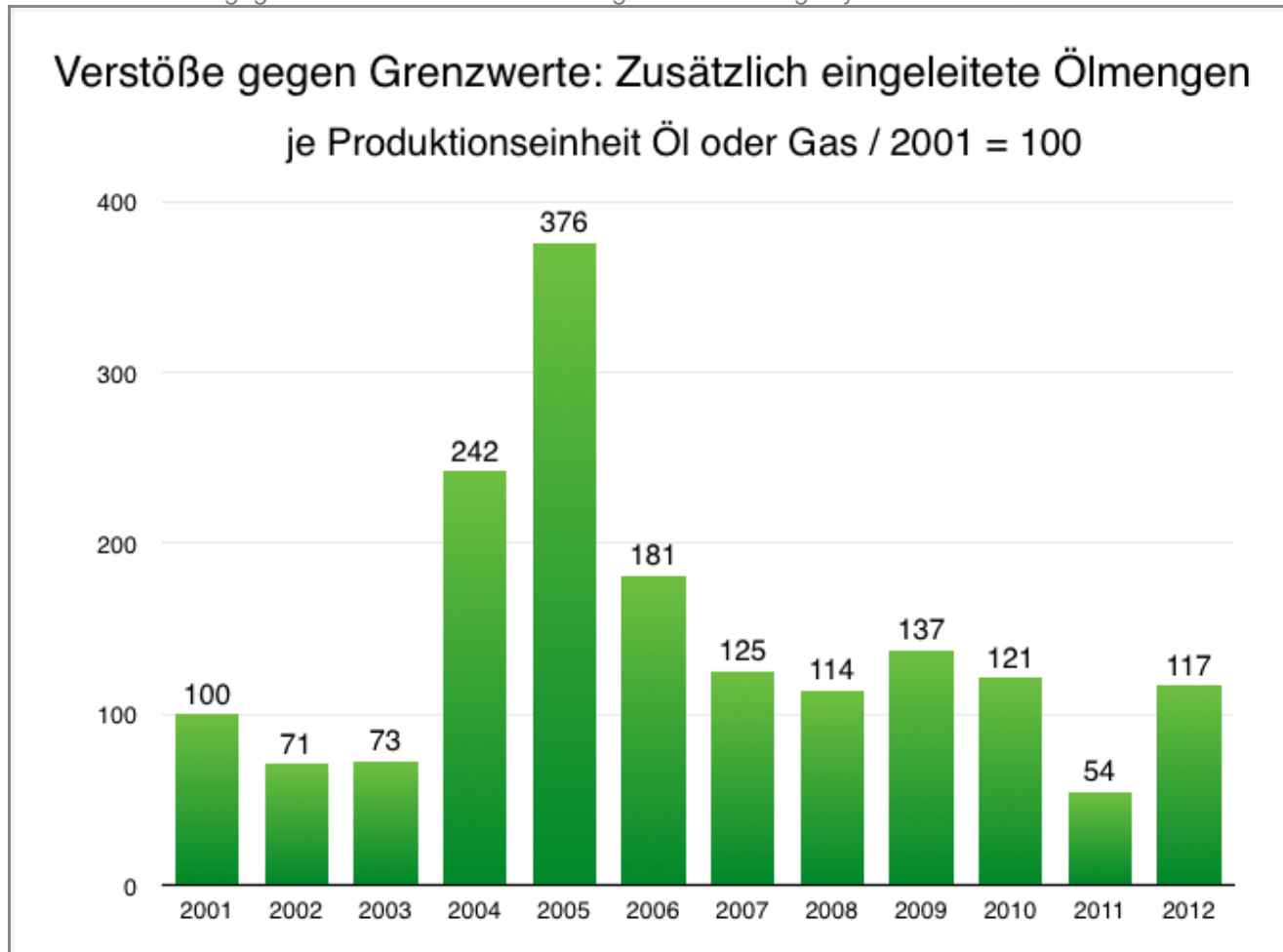
Nach 1995 gab es zunächst eine deutliche Verbesserung: Die zusätzliche Ölverschmutzung fiel von 2429 Tonnen 1995 auf 217 Tonnen in 2003. Doch danach wendete sich das Blatt: Die Ölmengen wuchsen wieder und konnten erst in jüngster Zeit wieder auf 100-200 Tonnen pro Jahr verringert werden.

Abb. 6.3 Verstöße gegen Grenzwerte: Zusätzlich eingeleitete Ölmengen



Auch hier macht eine produktionsgewichtete Darstellung seit 2001 einen bedenklichen Trend sichtbar. Pro Tonne Öl/Gas-Produktion nahm die zusätzliche Ölverschmutzung durch Regelverstöße im regulären Betrieb eher zu als ab. Auch 2012 lag der Wert noch 17% über dem Jahr 2001.

Abb. 6.4 Verstöße gegen Grenzwerte: Zusätzlich eingeleitete Ölmengen je Produktionseinheit



## b) Einzelverstöße und auffällige Plattformen

Es gibt Plattformen, die auch im regulären Betrieb, also ohne Unfälle oder technische Ausfälle, immer wieder gegen Grenzwerte verstoßen. Sie werden von ihren nationalen Aufsichtsbehörden<sup>49</sup> ermahnt, z.T. werden Bußgelder verhängt, jedoch oftmals ohne Erfolg.

Bei den größten Einzelverstößen besetzt die Brage-Plattform (Statoil, seit 2014 Wintershall) gleich drei Plätze in den „Top Ten“ mit illegalen Verschmutzungen zwischen 250 und 350 Tonnen Öl. Weiterhin auffällig ist die Alwyn North B Plattform von Total, die zwei Mal vertreten ist und mit 447 Tonnen bei einem Einzelverstoß den Spitzenplatz hält. Auch die Bleoholm Plattform von Talisman ist gleich doppelt vertreten.

<sup>49</sup> So die Petroleum Safety Authority in Norwegen. Beispiel für Störfall und Reaktion der PSA vgl. hier: <http://www.psa.no/enforcement-notice/order-for-statoil-following-investigation-of-hydrocarbon-leak-at-stattjord-c-article10803-892.html>; in Großbritannien wird das Energieministerium (DECC) durch sog. Petroleum Operations Notices (PON1) durch die Betreiber über Störfälle informiert. Vgl. hier: <https://www.gov.uk/oil-and-gas-uk-field-data>.

Abb. 6.5 Verstöße gegen Grenzwerte: Auffällige Plattformen 2001-2012

| Plattform        | Operator                      | Land     | Zahl der Jahre, in denen grob gegen die Grenzwerte verstoßen wurde (>20 t Öl) |
|------------------|-------------------------------|----------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Brage            | Statoil (aktuell Wintershall) | Norwegen | 3                                                                             |
| Buchan Alpha     | Talisman                      | UK       | 3                                                                             |
| Shearwater C PUQ | Shell                         | UK       | 4                                                                             |
| Heather A        | Lundin/Enquest                | UK       | 4                                                                             |
| Britannia        | Conoco/Chevron                | UK       | 3                                                                             |
| Gannet A         | Shell                         | UK       | 3                                                                             |
| Heidrun          | Statoil                       | Norwegen | 3                                                                             |

Sieben Plattformen haben seit 2001 in drei oder vier Jahren Grenzwerte bei der Öleinleitung (30/40 mg/l Öl je Liter Wasser) verstoßen.

Die folgende Abbildung zeigt nun die Namen und Operator der Anlagen mit den größten unerlaubten Öleinleitungen in einem Berichtsjahr. Auch hier tauchen bestimmte Plattformen mehrfach auf.

An erster Stelle der Einzelverstöße steht die Bleoholm-Plattform des Operators Talisman. Sie hätte im fraglichen Jahr (2006) lediglich 83,6 Tonnen Öl in verdünnter Form mit maximal 40 mg Öl je Liter Wasser in die Nordsee einleiten dürfen. Tatsächlich wurde diese Grenze ohne Genehmigung um 292,4 Tonnen Öl überschritten. Ähnliches geschah bei der Alwyn North B Plattform von Total, die im Jahr 2004 mit zusätzlichen 226,3 Tonnen Öl die Nordsee verschmutzte.

Das stark verdünnte Öl (*Dispersed Oil*) wird bei der Erfassung dieser Verstöße durchgehend als einziges Kriterium herangezogen. Bis 2010 wird die Einleitung von gelöstem Öl (*Dissolved Oil*), wo die Grenzwerte ebenfalls häufig überschritten werden, nur bei den Plattformen aufgeführt, die auch bei *Dispersed Oil* die Grenzwerte verletzen. Hier fand also von Anfang an ein Underreporting statt. Seit 2011 wird das *Dissolved Oil* in diesem Zusammenhang überhaupt nicht mehr erwähnt.<sup>50</sup>

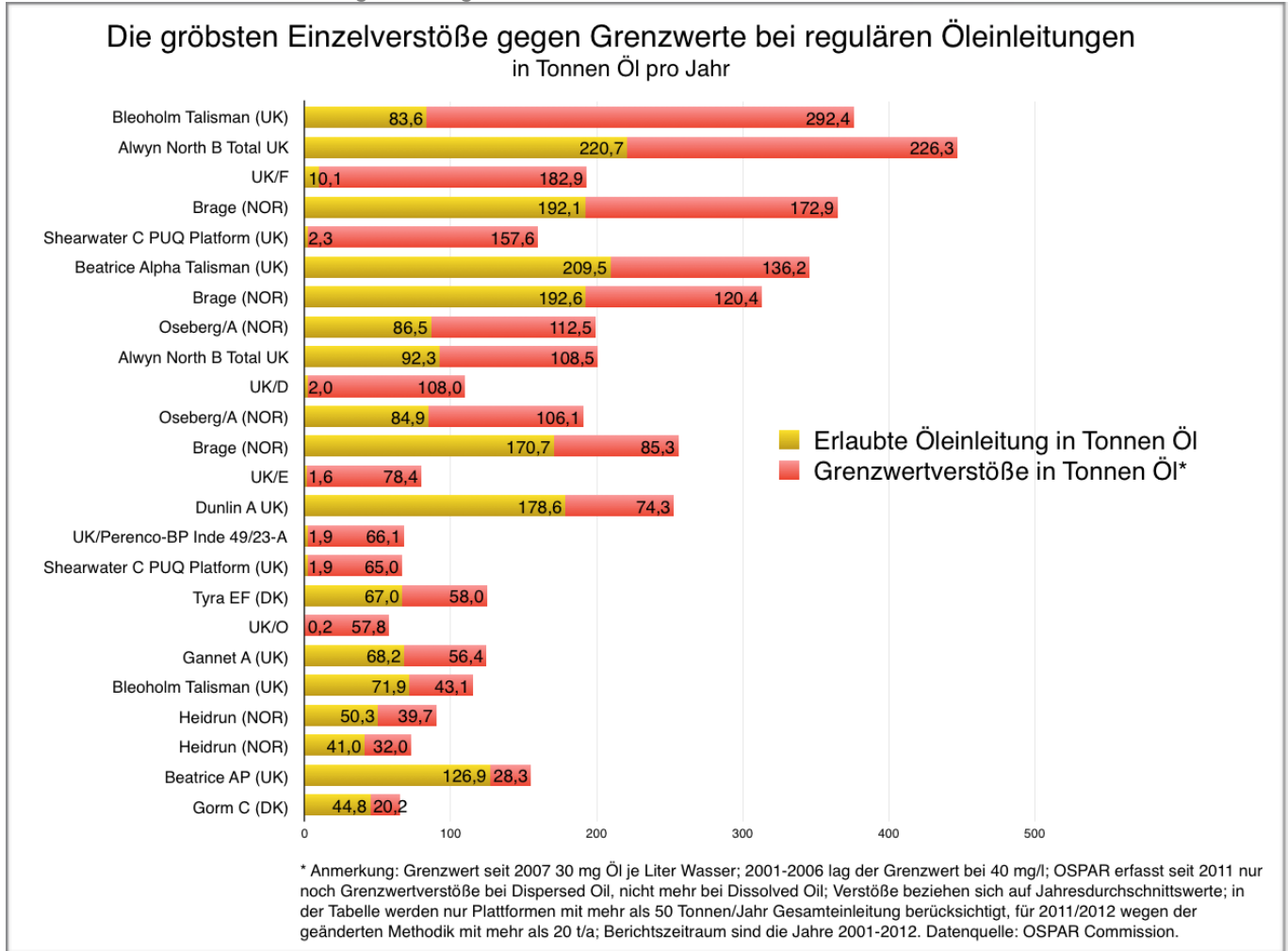
Trotzdem kommt es auch in jüngster Zeit noch zu deutlichen Verstößen. So lagen die Einleitungen der Plattform Beatrice AP (Ithaca Energy) im britischen Sektor 2012 trotz der eingeschränkten Erfassung noch 28,3 Tonnen Öl über dem erlaubten Grenzwert.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich hier um Mittelwerte handelt, die über ein Jahr hinweg ermittelt wurden. In kürzeren Zeitperioden kommt es also immer wieder zu starken Ölverschmutzungen in hohen Konzentrationen, die nicht geahndet werden. Erst eine tatsächliche „Zero-Discharge“-Plattform, die ihre Umweltbelastung von vornherein minimiert, könnte diese schleichende Belastung der Nordsee vermeiden.

<sup>50</sup> In der folgenden Abbildung haben wir die Grenzwertverstöße von *Dispersed Oil* und die Überschreitungen der Grenzwerte von *Dissolved Oil* in den Jahren addiert, in denen beide Komponenten in den OSPAR-Statistik zur Verfügung gestellt wurden.



Abb. 6.6 Unerlaubte Öleinleitungen - die größten Einzelverstöße nach Plattform



Neben den bekannten „Störfällen“ gibt es in Norwegen anscheinend genehmigungsfreie größere Ölverschmutzungen, wie das Kystverket (Küstenbehörde) auf Druck von Medienberichten einräumte. Luftaufnahmen der Behörden zeigen, dass große Plattformen wie Draugen, Troll C oder Staffjord A von kilometerweiten Ölschlieren umgeben waren, ohne dass das nach Einschätzung der Behörden ein Grund zum Eingreifen gewesen wäre. Die Behörden gehen ohne nähere Prüfung davon aus, dass der Öl-Anteil der Wassereinleitung ausreichend verdünnt war.<sup>51</sup>

Umweltorganisationen bezweifeln das. Kritisiert wird auch die Einleitung der „Black Chemicals“ (Chemikalien mit starken umweltschädlichen Auswirkungen). Sie werden nach Untersuchungen von Umweltschutzorganisationen in Norwegen nur zu einem Drittel erfasst.<sup>52</sup>

Die Berichterstattung konzentriert sich in Norwegen auf die Risikobewertung einzelner Vorfälle. Die Petroleum Safety Authority kommt zu dem Ergebnis, dass es in den vergangenen Jahren nicht gelungen sei, die Risiken der Offshore-Ölförderung zu verringern. In den letzten Jahren war sogar ein leichter Anstieg des Risikolevels zu beobachten.<sup>53</sup>

<sup>51</sup> Notat Per-Erik Schulze, Naturvernforbundet 26.6.13. Oljeindustriens løpende utslipp av fluormiljøgifter i brannskum " grovt underrapportert i "svarte kjemikalier" statistikken.

