

5

An unsere Aktionäre	5
Konzernlagebericht	17
Corporate Governance	125
Konzernabschluss	159

Ergänzende Angaben zum Segment Oil & Gas

Übersichten	245
-------------	-----

Ergänzende Angaben zum Segment Oil & Gas — 237

Ergänzende Angaben zum Segment Oil & Gas (ungeprüft)

Im Folgenden werden zusätzliche Angaben zur Erdöl- und Erdgasförderung im Segment Oil & Gas gemacht. Da die IFRS keine spezifischen Vorschriften für derartige Angaben enthalten, ist die Darstellung an die Vorschriften des vom FASB veröffentlichten Standards „Extractive Activities – Oil and Gas“ (Topic 932), welcher eine Weiterentwicklung des SFAS 69 darstellt, angelehnt. Die Ermittlung der Beträge in den Aufstellungen „Operatives Ergebnis der Öl- und Gasproduktion“, „Ausgaben der Periode für Akquisition, Exploration und Entwicklung von Öl- und Gasvorkommen“, „Aktivierte Kosten im Zusammenhang mit der Öl- und Gasproduktion“, sowie „Aktivierte Explorationsbohrungen: Kosten für suspendierte Bohrungen“ entspricht den IFRS-konformen Maßstäben, die dem BASF-Konzernabschluss zu Grunde liegen. Ebenfalls erfolgt die Abgrenzung der nach der Equity-Methode bilanzierten Gesellschaften gemäß dem Ansatz des Konzernabschlusses. Der Cashflow aus dem Projekt Juschno Russkoje wird über die voll konsolidierte Gesellschaft für die Vermarktung des Gases abgebildet.

Für die Ermittlung der Erdöl- und Erdgasreserven sowie die standardisierte Berechnung der diskontierten zukünftigen Nettocashflows sind gemäß Topic 932 die aktuellen ökonomischen Rahmenbedingungen zu Grunde zu legen. Die verwendeten Preise ergeben sich aus dem Durchschnitt der Notierungen am jeweiligen Monatsersten der vergangenen zwölf Monate. Die erwarteten sicheren Reserven und die sich daraus ergebenden zukünftigen Nettocashflows können in der Zukunft deutlich von den aktuellen Schätzungen abweichen. Außerdem können sich realisierte Preise und Kosten und damit die tatsächlichen Zahlungsströme in Umfang und zeitlicher Verteilung von der Schätzung abweichend entwickeln. Daher sollten die dargestellten Werte nicht als realistische Vorhersage zukünftiger Cashflows oder in ihrer Summe als aktueller Unternehmenswert interpretiert werden.

Darüber hinaus werden für operative Entscheidungen sowie für die Erstellung des Konzernabschlusses abweichende Preis-, Kosten- und Mengenannahmen verwendet. Somit sind die dargestellten Reserven und Nettocashflows nicht mit den Darstellungen und Werten des Konzernabschlusses vergleichbar.

Gemäß der Anforderung des Topic 932, Regionen mit einem Anteil von mehr als 15% der Gesamtreserven separat auszuweisen, werden in den Ergänzenden Angaben vom Konzernabschluss abweichende Regionen dargestellt. Neben den Ländern Deutschland und Russland sind dies die Regionen Übriges Europa, Nordafrika/Naher Osten sowie Südamerika.

Den Regionen sind folgende Länder und Aktivitäten zugeordnet:

Regionen	Exploration & Production	Exploration
Übriges Europa	Großbritannien, Niederlande, Norwegen, Dänemark	
Nordafrika/Naher Osten	Libyen	Abu Dhabi
Südamerika	Argentinien	

Erdöl- und Erdgasreserven

Bei den sicheren Erdöl- und Erdgasreserven handelt es sich um die Mengen an Erdöl, Erdgas und Kondensat, die unter Berücksichtigung der am Bilanzstichtag bestehenden geologischen, technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zukünftig gefördert werden können. Dementsprechend können die auf dieser Grundlage vorgenommenen Reserveschätzungen erheblich von den Mengen abweichen, die letztlich gefördert werden. Um die Unsicherheiten zu reduzieren, arbeitet BASF mit unabhängigen, international anerkannten Reservengutachtern zusammen, die die Mengen der für BASF wichtigsten Erdöl- und Erdgasfelder wiederkehrend überprüfen.