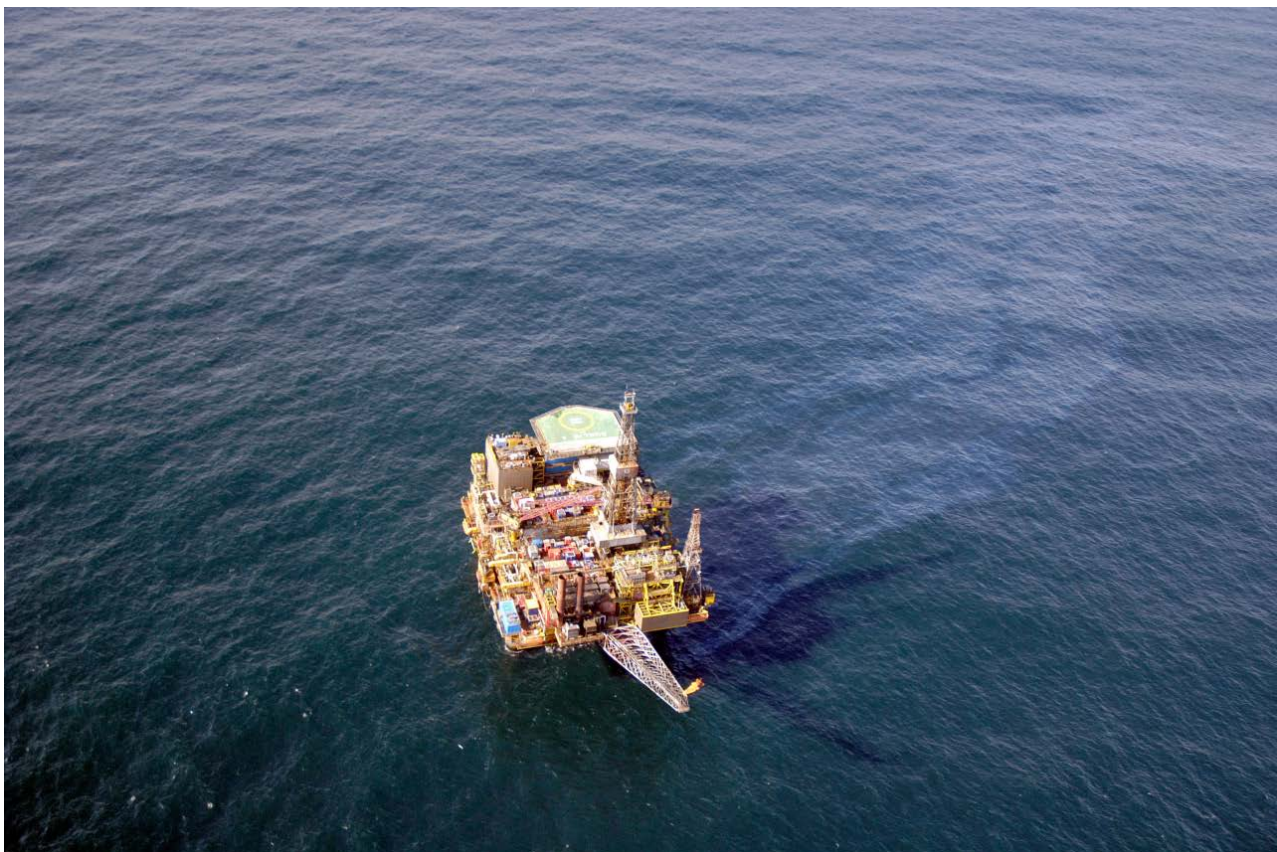
<sup>52</sup> Notat Per-Erik Schulze, Naturvernforbundet 26.6.13. Oljeindustriens løpende utslipp av fluormiljøgifter i brannskum grovt underrapportert i "svarte kjemikalier" statistikken.

<sup>53</sup> Petroleum Safety Authority Norway: Trends in Risk Level in the Petroleum Activity - Summary Report 2012.

Överschmutzungen im alltäglichen Förderbetrieb durch Plattformen in der Nordsee - am Beispiel der Dunlin A Plattform von Fairfield energy.  
Die Bilder entstanden bei Überflügen von Greenpeace in den Jahren 2008, 2010 und 2015.



12.06.2008 (c) Fred Dott/Greenpeace



12.05.2010 (c) Martin Langer/Greenpeace



25.03.2015 (c) Bente Stachowske/Greenpeace

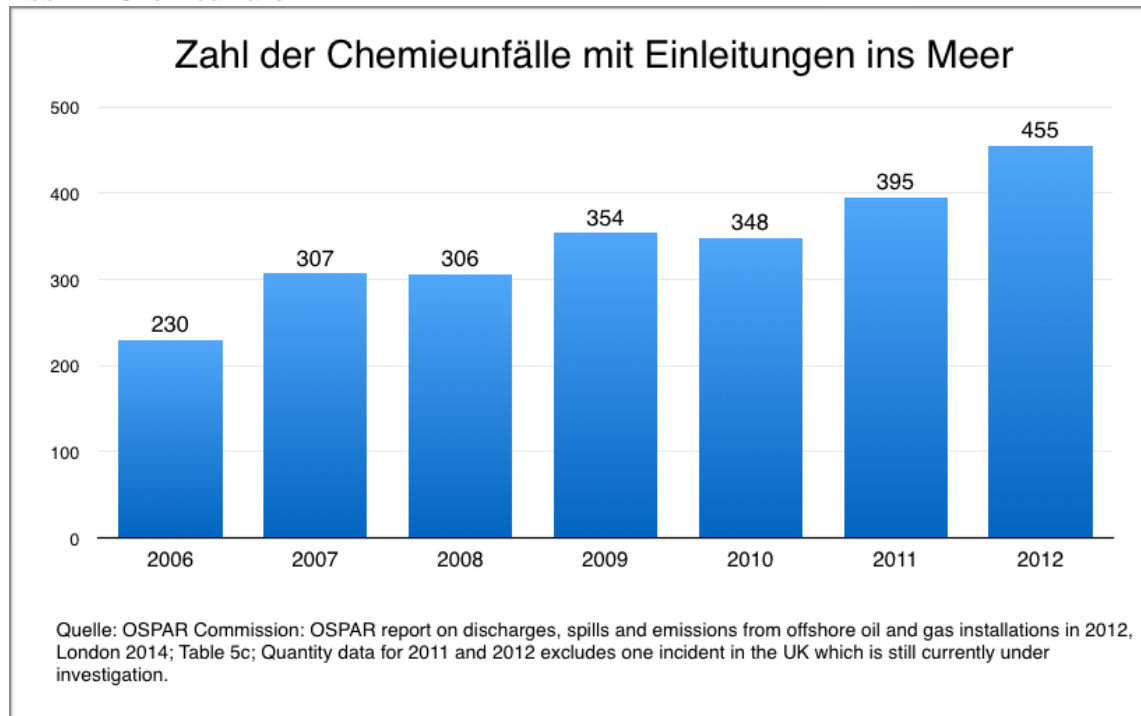
# 7. Chemikalien

## a) Chemieunfälle

Chemieunfälle auf Offshore-Anlagen, die zu einer Verschmutzung der Meere führen, werden von der OSPAR-Kommission seit Beginn des vergangenen Jahrzehnts systematisch erfasst; in detaillierter Form erst seit 2006.

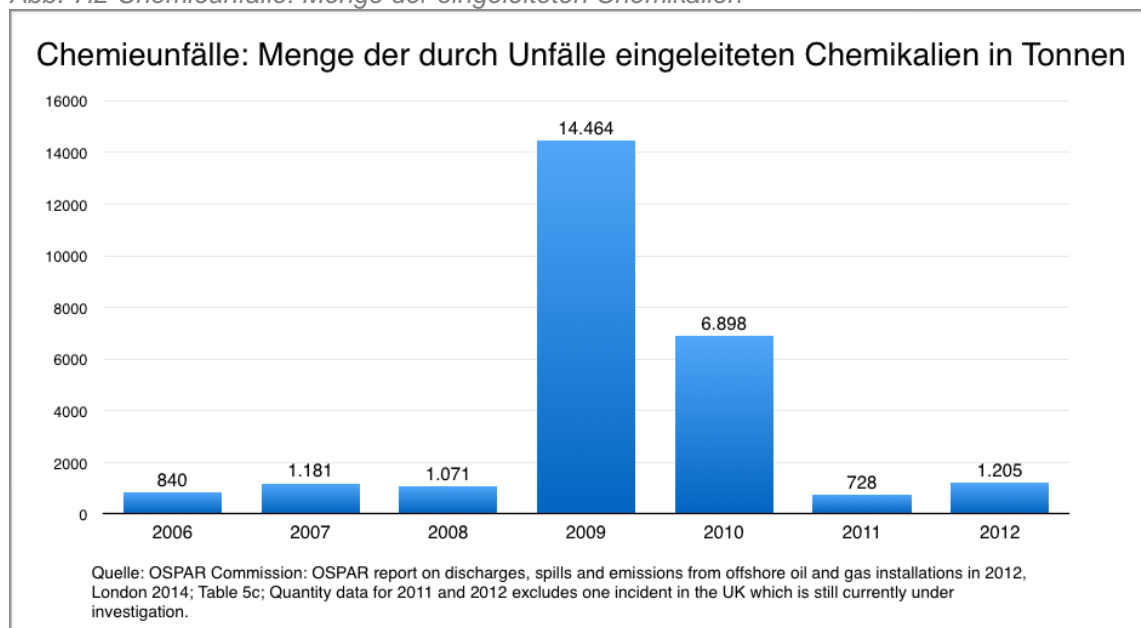
Ihre Zahl stieg seit Beginn der Statistik deutlich an. Bis 2012 hat sich die Zahl der Vorfälle auf 455 verdoppelt. Im Schnitt ereignet sich also ein Vorfall pro Tag.

Abb. 7.1 Chemieunfälle



Die Menge der Chemikalien, die bei den Unfällen ins Meer gelangte, ist stark von Einzelfällen geprägt. Sie reicht von 728 Tonnen im Jahr 2011 bis 14.464 Tonnen im Jahr 2009. Ein Trend ist nicht erkennbar.

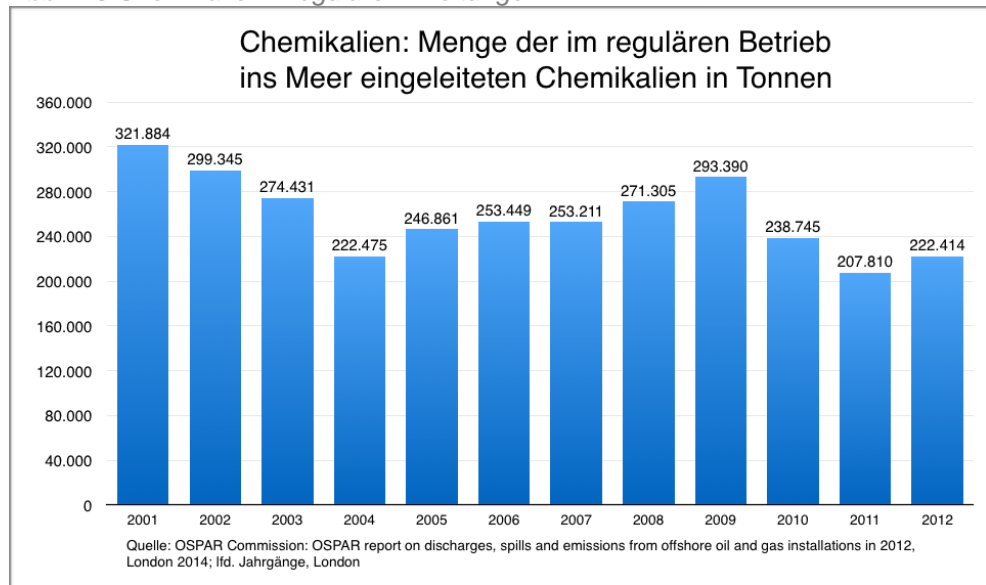
Abb. 7.2 Chemieunfälle: Menge der eingeleiteten Chemikalien



## b) Einleitung von Chemikalien im regulären Betrieb

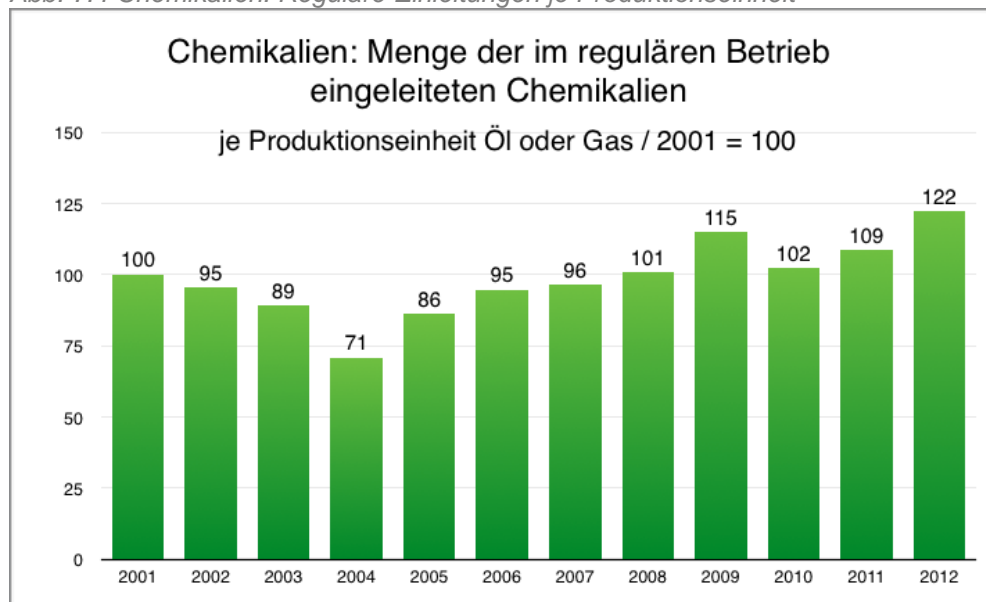
Wie beim Öl gibt es auch bei Chemikalien neben den Unfällen „normale“ Einleitungen im regulären Betrieb. Ihre Menge lag 2001 bei knapp 322.000 Tonnen. Dieses Volumen ging in den vergangenen 12 Jahren nur allmählich auf 222.000 Tonnen zurück. Ein klarer Trend ist nicht erkennbar.

Abb. 7.3 Chemikalien: Reguläre Einleitungen



Berücksichtigt man die insgesamt seit 2001 fallende Öl- und Gasproduktion in der Nordsee, dann ist der Trend sogar leicht negativ. Je produzierter Tonne Öl oder Gas wurden 2012 etwa 22% mehr Chemikalien eingeleitet als 2001.

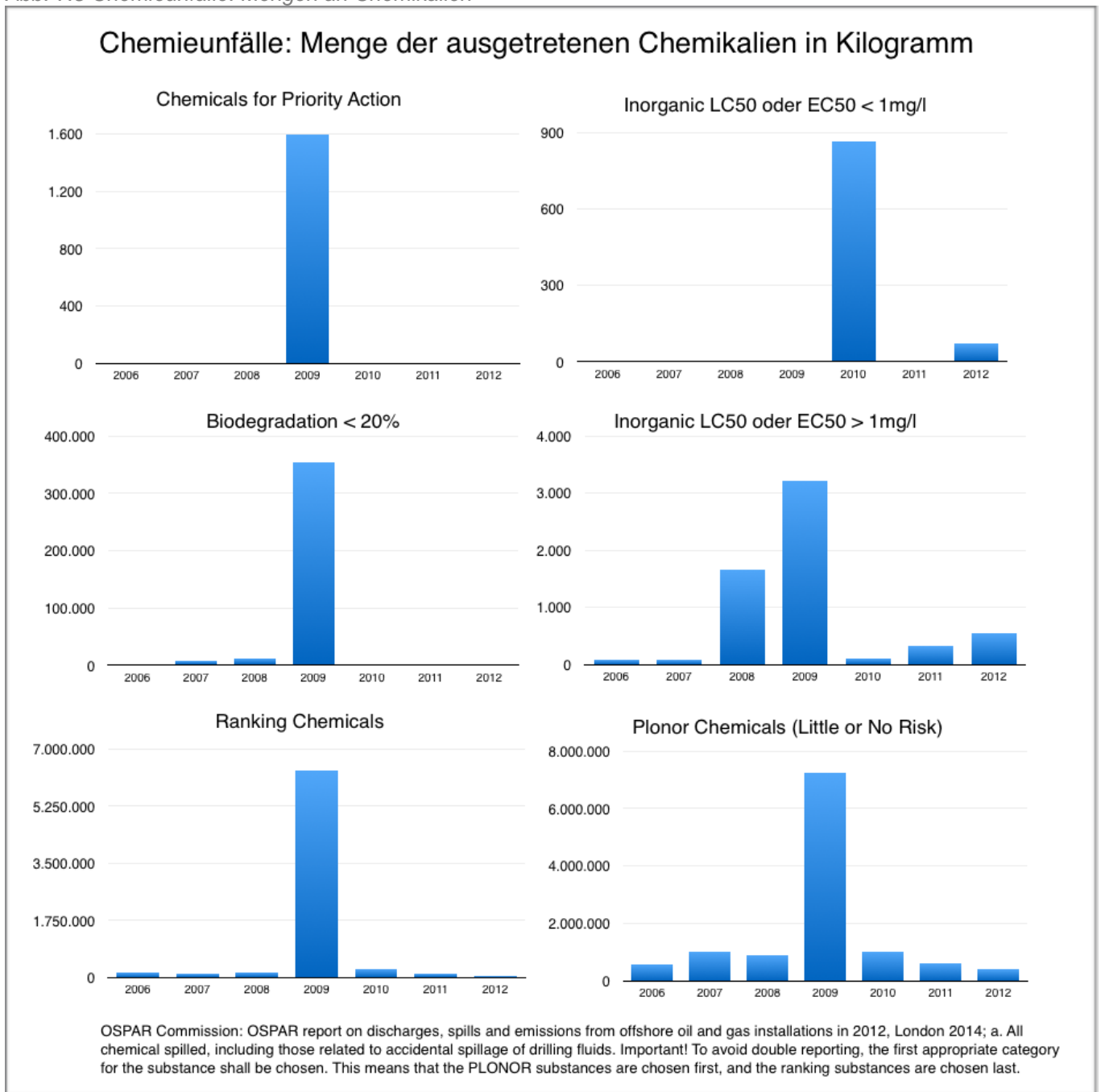
Abb. 7.4 Chemikalien: Reguläre Einleitungen je Produktionseinheit



## c) Art der Chemikalien

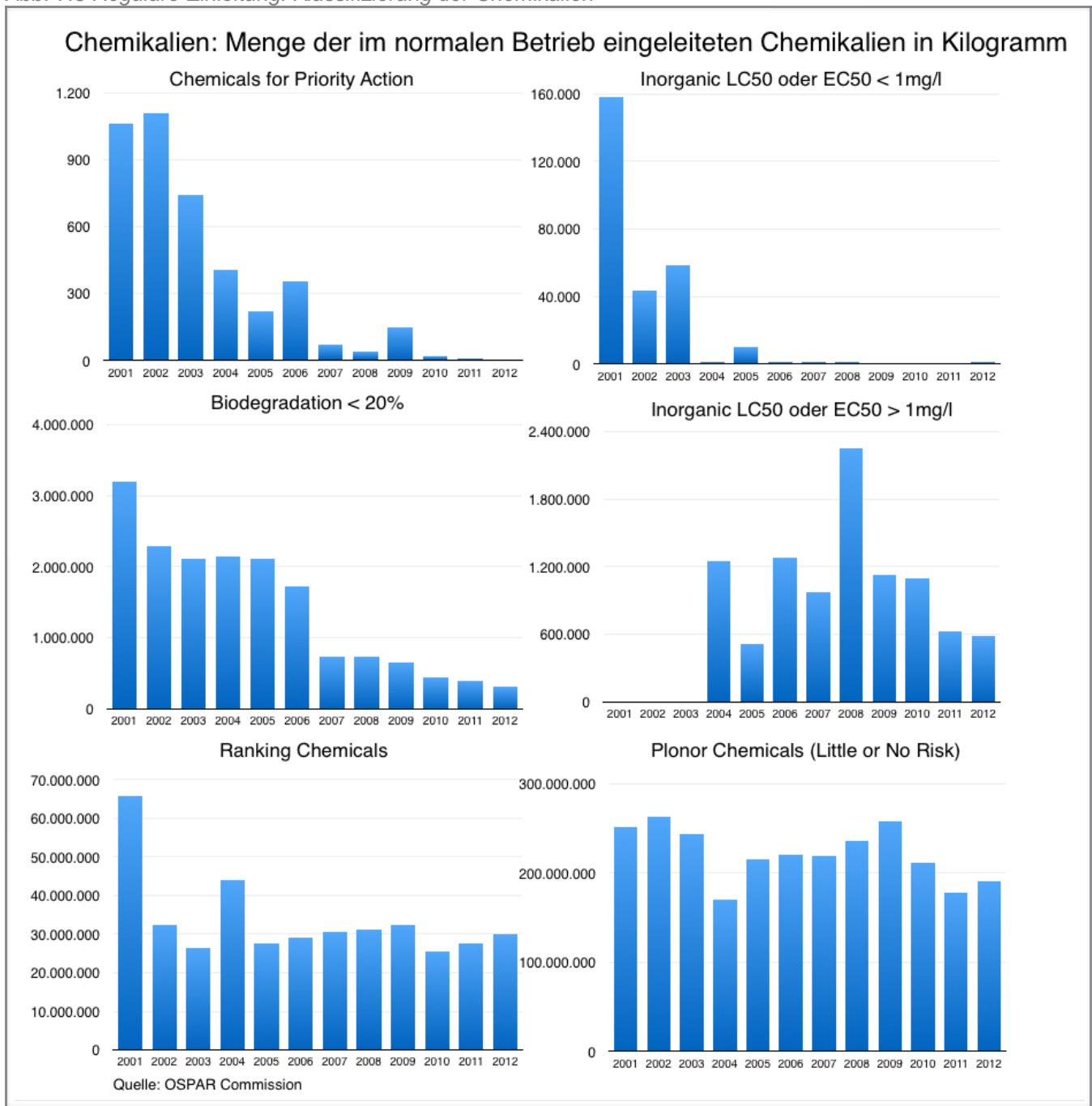
Die Belastung des Meeres hängt stark von der Art und Konzentration der ausgetretenen Chemikalien ab. Die folgende Grafik zeigt die Mengen, die bei Chemieunfällen auf Offshore-Anlagen in den Nordostatlantik gelangten. Sie sind stark von einzelnen Unfällen geprägt, also insbesondere 2009 und 2012.

Abb. 7.5 Chemieunfälle: Mengen an Chemikalien



Das nächste Schaubild zeigt die Einleitungen, die im regulären Betrieb entstehen. Hier konnten die Einleitungen hochgiftiger Substanzen (LC50/EC50 < 1mg/l; Biodegradation <20%) und von Substanzen, die auf der Prioritätsliste stehen („Priority Action“), stark reduziert werden. Bei den Chemikalien geringerer Schädlichkeit (*Plonor/Ranking*) ist jedoch kein Trend erkennbar.

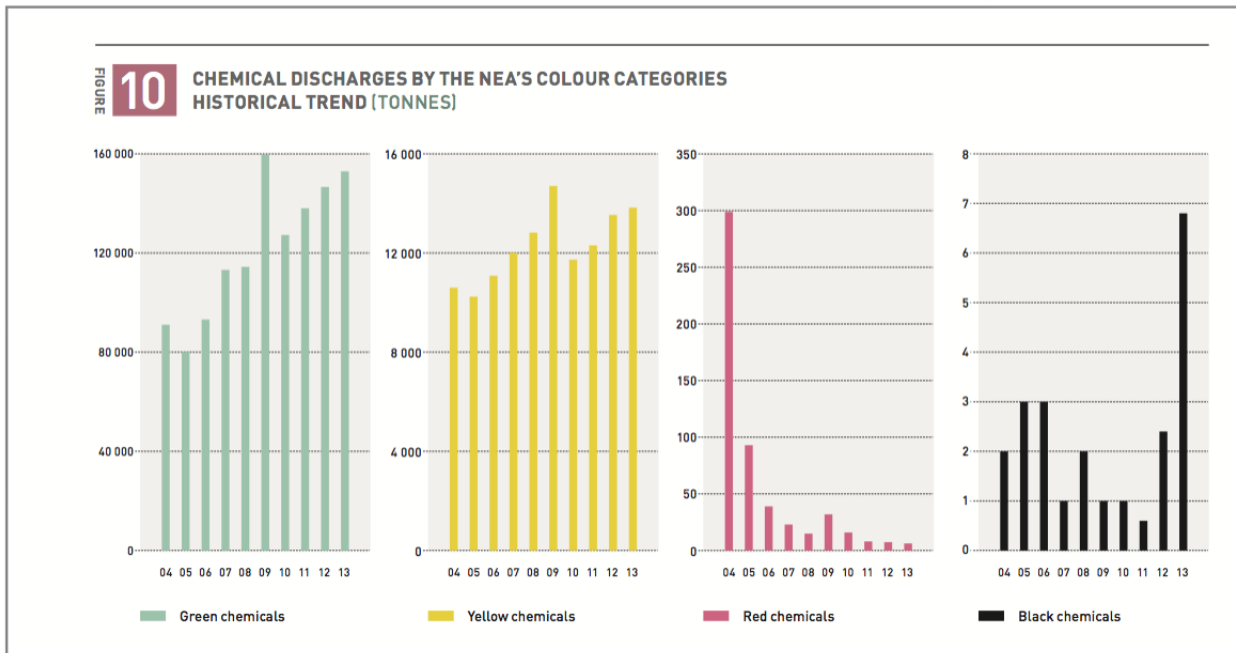
Abb. 7.6 Reguläre Einleitung: Klassifizierung der Chemikalien



### Situation in Norwegen

Der größte Teil der schweren Chemieunfälle und Chemikalieneinleitungen fand in den vergangenen Jahren in Norwegen statt. Die folgende Übersicht zeigt die Einleitungen von Chemikalien durch die norwegische Offshore-Industrie. Mit Ausnahme der Red Chemicals gibt es überall einen ansteigenden Trend.

Abb. 7.7 Norwegen: Einleitung von Chemikalien nach Farbcode



Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2014, Oslo 2014

Im Jahr 2013 gab es einen starken Anstieg bei den Black Chemicals.<sup>54</sup> Mit 6,8 Tonnen lag der Wert deutlich über den Vorjahren. Das wird jedoch mit einer statistischen Umstellung begründet, da nun auch Feuerlöschschaum in diese Kategorie fällt.<sup>55</sup>

## 8. Luftschadstoffe und CO<sub>2</sub>

Nicht nur das Wasser, auch die Luft wird durch die Offshore-Förderung von Öl und Gas belastet. Förderplattformen sind Fabriken mit einem hohen Energieverbrauch. Zudem kommen beim Bohr- und Förderprozess Gasmischungen an die Oberfläche, die entsorgt werden müssen.

In Norwegen ist die Öl- und Gasindustrie sogar der größte Emittent von Treibhausgasen (27% der nationalen Emissionen) und steht auch bei vielen Luftschadstoffen an vorderer Stelle, so z.B. bei Stickoxiden (NO<sub>x</sub>; 31% der nationalen Emissionen) und den leichtflüchtigen organischen Substanzen (nmVOC; 23,5%).<sup>56</sup>

Die OSPAR-Kommission erfasst zwar die Luftschadstoffe der Öl- und Gasindustrie, hat aber kein Mandat, an ihrer Reduzierung mitzuarbeiten. Das geschieht jedoch über nationale oder EU-Vorschriften, so z.B. bei CO<sub>2</sub> auch über die EU-Vorschriften für den europäischen Emissionshandel (ETS).

<sup>54</sup> Die Farben stehen für die Einstufung der Chemikalien nach dem Grad der Umweltrisiken, wobei „Black Chemicals“ die gefährlichsten Stoffe umfassen, die grundsätzlich nicht eingeleitet werden dürfen: „**GREEN** Chemicals considered to have no or very limited environmental impact. Can be discharged without special conditions... **YELLOW** Chemicals in use, but not covered by any of the other categories. Can normally be discharged without specified conditions... **RED** Chemicals which are environmentally hazardous and should therefore be replaced. Can be discharged with the permission of the government, but must be given priority for substitution... **BLACK** Chemicals which are basically prohibited for discharge. Permits are issued only in special circumstance – where it is crucial for safety, for instance.“ Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2014, Oslo 2014.

<sup>55</sup> Quelle: Norsk Olje & Gass: Environmental report 2014, Oslo 2014.

<sup>56</sup> <http://www.environment.no/Topics/Marine-areas/Oil-and-gas-activities/>; die Zahlen beziehen sich auf das Jahr 2013.

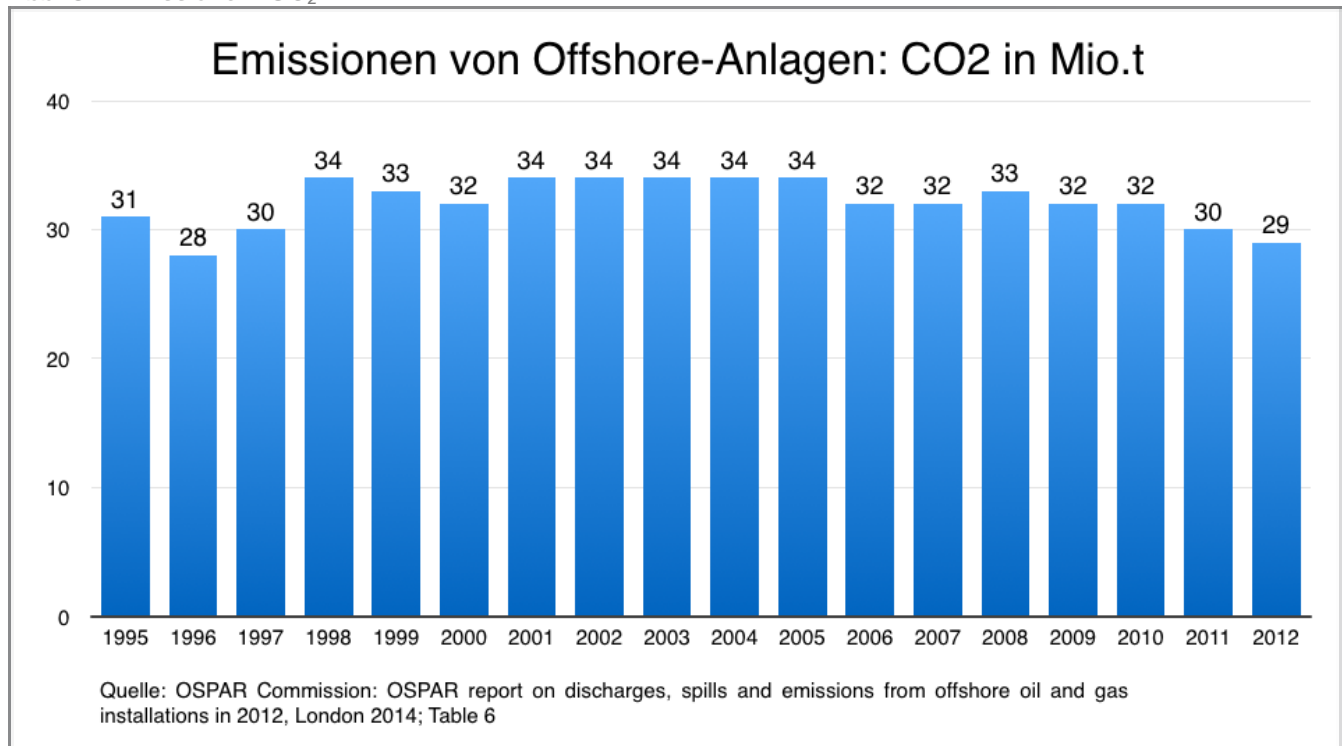


## a) CO<sub>2</sub>

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Offshore-Anlagen liegen seit den 1990er-Jahren um die 30 Mio. Tonnen pro Jahr. Das ist eine große Menge, die umgerechnet<sup>57</sup> der Verbrennung von ca. 10 Mio. Tonnen Öl pro Jahr bzw. 200.000 Barrel pro Tag entspricht, also einem Viertel der aktuellen britischen Ölfördermengen.

Eine Verbesserung scheint nicht in Sicht. In den vergangenen Jahren gingen diese Emissionen, die vor allem aus den zahllosen großen Motoren und Turbinen der Offshore-Anlagen stammen, nur marginal zurück.

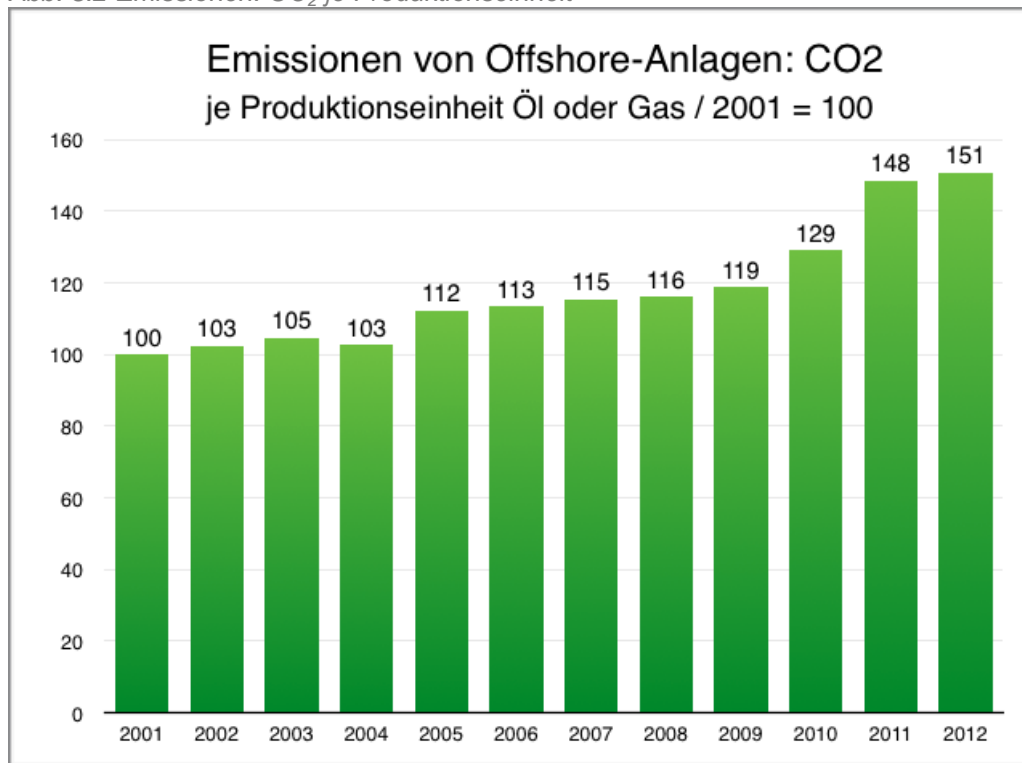
Abb. 8.1 Emissionen: CO<sub>2</sub>



Berücksichtigt man zusätzlich die fallende Produktion in der Nordsee, nimmt der Ausstoß sogar rapide zu. Im Jahr 2012 wurden pro erzeugter Tonne Öl oder Gas 51% mehr CO<sub>2</sub> emittiert als im Jahr 2001.

<sup>57</sup> Die Verbrennung von 1 Tonne Öläquivalente erzeugt bei Erdöl ca. 3,1 Tonnen CO<sub>2</sub>, bei Erdgas ca. 2,4 Tonnen CO<sub>2</sub>, bei Kohle ca. 4,0 Tonnen CO<sub>2</sub>.

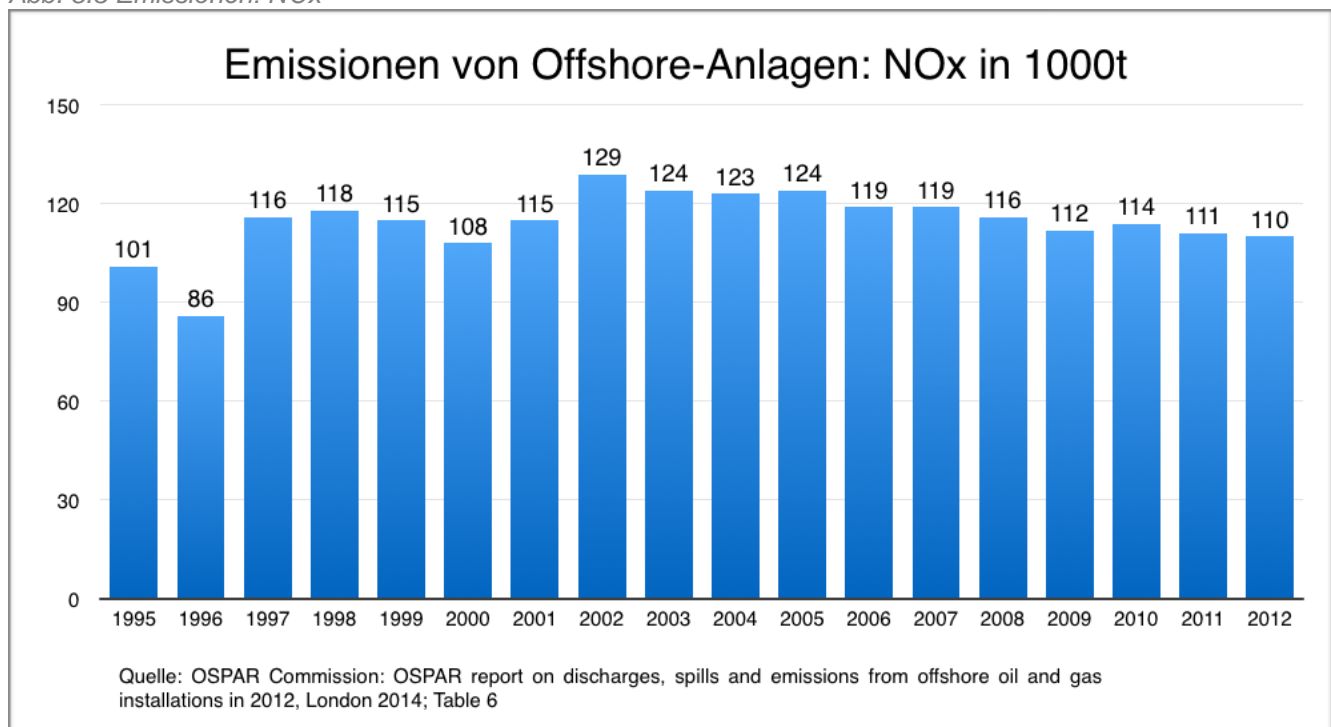
Abb. 8.2 Emissionen: CO<sub>2</sub> je Produktionseinheit



## b) NO<sub>x</sub>

Ähnlich ist die Lage bei den Stickoxiden. Die Mengen verharren auf hohem Niveau bei zuletzt 110.000 t pro Jahr. Zum Vergleich: Alle Industrieprozesse Deutschlands emittieren etwa 87.000 t NO<sub>x</sub>.<sup>58</sup>

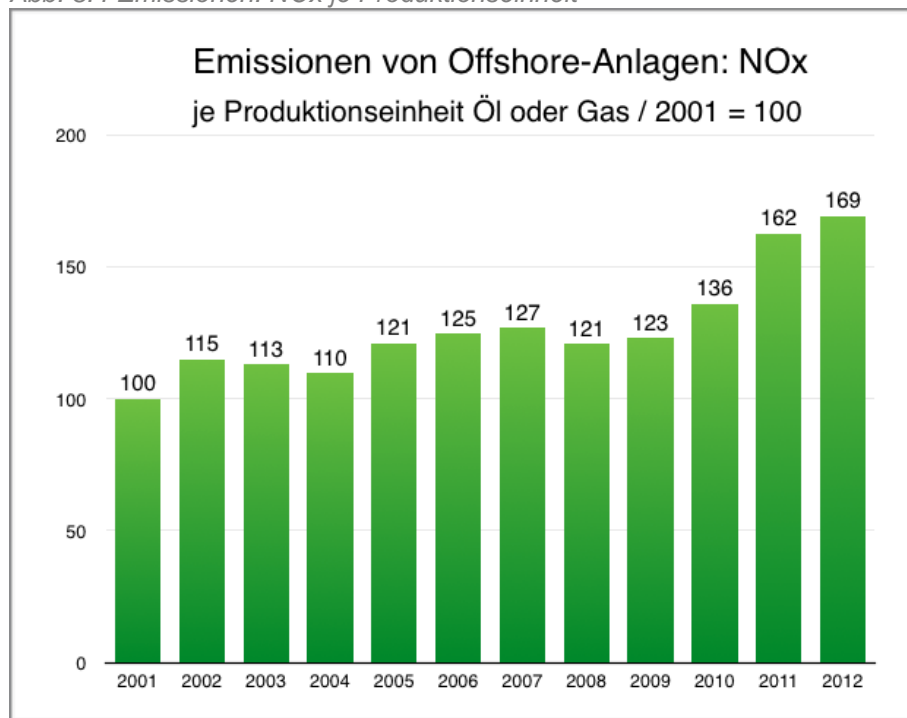
Abb. 8.3 Emissionen: NO<sub>x</sub>



<sup>58</sup> [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3\\_tab\\_emi-ausgew-luftschadst\\_2014-07-03.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_tab_emi-ausgew-luftschadst_2014-07-03.pdf).

Wiederum gewichtet nach Produktionsmenge stiegen die NOx-Emissionen je geförderter Tonne Öl/Gas steil an. Sie lagen 2012 um 60% höher als 2001.

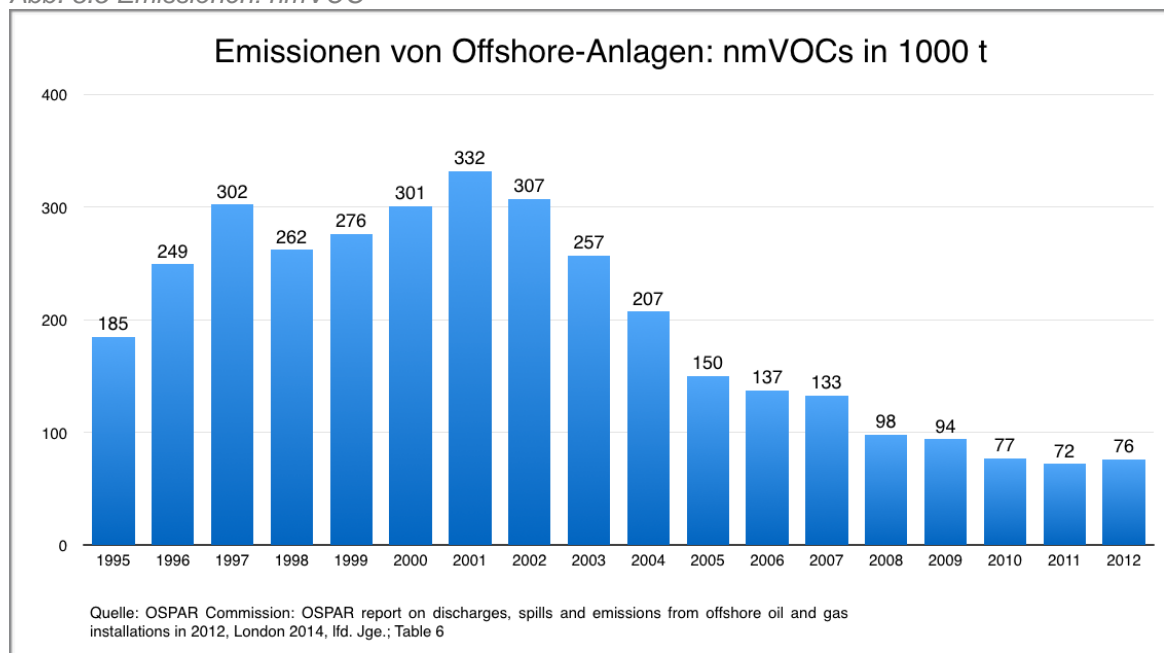
Abb. 8.4 Emissionen: NOx je Produktionseinheit



### c) Flüchtige organische Verbindungen (nmVOCs)

Besser verlief die Entwicklung bei den flüchtigen organischen Verbindungen. Hier konnte seit 2001 eine deutliche Reduzierung von damals 332.000 Tonnen auf mittlerweile 76.000 Tonnen erreicht werden. Zum Vergleich: Der Verkehr in Deutschland emittierte 2012 ca. 116.500 Tonnen nmVOCs.<sup>59</sup>

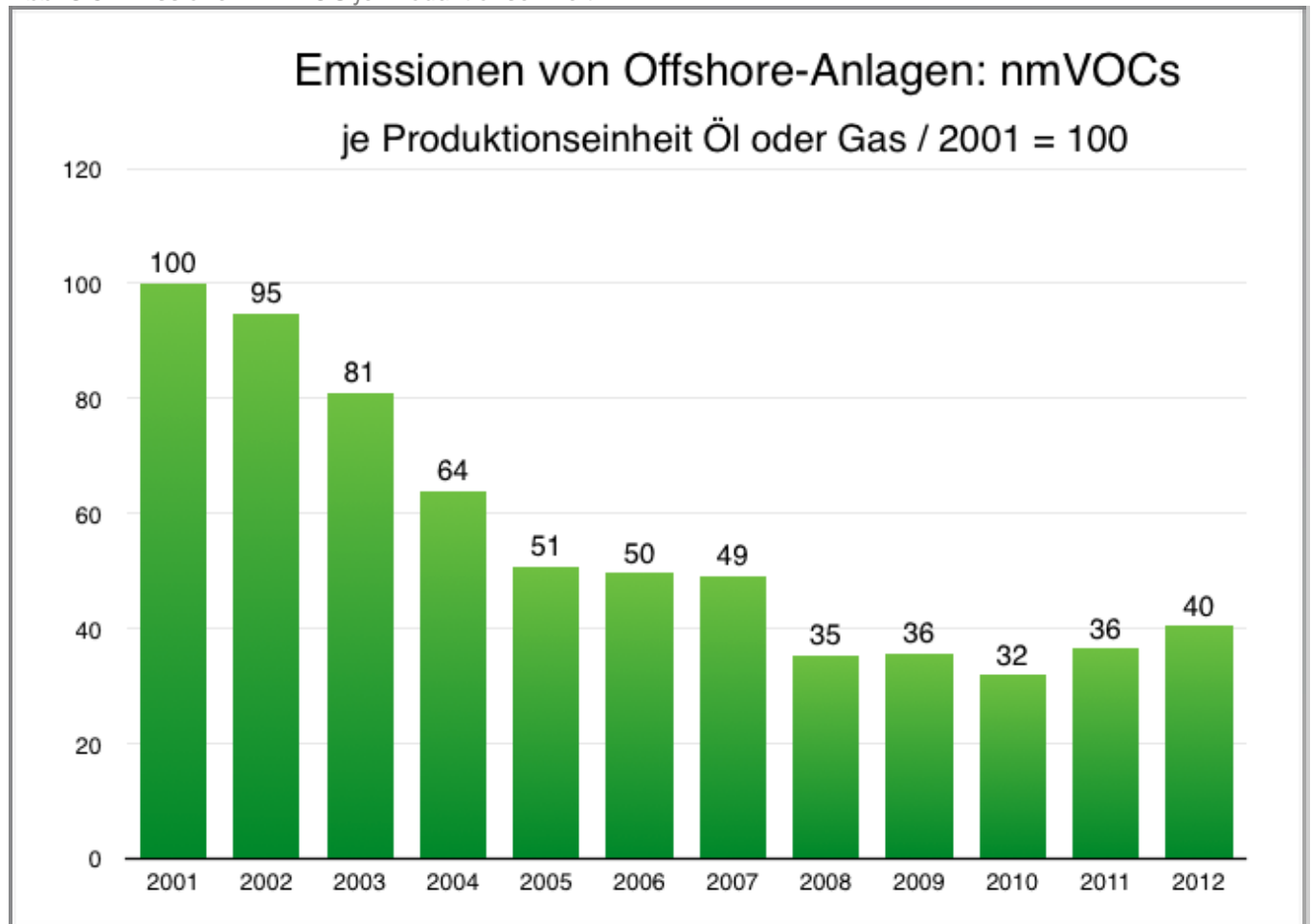
Abb. 8.5 Emissionen: nmVOC



<sup>59</sup> [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3\\_tab\\_emi-ausgew-luftschadst\\_2014-07-03.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_tab_emi-ausgew-luftschadst_2014-07-03.pdf).

Gewichtet nach Produktionsmengen ist die bisherige Entwicklung zunächst ebenfalls positiv, aber seit 2008 gelingt es offenbar nicht mehr, die organischen Schadstoffe parallel zur fallenden Produktion zu verringern. Dennoch: 2012 wurden je produzierter Tonne Öl/Gas 60% weniger nmVOC emittiert als 2001.

Abb. 8.6 Emissionen: nmVOC je Produktionseinheit



#### d) Methan (CH<sub>4</sub>, Erdgas)

Methan ist der mit Abstand wichtigste Bestandteil von Erdgas. Kommt es z.B. bei der Ölproduktion nur in vergleichsweise geringen Mengen als Nebenprodukt an die Oberfläche, wird es emittiert oder abgefackelt - sei es aus Sicherheitsgründen, oder weil der Gasstrom zu klein ist, um vermarktet zu werden.

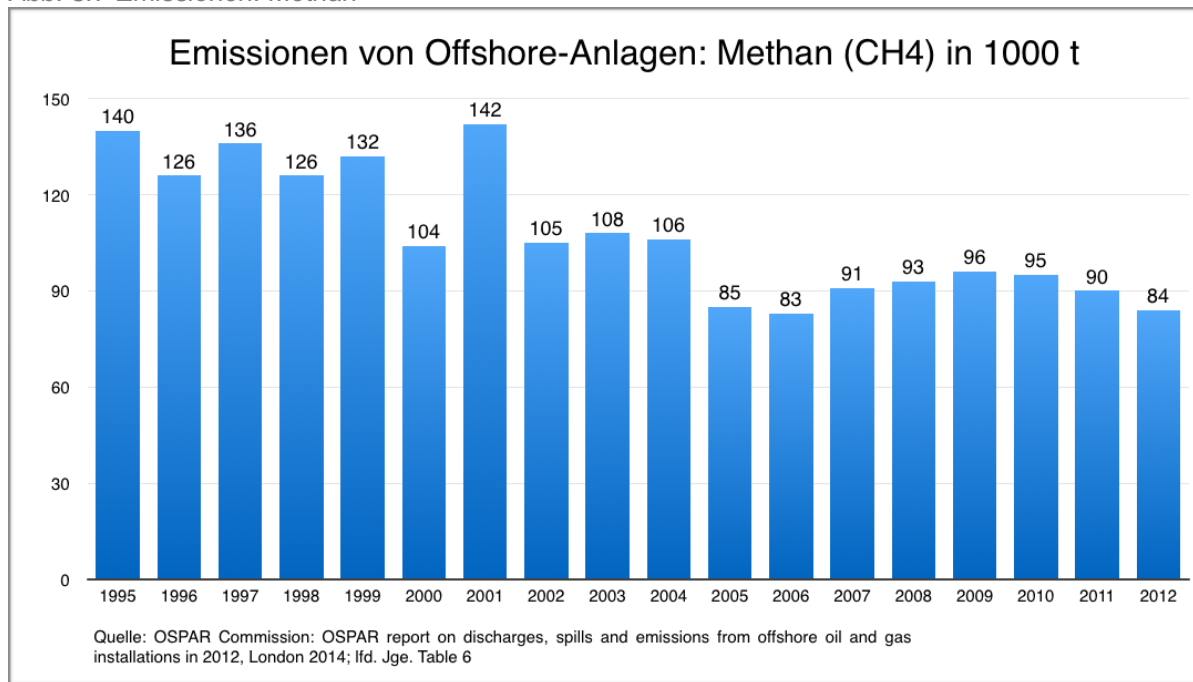
Die Offshore-Anlagen haben 1995 etwa 140.000 Tonnen Methan emittiert (ohne Abfackelung, da das Methan nach der Verbrennung als CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre gelangt). Bis 2005 sank diese Menge auf 85.000 t. Seither gibt es keine Verbesserungen. Diese Menge entspricht einer Treibhausgaswirkung von 2 Mio. t CO<sub>2</sub>.<sup>60</sup>

In diesem Zusammenhang sei noch einmal an den Blowout von Stena Drilling (für Mobil Oil/ExxonMobil) vor der Küste von Schottland erinnert. Seit mittlerweile 25 Jahren treten dort große Mengen Methan in die Atmosphäre aus.<sup>61</sup>

<sup>60</sup> Hier wurde die weit verbreitete Formel einer 25fachen Treibhausgaswirkung von Methan gegenüber CO<sub>2</sub> verwendet.

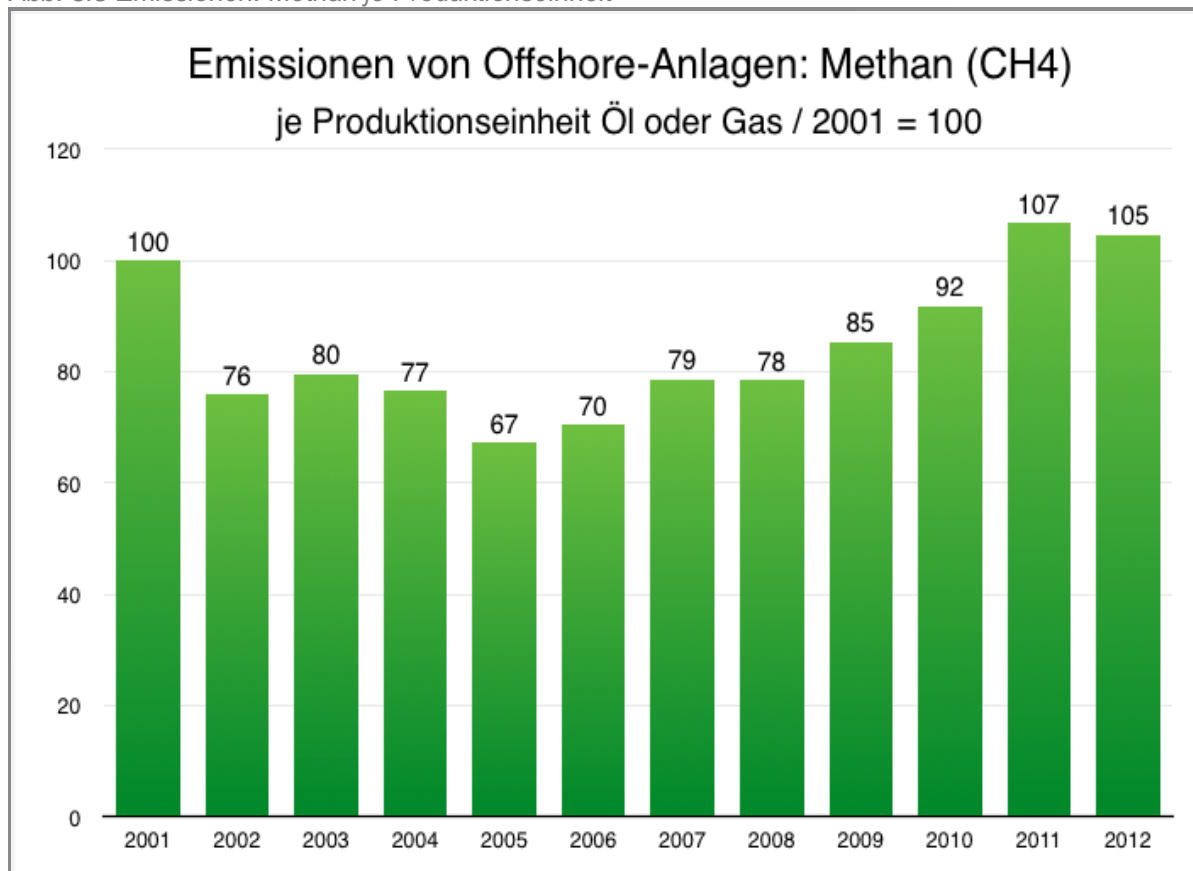
<sup>61</sup> [http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck\\_in\\_der\\_Nordsee](http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgas-Leck_in_der_Nordsee)

Abb. 8.7 Emissionen: Methan



Gewichtet man die Mengen nach der Öl- und Gasproduktion ist der Trend seit 2005 eindeutig negativ. Bis 2012 stieg die gewichtete Methanemission um ca. 50%.

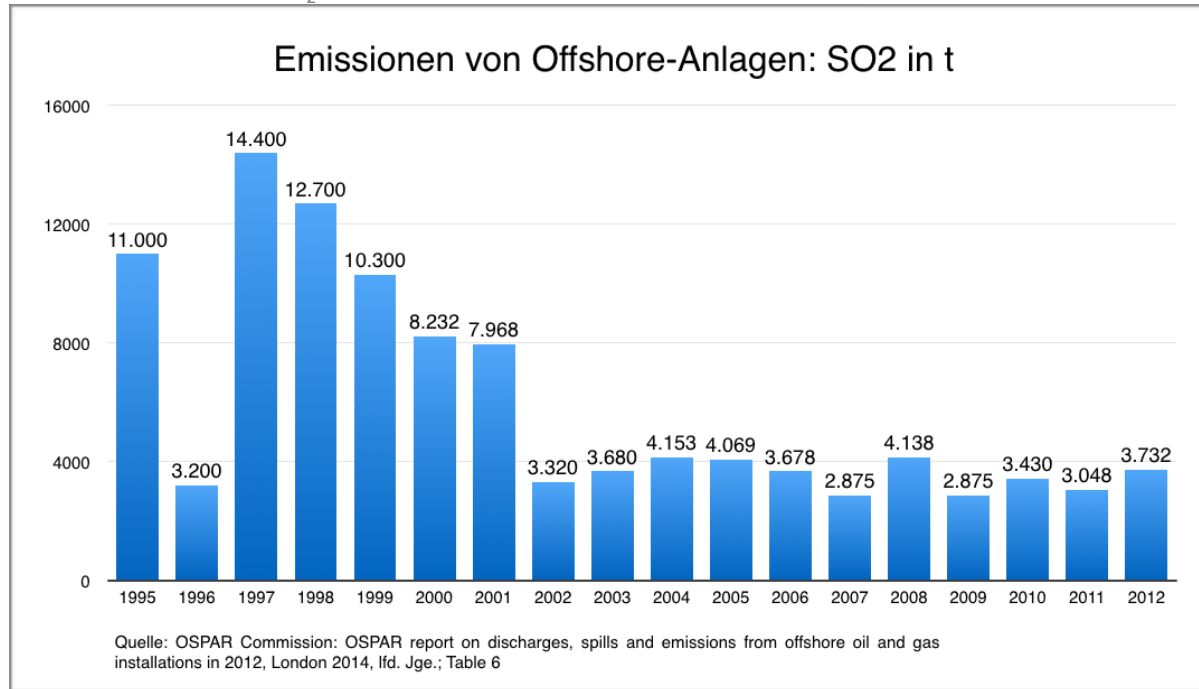
Abb. 8.8 Emissionen: Methan je Produktionseinheit



## e) Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>)

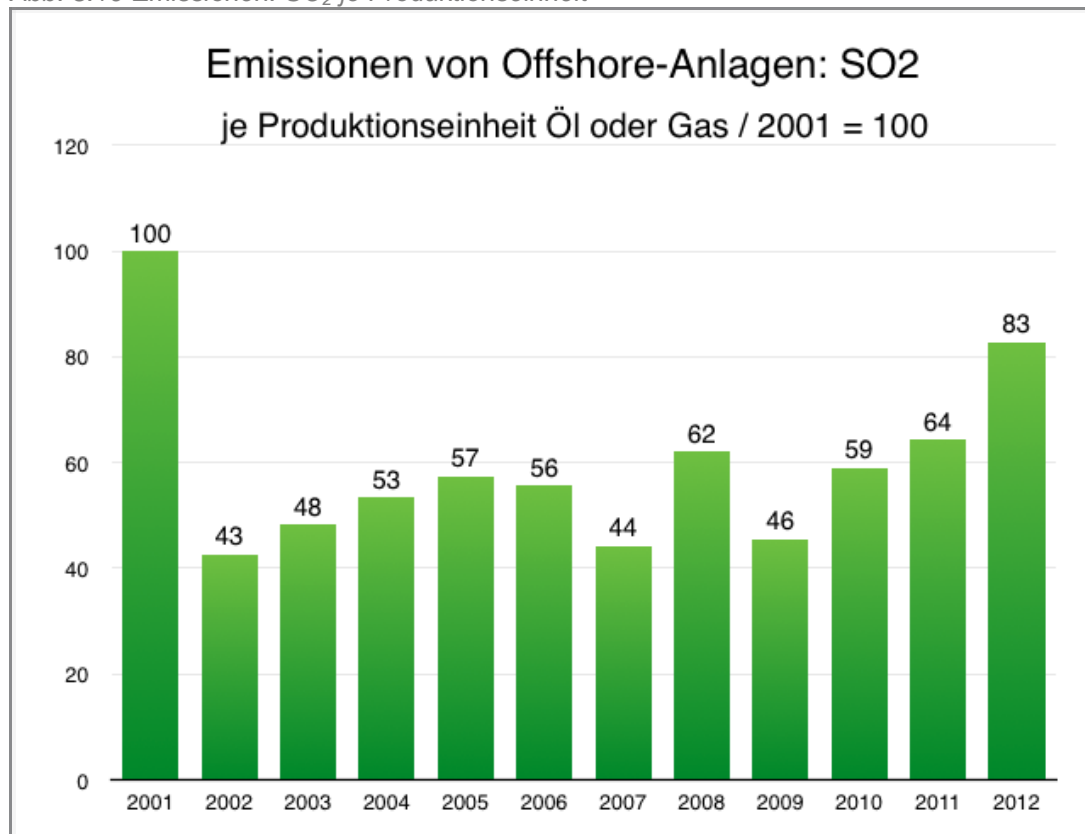
Bei Schwefeldioxid wurden bis 2002 deutliche Verbesserungen erreicht. Doch seither stagniert die Lage: 2012 wurden 3.732 Tonnen SO<sub>2</sub> emittiert.

Abb. 8.9 Emissionen: SO<sub>2</sub>



Gewichtet nach Produktionsmenge wird aus der Stagnation nach 2002 ein steiler Anstieg auf fast die doppelte SO<sub>2</sub>-Emission je produzierter Tonne Öl oder Gas (von 43% auf 83% des Wertes von 2001).

Abb. 8.10 Emissionen: SO<sub>2</sub> je Produktionseinheit



## 9. Ausblick: Die Nordsee wird abgewrackt

### „AGEING INFRASTRUCTURE PHASE“

Viele technische Einrichtungen in der südlichen und mittleren Nordsee sind veraltet. Immer mehr Felder sind erschöpft. Das Gebiet wird Schritt für Schritt zu einem Sanierungsfall. Auch offiziell ist die Nordsee nun in der „Ageing Infrastructure Phase“, ein Euphemismus für Störanfälligkeit, pausenlose Reparaturen und hohe Kosten, die niemand tragen will. Modernisierungs- und Instandhaltungsmaßnahmen werden so weit wie möglich ausgesetzt oder verschoben.

Der Rückzug aus der Nordsee verläuft auch vor dem Hintergrund des aktuellen Ölpreiscrashes weitgehend ungeordnet, d.h. dass große und kritische Infrastrukturen auf dem Prüfstand stehen und damit den Weiterbetrieb vieler kleiner Anlagen erschweren oder unmöglich machen könnten.<sup>62</sup> Ein Problem ist das ausgeprägte Konkurrenzdenken und die mangelnde Zusammenarbeit zwischen den Ölfirmen, vor allem wenn es um die Erschließung von Feldergruppen oder den Zugang zu Pipelines geht. Die Ölmultis im britischen Sektor, also die großen Ölkonzerne Shell und BP, die schon seit Jahrzehnten in der Nordsee aktiv sind, haben sich zwar zum Teil zurückgezogen, kontrollieren aber immer noch die wichtigsten Infrastrukturen wie z.B. große Verladeplattformen, Pipelines und Terminals. Die neueren Felder werden aber vor allem von kleineren Unternehmen erschlossen. Ohne Kooperation mit dem Operator im Nachbarfeld und ohne Zugang zur bereits bestehenden Infrastruktur lohnt sich aber die Erschließung dieser Vorkommen oftmals nicht.<sup>63</sup>

Neue Investitionsbudgets werden nur widerwillig bewilligt, denn den kleineren Firmen fehlt der Zugang zum Finanzmarkt, während die großen Ölkonzerne lieber in anderen Weltregionen investieren. Für die Eigentümer der Infrastruktur besteht wenig Anreiz, in Anlagen zu investieren, die ohnehin in absehbarer Zeit abgewrackt werden müssen. Es besteht daher das Risiko, dass zu wenig investiert wird, um Sicherheitsstandards aufrechtzuerhalten.

Schon jetzt ist die hohe Zahl technischer Störungen in der Nordsee notorisch. Die geringen Strafen bei Unfällen stellen kaum eine Abschreckung dar. Wenn sich illegale Einleitungen von Öl oder Chemikalien ereignen, kommt es fast nie zu Sanktionen. Und selbst wenn, dann sind die verhängten Geldstrafen geradezu absurd niedrig. Nur 7 von 4.123 Oil Spills (also unerlaubte Verschmutzungen der Nordsee durch Öl) seit dem Jahr 2000 bis 2012 wurden nach Angaben des britischen Energieministeriums mit Geldstrafen geahndet. In keinem der Fälle lag die Geldstrafe über 20.000 Pfund (ca. 28.000 Euro). Insgesamt lag die Summe der Strafen 2000 bis 2011 bei 74.000 britischen Pfund.<sup>64</sup>

Nach der Ölpest im Golf von Mexiko (2010) wurden zwar zahlreiche neue Technologien und Verfahren entwickelt, die zur Sicherheit der Plattformen und der Offshore-Ölinfrastruktur insgesamt beitragen können. Doch ihre tatsächliche Implementation läuft wegen der hohen Kosten nur schleppend.<sup>65</sup>

---

<sup>62</sup> Financial Times 24.2.2015 „North Sea oil and gas drains cash at fastest rate since 1970s“.

<sup>63</sup> Financial Times 30. Januar 2013.

<sup>64</sup> <http://www.theguardian.com/environment/2012/oct/25/oil-companies-north-sea-spills>.

<sup>65</sup> <http://www.offshore-technology.com/features/featureoffshore-fire-safety-new-hazards-and-challenges-in-an-ageing-infrastructure-4188369/>.

Das Management der Ölkonzerne scheut größere Investitionen angesichts immer kleinerer oder erschöpfter Felder, steigender Kosten und derzeit fallender Ölpreise. Die Großaktionäre der Ölmultis erwarten trotz des schwierigeren Umfeldes nach wie vor hohe Dividendenrenditen, was den Druck zu Kosteneinsparungen zusätzlich erhöht.

### **ABGEWRACKT**

Da immer mehr Felder in der Nordsee erschöpft sind, wird eine wachsende Zahl von Anlagen überflüssig. Eine Altlast, die aus Millionen von Tonnen Stahl, Beton, Kunststoff, Restölen und anderen Materialien besteht.

Allein im norwegischen Kontinentalschelf befinden sich 12 große Zementkonstruktionen, 19 schwimmende Stahlplattformen und 88 stationäre Stahlplattformen. Hinzu kommen 350 Anlagen auf dem Meeresboden. Insgesamt wiegen diese Anlagen 6,9 Mio. Tonnen. Das entspricht dem Gewicht von 768 Eiffeltürmen. Im norwegischen Sektor trägt der Staat indirekt 78% der Kosten der Stilllegung und Abwrackung. Während es in den USA üblich ist, stillgelegte Anlagen an anderer Stelle wieder einzusetzen, ist das bei den norwegischen Anlagen wegen ihrer individuellen Gestaltung seltener. Ein Recycling des Stahls ist der häufigste Weg.<sup>66</sup>

Aktuell gelten in der *OSPAR Inventory List* 35 Anlagen als stillgelegt (*closed down*), 142 wurden abgewrackt oder sind dafür vorgesehen (*decommissioned*); weitere 7 Anlagen dürfen auf der Basis von Ausnahmeregelungen weiter im Meer stehen bleiben (*derogation*). Hier handelt es sich um besonders schwere Anlagen mit über 200.000 t.<sup>67</sup>

In den kommenden Jahren wird der Abbau der Anlagen Schwung aufnehmen. Das war bereits im vergangenen Jahrzehnt erwartet worden, aber die hohen Ölpreise rechtfertigten eine Zeitlang höhere Investitionen auch in die alten Felder. Doch mittlerweile ist z.B. im britischen Sektor (UKCS UK Continental Shelf) die Zahl der aufgegebenen und versiegelten Bohrlöcher höher als die Zahl neuer Bohrungen (vgl. Abb.)

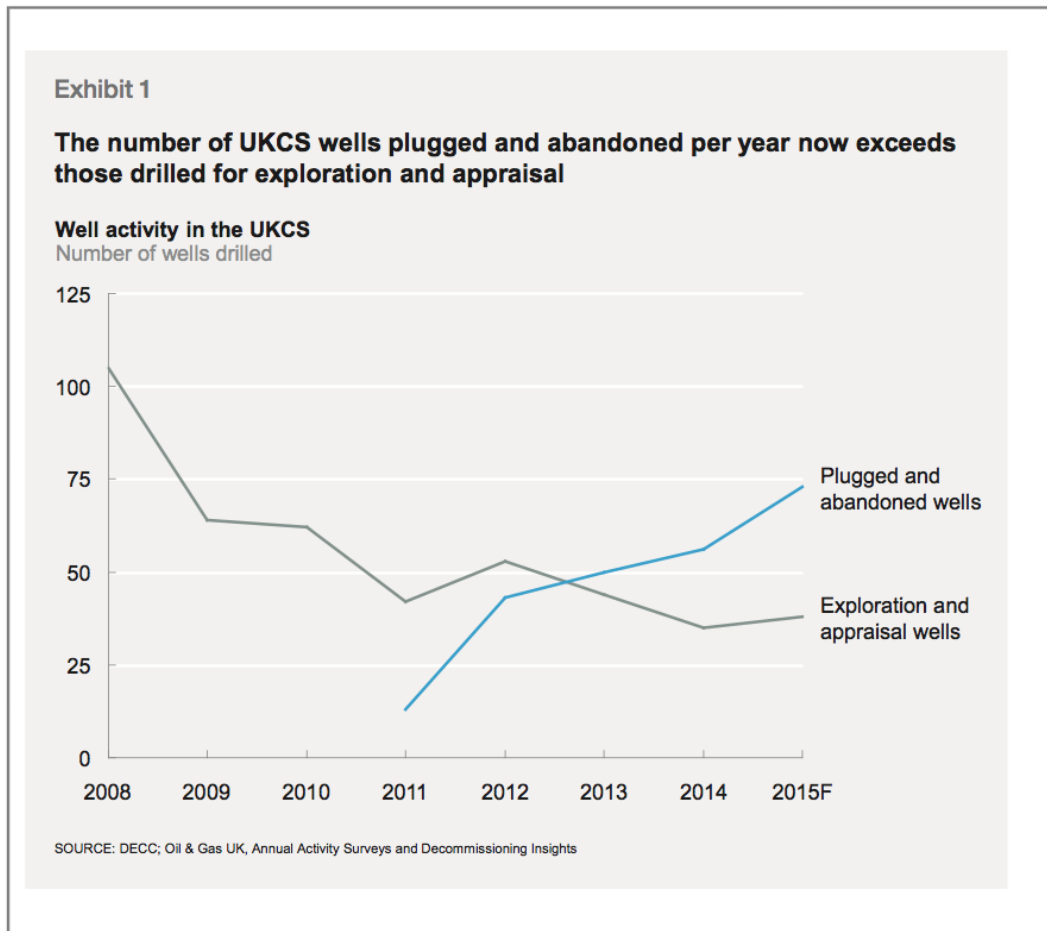
---

<sup>66</sup> <http://www.npd.no/en/Topics/Shutdown-and-removal/Temaartikler/Responsible-removal-of-old-facilities/>.

<sup>67</sup> Arup u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014.



Abb. 9.1 Trend zur Versiegelung von Öl- und Gasquellen



Quelle: McKinsey: Future of North Sea - From late-life operations to decommissioning – maximising value at every stage, February 2015

Es gibt in der Nordsee alle Arten von Infrastrukturen, die weniger als 100 Tonnen, aber auch bis zu 500.000 Tonnen wiegen können. Die meisten der 715 Anlagen, die sich oberhalb der Wasseroberfläche befinden, bestehen aus Stahl (83%).<sup>68</sup> Davon kann wohl ein großer Teil recycelt werden, wenn an Land dafür die technischen Voraussetzungen vorliegen. OSPAR zählt 142 Anlagen auf, die bislang außer Betrieb genommen wurden (*decommissioned*). Darunter befinden sich 88 Stahlplattformen, die über die Meeresoberfläche ragen. Hiervon wurden 56 Anlagen inzwischen an Land entsorgt,<sup>69</sup> darunter zum Beispiel das umfangreiche North West Hutton Decommissioning Programme, 130 Kilometer nordöstlich der Shetland Islands.<sup>70</sup> Hier wurde die Produktion 2002 eingestellt. Viele, wenn auch nicht alle, Anlagen wurden schrittweise bis 2014 demontiert.

Fast das gesamte Material der demontierten Teile der Plattform (28.427 Tonnen) konnte recycled (74%) oder an anderer Stelle wiederverwendet (25%) werden. Der Rest, 473 Tonnen, wurde entsorgt.

<sup>68</sup> Arup u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014.

<sup>69</sup> Eine Liste der findet sich hier:

[http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00840305340000\\_000000\\_000000](http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00840305340000_000000_000000)

(OSPAR\_Offshore\_Installations\_Inventory\_2013.xls). Der Status vieler Anlagen wird in der OSPAR-Übersicht nicht genannt und musste daher einzeln recherchiert werden. Die für den britischen Sektor geplanten oder derzeit laufenden Abwrackungen sind detailliert hier zu finden: <https://www.gov.uk/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>.

<sup>70</sup> [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/371545/NWH\\_Decommissioning\\_Programme\\_Close\\_Out.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/371545/NWH_Decommissioning_Programme_Close_Out.pdf).

Abb. 9.2 Abwrackmengen bei North West Hutton

| Topsides and Jacket Materials Disposal Summary |                                       |
|------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Total weight received                          | <b>28,427 tonnes</b>                  |
| Material re-used                               | <b>7,029 tonnes</b><br><b>24.73%</b>  |
| Material recycled                              | <b>20,925 tonnes</b><br><b>73.61%</b> |
| Weight disposed                                | <b>473 tonnes</b><br><b>1.66%</b>     |
| <b>Total re-used / recycled</b>                | <b>27,954 tonnes</b><br><b>98.34%</b> |
| Material                                       | Tonnes                                |
| Asbestos                                       | 5.02                                  |
| Fluorescent tubes & sodium lights              | 1.74                                  |
| Ni-Cad batteries                               | 0.15                                  |
| Smoke detectors                                | 0.21                                  |
| Mixed metals                                   | 28,010                                |
| Residual hydrocarbon sludge                    | 21.09                                 |
| LSA scale                                      | 4.43                                  |
| Chemicals                                      | 9.85                                  |
| Waste oil & oily water                         | 21.44                                 |
| Anodes                                         | 80.30                                 |
| Other materials                                | 272.77                                |
| <b>Total</b>                                   | <b>28,427</b>                         |

Table 3-1 - Jacket and topsides materials disposal summary

Quelle: JEE: North West Hutton Decommissioning Programme. Close-out Report. Prepared by Jee for BP, Document No. BP261\_r01g, Tonbridge 2014

Die Kosten für den Abbau der Plattform und von zwei Pipelines lagen bei 246 Mio. Pfund (ca. 344 Mio. Euro).

Abb. 9.3 Abwrackkosten bei North West Hutton

| Description                                               | Predicted Decommissioning Programme cost | NWH Decommissioning project final cost |
|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|
| Programme one – the NWH platform and associated equipment | £154 Million                             | £230 Million                           |
| Programme two – the gas pipeline PL147                    | £3 Million                               | £5 Million                             |
| Programme three – the oil pipeline PL148                  | £3 Million                               | £10 Million                            |
| <b>Total project cost</b>                                 | <b>£160 Million</b>                      | <b>£246 Million</b>                    |

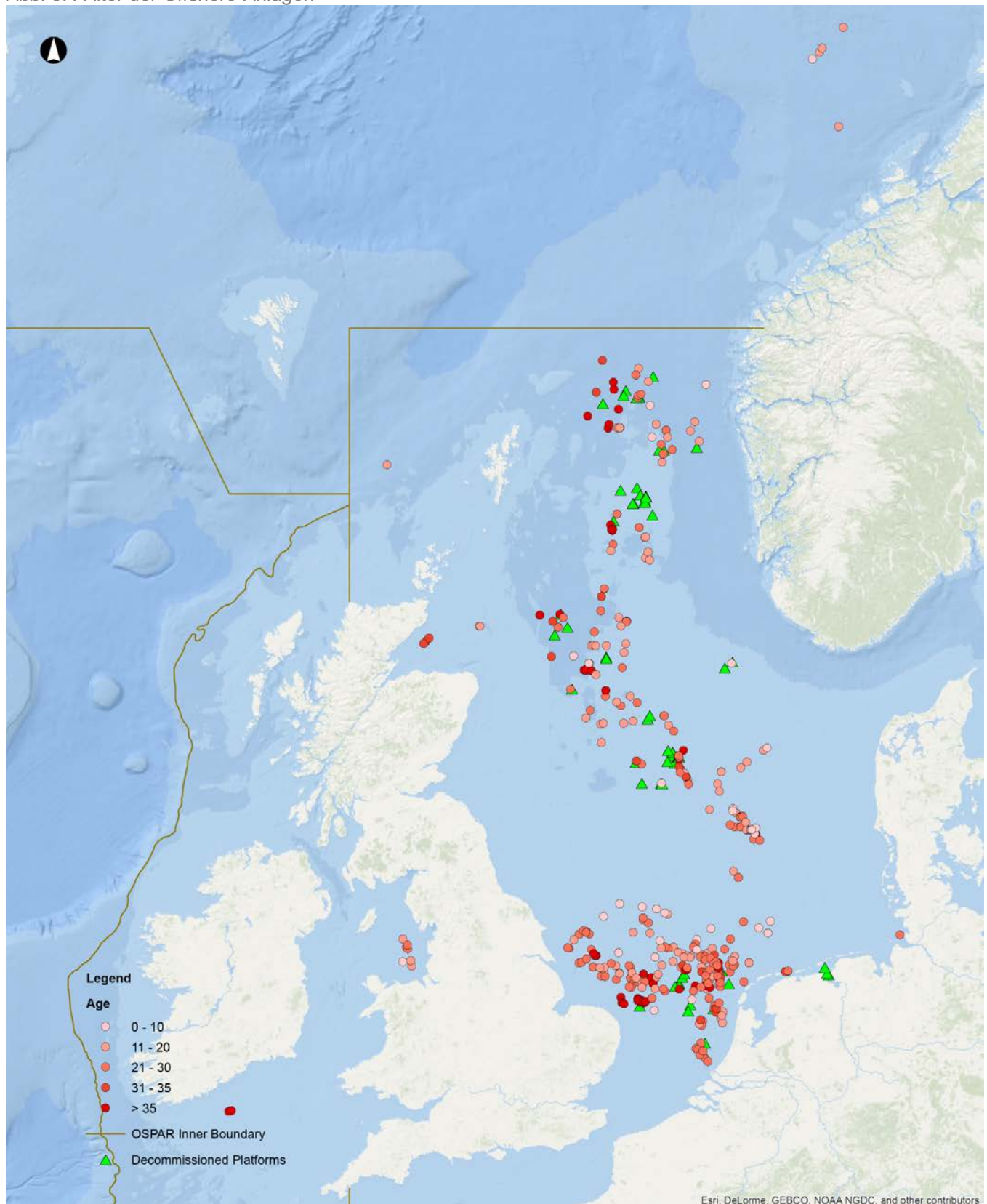
Table 11-1 - Actual total spend versus predicted total spend

Quelle: JEE: North West Hutton Decommissioning Programme. Close-out Report. Prepared by Jee for BP, Document No. BP261\_r01g, Tonbridge 2014

Das durchschnittliche Alter der Anlagen liegt bei 25 Jahren.<sup>71</sup> Die ältesten Anlagen sind im britischen Sektor, die jüngsten im dänischen. Die folgende Abbildung zeigt die räumliche Verteilung und das Alter der Anlagen.

<sup>71</sup> Arup u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014.

Abb. 9.4 Alter der Offshore-Anlagen



Quelle: Arup u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014

Generell gilt, dass das durchschnittliche Gewicht zunimmt, je weiter nördlich sie liegen, da die Nordsee nach Norden hin tiefer wird. Das Gesamtgewicht der Stahlkonstruktionen liegt bei ca. 7 Mio. Tonnen, wie die folgende Tabelle zeigt. Sie bestehen ganz überwiegend aus Stahl (v.a. Topsides und ein Teil der Substructures) und Beton (Substructures).

Abb. 9.5 Gewicht der Offshore-Anlagen (nur Stahl)

| Gewicht in Tonnen | Topside          | Substructure     | Summe            |
|-------------------|------------------|------------------|------------------|
| Norwegen          | 985.000          | 675.000          | 1.660.000        |
| Großbritannien    | 3.068.000        | 1.687.000        | 4.755.000        |
| Niederlande       | 215.000          | 127.000          | 342.000          |
| Dänemark          | 155.000          | 87.000           | 242.000          |
| <b>SUMME</b>      | <b>4.423.000</b> | <b>2.576.000</b> | <b>6.999.000</b> |

Quelle: ARUP u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014

Angesichts der fallenden Ölpreise stehen die Öl- und Gasfirmen vor der schwierigen Wahl, ihre Anlagen möglicherweise mit Verlust weiter zu betreiben, oder die Anlagen zu schließen und dann in die Abwrackung investieren zu müssen. Diese Ausgaben können allerdings von der Steuer abgeschrieben werden, so dass angesichts der hohen Steuerlast der britischen Offshore-Produzenten letztlich die Steuerzahler den größten Teil der Abwrackung schultern werden.

Ein Consultant-Bericht<sup>72</sup> erwartet bis 2023 im britischen Sektor über 900 Bohrlöcher, die versiegelt werden müssen. Mindestens 15 Mrd. Pfund<sup>73</sup> müssen dort investiert werden, um die Infrastruktur vorschriftsmäßig abzubauen. Im norwegischen Sektor werden es an die 7 Mrd. Pfund sein.

Insgesamt werden bis 2040 allein in der britischen Nordsee fast alle verbliebenen 470 Plattformen, etwa 10.000 km Pipelines und 5.000 Bohrlöcher stillgelegt und zum großen Teil abgebaut werden. Das wird nach vorläufigen Schätzungen bis 2040 mindestens 31,5 Mrd. Pfund kosten, für die Nordsee insgesamt sogar 47,5 Mrd. Pfund.<sup>74</sup>

In den nächsten Jahren werden voraussichtlich 32 größere Anlagen bzw. Komplexe stillgelegt und abgewrackt.

Abb. 9.6 Geplante Stilllegungen in den Nordsee-Anrainerstaaten

| UK          | Norway       | Denmark | Netherlands |
|-------------|--------------|---------|-------------|
| Miller      | Albuskjell F | Cecilie | Q8-B        |
| Brent A     | Edda         | Dagmar  | K10-B       |
| Brent B     | Ekofisk A    | Rolf    |             |
| Brent C     | Ekofisk G    | Svend   |             |
| Brent D     | Ekofisk S    |         |             |
| Goldeneye   | H-7          |         |             |
| Kittiwake A | Hod          |         |             |
| Thames AV   | Huldra       |         |             |
| Thames AR   | Valhall PCP  |         |             |
| Thames AP   | Vest EkoFisk |         |             |
| Brae A      | YME MOPUStor |         |             |
| Brae B      |              |         |             |
| Brae East   |              |         |             |
| Murchison   |              |         |             |
| Little Doty |              |         |             |
| Big Doty    |              |         |             |

Quelle: Arup u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014.

<sup>72</sup> McKinsey: Future of North Sea - From late-life operations to decommissioning – maximising value at every stage, February 2015.

<sup>73</sup> Ein Pfund Sterling war am 11. März 2015 1,41 Euro wert.

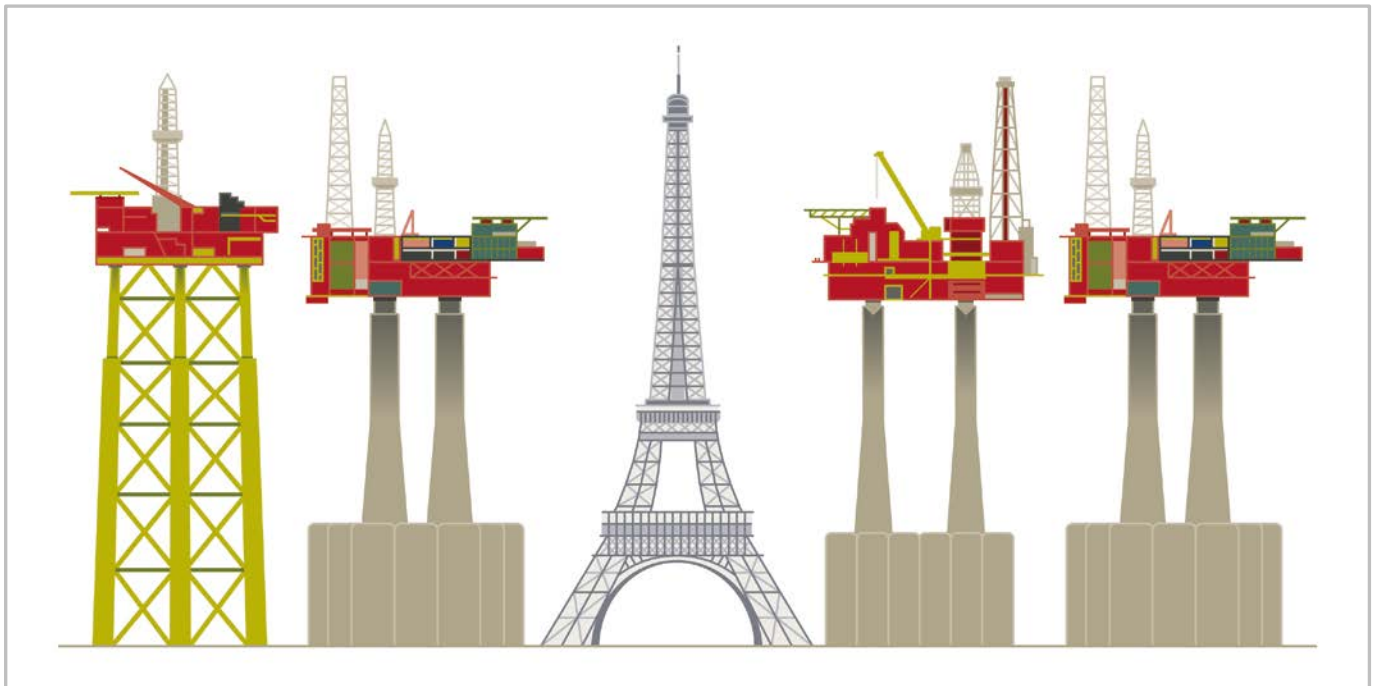
<sup>74</sup> The Guardian 1. Dez. 2014. <http://www.theguardian.com/sustainable-business/2014/dec/01/north-sea-installation-recycle-sustainable-reuse-oil-gas>; sowie <http://www.offshoreenergytoday.com/uk-north-sea-decommissioning-costs-could-hit-staggering-levels/> mit Zahlen von Deloitte und Douglas-Westwood. Vgl. auch <http://www.innovoil.co.uk/Articles/tabid/262/Article/311/North-Sea-gears-up-for-decommissioning.aspx>.

Dazu gehören 29 stationäre Stahlanlagen und drei große Zementfundamente. Zwei Drittel davon befinden sich in den tieferen und unruhigeren Gewässern der nördlichen Nordsee.<sup>75</sup> Daher steigen das durchschnittliche Gewicht und die technischen Herausforderungen der Abwrackungen in den kommenden Jahren an.

Unter den aktuellen Abwrackplänen ist auch die Plattform Brent Delta, die sich über einem der ältesten und größten Ölfelder in der Nordsee befindet. Die Shell-Plattform ist schon seit Ende 2011 praktisch stillgelegt, aber erst Anfang 2015 wurde die Abwrackung formell beschlossen. Allein der Stahloberbau wiegt 23.500 Tonnen, so dass hier beim Abtransport technisches Neuland betreten werden muss.<sup>76</sup> Der gesamte Abbau wird voraussichtlich 10 Jahre dauern. Die folgende Abbildung veranschaulicht die Größenordnung der Anlagen, die demontiert werden müssen.<sup>77</sup>

Auch die anderen Brent-Plattformen Alpha und Bravo produzieren seit November 2014 kein Öl mehr und werden nach Brent Delta abgewrackt. Nur die Plattform Brent Charlie wird noch einige Jahre in Betrieb bleiben.<sup>78</sup>

Abb. 9.7 Größenvergleich Eiffelturm - Öl/Gas-Förderplattformen (Brent A, B, C, D)



<sup>75</sup> Arup u.a.: Decommissioning in the North Sea - Demand vs Capacity, Edinburgh Oktober 2014.

<sup>76</sup> Financial Times, 2. Februar 2015.

<sup>77</sup> Details zum Abwrackprogramm vgl. Shell: Brent Delta Topside Decommissioning Programme Consultation Draft, Shell Report Number BDE-D-TOP-AA-5880-00001 Rev 04, 18 February 2015.

<sup>78</sup> Reuters: Shell Plans to Start North Sea Brent Platform Decommissioning, 3.Feb.2015;  
<http://www.theengineer.co.uk/energy/in-depth/engineering-a-sea-change/1020002.article>.

# 10. Anhänge

## a) Anhang: Going Dirty - Problematische Trends in der Ölbranche

### Kostendruck - höheres Risiko

Der Trend zu niedrigeren Renditen im Öl- und Gasgeschäft ist nicht aufzuhalten. Die Firmen versuchen, bei aller Unterschiedlichkeit in der Sicherheitsphilosophie, mit riskanten Großprojekten und mit strikter Kostenkontrolle gegenzuhalten. Langfristig interessante Investments werden ungeachtet der Umwelt- oder Klimabilanz ausgebaut. Ältere Ölfelder mit hoher Umweltbelastung werden weiter betrieben. Fracking wird intensiviert, auch wenn die Umweltfolgen unklar sind. Personal wird, wo immer möglich, eingespart.

Störfälle, Lecks und Unfälle sind damit vorprogrammiert. Doch daraus folgenden Rechtsstreitigkeiten können in fast allen Ländern der Welt in die Länge gezogen werden. Strafen oder Vergleichszahlungen - wenn es überhaupt so weit kommt - fallen bei Unfällen oder Umweltschäden im Gesamtkontext fast immer extrem gering aus. Aus Konzernsicht ist eine solche Strategie der Kostenkontrolle also mit geringen Risiken verbunden.

### Going Home = Going Dirty

Oftmals haben die Ölkonzerne die Wahl zwischen technologisch schwierigen und riskanten Projekten in *stabiler* politischer Umgebung - oder aber technologisch einfacheren Projekten, die aber dafür in einem *riskanten* politischen Umfeld stattfinden.

Der zweite Weg wird allerdings immer schwieriger: Die attraktiven Riesenfelder am Persischen Golf oder in Russland werden heutzutage fast ausschließlich von Staatskonzernen erschlossen. Wenn ausländische Firmen zugelassen werden, wie im Irak, dann wird ihre Rolle oftmals auf die eines Dienstleisters beschränkt, der nur geringe Renditen erzielen kann (z.B. Irak mit 1-2 \$/b Nettoprofit). Oder sie werden Juniorpartner in einem unvorhersehbaren politischen Umfeld (z.B. Russland).

In den vergangenen Jahren wurden die alten Industrieländer, insbesondere USA, Kanada und Australien für Öl- und Gasprojekte deshalb wieder attraktiv. Sie bieten stabile politische Verhältnisse sowie attraktive Steuersätze. Tatsächlich müssen die Konzerne z.B. in den USA weitaus weniger Steuern und Abgaben zahlen, als z.B. in Nigeria oder Angola. Diese Rückkehr ist jedoch nur möglich, weil in den vergangenen Jahren neue Technologien und Organisationsformen entstanden sind: Für die profitable Erschließung von Shale Gas und Shale Oil in den USA, für Tiefwasservorkommen, für kanadische Ölsande und für LNG-Terminals (Erdgas-Verflüssigungsanlagen, die den internationalen Gastransport per Tanker ermöglichen).

Jedes Projekt für sich genommen birgt Risiken, aber da das Portfolio breit und diversifiziert ist, gehen die Konzerne insgesamt überschaubare Risiken ein, falls ein Einzelprojekt scheitern sollte:

- **Arktische** Projekte mit hohen Umwelt- und Renditerisiken
- **Teersand-Projekte** mit hohem Energie- und Ressourcenverbrauch
- **GTL-Anlagen** (Gas-to-Liquids) mit enormen Energieverlusten
- **LNG-Terminals** mit beträchtlichen Energieverlusten
- **Tiefseeprojekte** mit hohen Unfallrisiken
- **Schiefergas** mit problematischem Ressourcenverbrauch und Umweltrisiken durch Fracking
- **Schieferöl (Light Tight Oil)**, ebenfalls mit problematischem Ressourcenverbrauch und Umweltrisiken durch Fracking

Das „normale“ große Ölfeld, das die Ölbranche noch in den 80er Jahren prägte, gehört immer mehr der Vergangenheit an. Schweres Öl, saures Öl, High-Pressure-Tiefwasserbohrungen, Fracking von Schieferöl und Ölsande prägen immer mehr das Bild.

## b) Anhang: Deepwater Horizon und die fehlenden Konsequenzen

Im April 2015 jährte sich die Tragödie der BP-Plattform Deepwater Horizon zum fünften Mal. Nach einem Blowout, der auf technisches Versagen, Managementfehler und unzureichende Sicherheitsvorkehrungen zurückzuführen war, starben elf Arbeiter.

Es dauerte 87 Tage, bis die größte Ölkatastrophe der vergangenen Jahrzehnte gestoppt werden konnte. Etwa 4,9 Millionen Barrel Öl verschmutzten den Golf von Mexiko mit bis heute unabsehbaren ökologischen Folgen für Fauna und Flora.

Die Ölpest kam nicht völlig unerwartet: Ein immer größerer Anteil der neu entdeckten Ölfelder befindet sich im Meer, v.a. im „Goldenen Dreieck“, also im Golf von Mexiko, vor Westafrika und vor Brasilien. Die Wassertiefen, in denen Öl gesucht und gefördert wird, steigen mit den technischen Möglichkeiten. Damit steigen aber auch die Risiken, denn in 2.000 oder 3.000 Metern Tiefe ist das Material extremen Belastungen ausgesetzt. Bei Fehlern ist es sehr aufwendig und oftmals kurzfristig unmöglich, vor Ort einzugreifen.

Was ist seit 2010 geschehen? Die Meere blieben von einer erneuten Katastrophe in dieser Größenordnung verschont, die Aufsichtsbehörden wurden umstrukturiert, aber ein grundsätzliches Umdenken fand unter der Obama-Administration nicht statt.

Auch im Atlantik und in der Arktis soll nach Öl gebohrt werden, trotz der Unfälle, die z.B. Shell in arktischen Gewässern widerfuhr. Dabei nahm Shell große Risiken auf sich, nur um Steuern zu sparen; ähnlich wie BP, die bei der Deepwater Horizon riskante „Abkürzungen“ anordnete, um Kosten und Zeit zu sparen. Shell ließ eine Bohrplattform trotz schlechten Wetters in eine steuerbegünstigte Zone schleppen, wo sie alsbald außer Kontrolle geriet und beschädigt wurde.

Experten beklagen die Untätigkeit der Behörden insbesondere bei den **Blow-out Preventern (BOP)**. Diese massiven Maschinen stehen über dem Bohrloch auf dem Meeresgrund und haben die Aufgabe, bei einem Blow-out das Bohrloch verlässlich zu schließen und von den Rohrleitungen Richtung Plattform zu trennen. BOPs sind eine teure, aber die wichtigste technische Einzelkomponente bei der Offshore-Förderung von Öl und Gas. Dieses standardisierte Gerät hatte bei der Deepwater Horizon und auch bei einigen anderen Vorfällen in sehr tiefem Wasser versagt.

Die amerikanische National Academy of Engineering hatte Ende 2011 nach längeren Untersuchungen mit großem Nachdruck eine grundsätzliche technische Verbesserung der BOPs angemahnt. Aber bis heute wurden keine neuen Richtlinien in Kraft gesetzt, so dass weiterhin mit Maschinen im tiefen Meer gebohrt wird, an deren Zuverlässigkeit ernstzunehmende Zweifel bestehen.<sup>79</sup>

Zuletzt im Juli 2013 war die Bohrung Timbalier 220 im Golf von Mexiko wegen eines Gas-Blowouts zwei Tage lang außer Kontrolle und setzte eine Plattform in Flammen. Zum Glück für die Umwelt enthielt die Quelle praktisch nur Erdgas und kein Öl.<sup>80</sup>

---

<sup>79</sup> Vgl. Global Energy Briefing Nr.98, Hamburg April 2014

<sup>80</sup> Vgl. [http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/127939/Workers\\_Evacuated\\_Following\\_Blowout\\_on\\_Rig](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/127939/Workers_Evacuated_Following_Blowout_on_Rig)

## c) Anhang: Bedrohungen des arktischen Ökosystems durch Öl- und Gasförderung

Die Arktis gilt als eine der aussichtsreichsten unerforschten Regionen der Öl- und Gasindustrie. In der Region nördlich des Polarkreises werden 30% der bisher unentdeckten Gasressourcen und 13% des unentdeckten Öls vermutet.<sup>81</sup>

Nach einem Gutachten der amerikanischen Geologiebehörde USGS (US Geological Survey) aus dem Jahr 2008 enthält der Bereich nördlich des Polarkreises geschätzte 90 Milliarden Barrel unentdecktes, technisch förderbares Öl. Diese Menge könnte den globalen Ölbedarf lediglich für drei Jahre decken.

Schon heute wird der Nordostatlantik durch reguläre Ölförderaktivitäten verschmutzt.<sup>82</sup> Die Ölauftritte geschehen etwa durch ölhaltiges Wasser, das bei der Erdölförderung mit an die Oberfläche kommt (Produktionswasser) und nach einer mehr oder weniger gründlichen Reinigung ins Meer gepumpt wird. Die Auswirkungen sieht man etwa bei Öl- und Chemikalienrückständen in Miesmuscheln im weiten Umkreis um Bohr- und Förderplattformen. Auch Erbgutveränderungen bei Schellfischen können auf verunreinigte Sedimente zurückgeführt werden. Schließlich nehmen auch Tanker Meerwasser als Ballast auf. Beim Abpumpen fließt Öl aus verunreinigten Tanks ins Meer.

Besonders unkalkulierbare Risikofaktoren in der Arktis sind die extremen Wetterbedingungen und das Eis. Es gibt kein erprobtes Verfahren, das einen Ölteppich im arktischen Eis effektiv bekämpfen könnte. Hinzu kommen ungewohnte Sichtverhältnisse durch die langen Dunkelheitsperioden im Winter.

Im Falle eines Ölunfalls wie z.B. eines Blowouts sind Bohrschiffe oftmals weit von jeder unterstützenden Infrastruktur entfernt. Zum Beispiel liegt in Alaska der nächste größere Hafen 2.000 km von den Shell-Bohrfeldern entfernt. Es würde Wochen, bei geschlossener Eisdecke sogar Monate dauern, bis die notwendigen technischen Einrichtungen zur Bekämpfung und Sanierung eines Ölauftritts vor Ort wären.

Die Konsequenzen eines Ölunfalls könnten für das arktische Ökosystem daher drastisch sein und ihre Dimension ist nur zu erahnen.<sup>83</sup> Das Unglück des Tankers Exxon Valdez im Prince William Sound in Alaska am 24. März 1989 gibt jedoch eine Ahnung von den gravierenden Umweltschäden.

---

<sup>81</sup> U.S. Geological Survey (2008) „Fact Sheet 2008-3049“[online:] <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf>

<sup>82</sup> Feddern, J. (2012), „Erdölförderung im Nordost-Atlantik. Wie das Öl unsere Meere verschmutzt.“ Greenpeace.

<sup>83</sup> Wolff, R. ( 17.03.2012), „Jetzt wird die Arktis angebohrt“. In: Klimaretter.info [online:]

<http://www.klimaretter.info/protest/hintergrund/10810-jetzt-wird-die-arktis-angebohrt/>; Trotz, S. (22.05.2012), „Shells Ölbohrungen in der Arktis - ein Risiko für Umwelt und Investoren“. Greenpeace [online:]

[http://www.greenpeace.de/themen/oel/nachrichten/artikel/shells\\_oelbohrungen\\_in\\_der\\_arktis\\_ein\\_risiko\\_fuer\\_umwelt\\_und\\_investoren/](http://www.greenpeace.de/themen/oel/nachrichten/artikel/shells_oelbohrungen_in_der_arktis_ein_risiko_fuer_umwelt_und_investoren/)



## d) Stillgelegte und an Land entsorgte Öl- und Gasplattformen

| Nr | Country        | Name             | Location (blocks) | Water depth (m) | Operator                      | Production start | Primary production | Category    | Weight sub-structure (tonnes) | Weight topside (tonnes) | Remarks          |
|----|----------------|------------------|-------------------|-----------------|-------------------------------|------------------|--------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------|------------------|
| 1  | Germany        | Manslagt Z1      |                   | 9,5             | EMPG                          | 1993             | Gas                | Fixed steel | 420                           | 150                     | removed to shore |
| 2  | Netherlands    | K10-C            | K10               | 29              | Wintershall                   | 1981             | Gas                | Fixed steel | 740                           | 1140                    | removed to shore |
| 3  | Netherlands    | K13-C            | K13               | 24              | Wintershall                   | 1989             |                    | Fixed steel | 970                           | 2700                    | removed to shore |
| 4  | Netherlands    | K13-D            | K13               | 26              | Wintershall                   | 1988             |                    | Fixed steel | 440                           | 600                     | removed to shore |
| 5  | Norway         | VEST EKOFISK     | 2/4               | 75,1            | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1974             | Gas                | Fixed steel | 4146                          | 3655                    | removed to shore |
| 6  | Norway         | COD              | 7/11              | 72,5            | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1977             | Gas                | Fixed steel | 5094                          | 5167                    | removed to shore |
| 7  | Norway         | FRIGG DP1        | 10/1              | 98              | Total E&P Norge AS            |                  | Gas                | Fixed steel | 7000                          |                         | removed to shore |
| 8  | Norway         | ALBUSKJE LL A-BS | 1/6               | 70              | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1979             | Gas                | Fixed steel |                               |                         | removed to shore |
| 9  | Norway         | EKOFISK BS1      | 2/4               | 72              | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1972             | Oil                | Fixed steel | 775                           | 68                      | removed to shore |
| 10 | Norway         | EKOFISK BS4      | 2/4               | 72              | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1975             | Oil                | Fixed steel | 1064                          |                         | removed to shore |
| 11 | Norway         | ALBUSKJE LL F-BS | 2/4               | 70              | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1979             | Gas                | Fixed steel |                               |                         | removed to shore |
| 12 | Norway         | EKOFISK S-BS     | 2/4               | 74              | GASSCO AS                     | 1986             |                    | Fixed steel |                               |                         | removed to shore |
| 13 | United Kingdom | Camelot CA       | 53/1              | 46              | ERT                           | 1989             | Gas                | Fixed steel | 540                           | 1050                    | removed to shore |
| 14 | United Kingdom | Camelot CB       | 53/1              | 43              | ExxonMobil                    | 1992             | Gas                | Fixed steel | 644                           | 512                     | removed to shore |
| 15 | United Kingdom | Inde [east] JD   | 49/24             | 31              | Shell                         | 1971             | Gas                | Fixed steel | 644                           | 2923                    | removed to shore |
| 16 | United Kingdom | Inde [east] JP   | 49/24             | 31              | Shell                         | 1971             | Gas                | Fixed steel | 260                           | 871                     | removed to shore |
| 17 | United Kingdom | Inde [east] K    | 49/24             | 31              | Shell                         | 1971             | Gas                | Fixed steel | 580                           | 3273                    | removed to shore |
| 18 | United Kingdom | Inde [east] L    | 49/24             | 31              | Shell                         | 1971             | Gas                | Fixed steel | 555                           | 1572                    | removed to shore |
| 19 | United Kingdom | Inde [east] M    | 49/19             | 31              | Shell                         | 1971             | Gas                | Fixed steel | 400                           | 521                     | removed to shore |
| 20 | United Kingdom | Inde [east] N    | 49/24             | 31              | Shell                         | 1971             | Gas                | Fixed steel | 462                           | 499                     | removed to shore |
| 21 | United Kingdom | Esmond CP        | 43/13             | 35              | BHP                           | 1985             | Gas                | Fixed steel | 1912                          | 5960                    | removed to shore |

|    |                |                  |        |      |                                           |      |     |                |       |       |                                |
|----|----------------|------------------|--------|------|-------------------------------------------|------|-----|----------------|-------|-------|--------------------------------|
| 22 | United Kingdom | Esmond CW        | 43/13  | 35   | BHP                                       | 1985 | Gas | Fixed steel    | 1049  | 543   | removed to shore               |
| 23 | United Kingdom | Forbes AW        | 43/8   | 27   | BHP                                       | 1985 | Gas | Fixed steel    | 991   | 2163  | removed to shore               |
| 24 | United Kingdom | Gordon BW        | 43/15  | 21   | BHP                                       | 1985 | Gas | Fixed steel    | 857   | 2163  | removed to shore               |
| 25 | United Kingdom | Leman BK         | 49/26  | 37   | Shell                                     | 1968 | Gas | Fixed steel    | 609   | 5000  | removed to shore               |
| 26 | United Kingdom | Viking AC        | 49/12  | 26   | ConocoPhillips                            | 1972 | Gas | Fixed steel    | 650   | 2500  | removed to shore               |
| 27 | United Kingdom | Viking AD        | 49/12  | 26   | ConocoPhillips                            | 1972 | Gas | Fixed steel    | 714   | 570   | removed to shore               |
| 28 | United Kingdom | Viking AP        | 49/12  | 26   | ConocoPhillips                            | 1972 | Gas | Fixed steel    | 625   | 2151  | removed to shore               |
| 29 | United Kingdom | Viking FD        | 49/12  | 26   | ConocoPhillips                            | 1972 | Gas | Fixed steel    | 214   | 140   | removed to shore               |
| 30 | United Kingdom | West Sole WE     | 48/6   | 28   | BP                                        | 1967 | Gas | Fixed steel    | 600   | 200   | removed to shore               |
| 31 | United Kingdom | Frigg QP         | 10/1   | 104  | Total E&P                                 | 1977 | Gas | Fixed steel    | 4200  | 3500  | removed to shore               |
| 32 | Germany        | Emshörn Z1A      |        | 11   | BEB                                       | 1981 | Gas | Fixed steel    | 420   | 150   | removed to shore               |
| 33 | Norway         | ODIN             | 30/10  | 103  | Esso Exploration and Production Norway AS | 1984 | Gas | Fixed steel    | 6200  | 7600  | removed to shore               |
| 34 | Norway         | NORDØST FRIGG A  | 25/1   | 102  | Elf Petroleum Norge AS                    | 1984 | Gas | Fixed steel    |       |       | removed to shore               |
| 35 | Norway         | EKOFISK R        | 2/4    | 76,8 | ConocoPhillips Skandinavia AS             | 1977 | Gas | Fixed steel    | 6464  | 4532  | removed to shore               |
| 36 | Norway         | EKOFISK P        | 2/4    | 76,8 | ConocoPhillips Skandinavia AS             | 1975 | Oil | Fixed steel    | 2061  | 870   | removed to shore               |
| 37 | Norway         | ALBUSKJE LL A    | 1/6    | 71   | ConocoPhillips Skandinavia AS             | 1979 | Gas | Fixed steel    | 8902  | 10649 | removed to shore               |
| 38 | Norway         | FRØY             | 25/5   | 119  | Det norske oljeselskap ASA                | 1995 | Oil | Fixed steel    |       |       | removed to shore               |
| 39 | United Kingdom | Maureen ALC      | 16/29  | 94   | ConocoPhillips                            | 1983 | Oil | Floating steel | 8000  | 300   | removed to shore               |
| 40 |                | Maureen A        | 16/29  |      |                                           |      |     |                |       |       | removed to shore               |
| 41 | United Kingdom | Brent Spar       | 211/29 | 142  | Shell                                     | 1976 | Oil | Floating steel | 0     | 14500 | removed to shore               |
| 42 | Norway         | FRIGG DP2        | 25/1   | 97   | Total E&P Norge AS                        | 1978 | Gas | Fixed steel    | 11200 | 5500  | removed to shore (2008)        |
| 43 | Norway         | ALBUSKJE LL A-FL | 1/6    | 70   | ConocoPhillips Skandinavia AS             | 1979 | Gas | Fixed steel    |       |       | removed to shore (flare stack) |
| 44 | Norway         | ALBUSKJE LL F-FL | 2/4    | 70   | ConocoPhillips Skandinavia AS             | 1979 | Gas | Fixed steel    |       |       | removed to shore (flare stack) |

|    |                |                              |        |     |                               |      |     |                |       |       |                                    |
|----|----------------|------------------------------|--------|-----|-------------------------------|------|-----|----------------|-------|-------|------------------------------------|
| 45 | Norway         | EKOFISK SØR FL               | 2/4-2  | 72  | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1972 | Oil | Fixed steel    | 500   |       | removed to shore (flare stack)     |
| 46 | Norway         | EDDA FL                      | 2/7    | 70  | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1976 | Oil | Fixed steel    |       |       | removed to shore (flare stack)     |
| 47 | Norway         | COD FL                       | 7/11   | 78  | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1977 | Gas | Fixed steel    |       |       | removed to shore (flare stack)     |
| 48 | Norway         | EKOFISK NORD FL              | 2/4    | 72  | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1975 | Oil | Fixed steel    |       |       | removed to shore (flare stack)     |
| 49 | United Kingdom | Brent flare                  | 211/29 | 142 | Shell                         | 1976 | Gas | Fixed steel    | 1250  | 0     | removed to shore (flare stack)     |
| 50 | United Kingdom | Frigg flare column           | 10/1   | 112 | Total E&P                     | 1977 | Gas | Fixed steel    | 1380  | 1360  | removed to shore (flare stack)     |
| 51 | United Kingdom | Piper Alpha                  | 15/17  | 144 | Talisman                      | 1976 | Oil | Fixed steel    | 14300 | 19700 | removed to shore (flare stack)     |
| 52 | Norway         | YME B                        | 9/2    | 95  | Talisman Energy Norge AS      | 1996 | Oil | Floating steel |       |       | removed to shore (floating steel)  |
| 53 | Norway         | EKOFISK W                    | 2/4    | 72  | ConocoPhillips Skandinavia AS | 1989 | Oil | Fixed steel    | 1154  | 486   | removed to shore (water injection) |
| 54 | Netherlands    | K11-FA-1                     | K11    | 30  | NAM                           | 1977 | Gas | Fixed steel    | 510   | 580   | removed to shore in 1997           |
| 55 | Netherlands    | P15-B                        | P15    | 25  | BP Nederland Energie          | 1985 | Oil | Fixed steel    | 596   | 1016  | removed to shore in 2003           |
| 56 | United Kingdom | Hutton NW                    | 211/27 | 144 | BP                            | 1983 | Oil | Fixed steel    | 17500 | 20000 | partely removed to shore           |
| 57 | United Kingdom | Argyll, Duncan and Innes FPF | 30/24  | 79  | BHP                           | 1975 | Oil | Floating steel | 0     | 2500  | Removal to shore                   |
| 58 | United Kingdom | Argyll Loading Buoy          | 30/24  | 79  | BHP                           | 1975 | Oil | Floating steel | 0     | 0     | Removal to shore                   |
| 59 | United Kingdom | Auk ELSBM                    | 30/16  | 84  | Shell                         | 1975 | Oil | Floating steel | 0     | 2950  | Removal to shore                   |
| 60 | United Kingdom | Beryl, SPM1                  | 9/13   | 119 | ExxonMobil                    | 1976 | Oil | Floating steel | 1200  | 1950  | Removal to shore                   |
| 61 | United Kingdom | Crawford CALM Buoy           | 9/28   | 117 | BHP                           | 1989 | Oil | Floating steel | 0     | 0     | Removal to shore                   |
| 62 | United Kingdom | Crawford FPF                 | 9/28   | 117 | BHP                           | 1989 | Oil | Floating steel | 0     | 0     | Removal to shore                   |

|    |                |                             |         |     |                              |      |     |                |        |        |                                                                                      |
|----|----------------|-----------------------------|---------|-----|------------------------------|------|-----|----------------|--------|--------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| 63 | United Kingdom | Fulmar FSU                  | 30/16   | 83  | Talisman                     | 1982 | Oil | Floating steel | 0      | 210658 | Removal to shore                                                                     |
| 64 | United Kingdom | Innes Offshore Loading Buoy | 30/24   | 79  | BHP                          | 1985 | Oil | Floating steel | 0      | 0      | Removal to shore                                                                     |
| 65 | United Kingdom | Fulmar SALM                 | 30/16   | 83  | Talisman                     | 1982 | Oil | Fixed steel    | 0      | 3775   | Removal to shore                                                                     |
| 66 | Netherlands    | Q1-Helder-B                 | Q1      | 25  | Unocal                       | 1989 | Oil | Fixed steel    |        |        | Removed in 1989, reused as Q1Halfweg                                                 |
| 67 | United Kingdom | Hudson FPSO Petrojarl 1     | 210/24a | 159 | Dana                         | 1993 | Oil | Floating steel | 0      | 31473  | Re-use                                                                               |
| 68 | United Kingdom | Hutton; TLP                 | 211/28  | 150 | Maersk Oil North Sea Limited | 1984 | Oil | Floating steel | 51693  | 9490   | Re-use                                                                               |
| 69 | United Kingdom | Angus FPSO                  | 31/26a  | 71  | Amerada                      | 1992 | Oil | Floating steel | 0      | 31473  | Re-use                                                                               |
| 70 | United Kingdom | Donan FPSO - SWOPS          | 15/20   | 140 | BP                           | 1992 | Oil | Floating steel | 0      | 45000  | Re-use                                                                               |
| 71 | United Kingdom | Emerald FSV Ailsa Craig     | 2/10    | 155 | MSE                          | 1992 | Oil | Floating steel | 0      | 225000 | Re-use                                                                               |
| 72 | United Kingdom | Emerald FPF                 | 2/10    | 155 | MSE                          | 1992 | Oil | Floating steel | 18800  | 2500   | Re-use                                                                               |
| 73 | United Kingdom | Blenheim FPSO               | 16/21b  | 149 | Talisman                     | 1995 | Oil | Floating steel | 0      | 31473  | Re-use                                                                               |
| 74 | United Kingdom | Durward FPSO - Glas Dowl    | 21/11   | 89  | Hess                         | 1997 | Oil | Floating steel | 110000 | 8000   | Re-use                                                                               |
| 75 | United Kingdom | Ardmore - Rowan Gorilla VII | 30/24   | 80  | Acorn                        | 2003 | Oil | Floating steel |        |        | Re-use                                                                               |
| 76 | Netherlands    | L10-K                       | L10     | 25  | Gaz de France                | 2000 | Gas | Fixed steel    | 565    | 600    | reused                                                                               |
| 77 | Netherlands    | P2-SE                       | P2a     | 29  | Wintershall                  | 1998 | Gas | Fixed steel    | 1200   | 1100   | re-used as P6-D                                                                      |
| 78 | Netherlands    | P2-NE                       | P2a     | 30  | Wintershall                  | 1997 | Gas | Fixed steel    | 1200   | 1100   | re-used as Q4-B in 2002                                                              |
| 79 | United Kingdom | Galley FPF                  | 15/23a  | 147 | Talisman                     | 1998 | Oil | Floating steel | 18800  | 2500   | Floated from Galley field. Now reused at West Don field - West Don Global Producer . |
| 80 | United Kingdom | Ivanhoe; AH001              | 15/21a  | 142 | Hess                         | 1989 | Oil | Floating steel | 16400  | 5500   | Floated off field                                                                    |

|    |                |                               |       |    |             |      |     |                |      |      |                                      |
|----|----------------|-------------------------------|-------|----|-------------|------|-----|----------------|------|------|--------------------------------------|
| 81 | Netherlands    | K13-B                         | K13   | 25 | Wintershall |      | Gas | Fixed steel    | 400  | 570  | p.c.                                 |
| 82 | United Kingdom | Shelley FPSO - Sevan Voyageur | 22/3a | 95 | Premier     | 2008 | Oil | Floating steel | 9500 | 3000 | rel                                  |
| 83 | United Kingdom | Kittiwake SAL                 | 21/18 | 87 | Centrica    | 2006 | Oil | Fixed steel    |      |      | rel - previously Ardmore SAL2        |
| 84 | United Kingdom | Ardmore SAL 2                 | 30/24 | 80 | Fairfield   | 2003 | Oil | Fixed steel    |      |      | rel to Kittiwake . Now Kittiwake SAL |
| 85 | Netherlands    | P12-C                         | P12   | 27 | Wintershall | 1990 | Gas | Fixed steel    | 480  | 475  |                                      |
| 86 | United Kingdom | Fulmar STL                    | 30/16 | 83 | Talisman    | 1982 | Oil | Floating steel | 0    | 0    |                                      |
| 87 | United Kingdom | Kittiwake                     | 21/18 | 87 | Centrica    | 1990 | Oil | Floating steel | 0    | 1040 |                                      |
| 88 | United Kingdom | Ardmore SAL 1                 | 30/24 | 80 | Fairfield   | 2003 | Oil | Fixed steel    |      |      |                                      |

Quellen: Ospar 2013 Update of Inventory of Oil and Gas Offshore Installations in the OSPAR Maritime Area; [http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=01511400000000\\_000000\\_000000](http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=01511400000000_000000_000000) (Inventory of offshore installations), The United Kingdom Offshore Oil and Gas Industry Association Ltd. (trading as Oil & Gas UK): The Decommissioning of Steel Piled Jackets in the North Sea Region, October 2012, eigene Recherchen.