Die nachstehend aufgeführten Tabellen zeigen sowohl die geschätzten sicheren beziehungsweise entwickelten sicheren Reserven zum 31. Dezember 2016 und 2017 als auch Veränderungen, die auf Produktion oder andere Faktoren zurückzuführen sind.

ÖI 2017

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Ölreserven am 01.01. in Millionen Barrel (MMbbl)	36	127	184	86	7	440	89
Revisionen und Sonstiges	4	29	49	3	3	88	1
Erweiterungen und Neufunde	-	-	-	-	-	-	-
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	-	-	-	-	-
Produktion	6	20	15	7	2	50	8
Sichere Reserven zum 31.12.	34	136	218	82	8	478	82
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	2	4	76	-	82	82
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	33	111	166	72	8	390	72
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	-	4	68	-	72	72

Gas 2017

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Gasreserven am 01.01. in Million Barrel Oil Equivalent (MMBOE)	23	111	885	9	154	1.182	520
Revisionen und Sonstiges	-1	21	97	-1	10	126	3
Erweiterungen und Neufunde	-	4	-	-	-	4	-
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	-	-	-	-	-
Produktion	3	12	75	-	24	114	57
Sichere Reserven zum 31.12.	19	124	907	8	140	1.198	466
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	7	451	8	-	466	466
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	19	55	622	8	114	818	305
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	6	291	8	-	305	305

ÖI 2016

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutsch-land	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Süd-amerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Ölreserven am 01.01. in Millionen Barrel (MMbbl)	42	144	193	96	9	484	96
Revisionen und Sonstiges	-	5	6	-7	-	4	-3
Erweiterungen und Neufunde	-	-	-	-	-	-	-
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	-	-	-	-	-
Produktion	6	22	15	3	2	48	4
Sichere Reserven zum 31.12.	36	127	184	86	7	440	89
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	1	6	82	-	89	89
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	32	60	144	77	7	320	80
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	-	6	74	-	80	80

Gas 2016

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutsch-land	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Süd-amerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Gasreserven am 01.01. in Million Barrel Oil Equivalent (MMBOE)	24	118	940	11	167	1.260	572
Revisionen und Sonstiges	3	8	19	-2	11	39	6
Erweiterungen und Neufunde	-	-	-	-	-	-	-
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	-	-	-	-	-
Produktion	4	15	74	-	24	117	58
Sichere Reserven zum 31.12.	23	111	885	9	154	1.182	520
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	6	505	9	-	520	520
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	23	50	628	8	147	856	360
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	6	346	8	-	360	360

Operatives Ergebnis der Öl- und Gasproduktion

Das operative Ergebnis beinhaltet nur solche Erträge und Aufwendungen, die in einem direkten Zusammenhang mit der Öl-, Kondensat- und Gasproduktion stehen. Daraus resultieren zum Teil erhebliche Unterschiede zu den Werten des Segments Oil & Gas. Wesentliche Abweichungen bestehen bei den Umsatzerlösen, die keine Umsätze aus Handelswaren

oder Dienstleistungen umfassen, sowie den hier nicht enthaltenen Finanzierungs- und übergeordneten Verwaltungskosten. Die Ertragsteuern wurden unter Berücksichtigung der jeweils aktuell geltenden lokalen Steuersätze berechnet.

2017 (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Erlöse Erdöl (inklusive Kondensat und LPG)	249	766	116	50	80	1.261
Erlöse Erdgas	67	298	263	–	438	1.066
Lokale Abgaben (Förderung, Export etc.)	47	–	–	–	79	126
Nettoerlöse abzüglich Abgaben	269	1.064	379	50	439	2.201
Produktionskosten	118	231	33	10	158	550
Explorationsaufwand und Technologie	6	82	15	22	24	149
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertberichtigungen	101	587	20	10	154	872
Sonstiges	–1	16	25	8	–163	–115
Operatives Ergebnis vor Steuern	45	148	286	–	266	745
Ertragsteuern	13	47	64	18	94	236
Operatives Ergebnis nach Steuern	32	101	222	–18	172	509
Ergebnis nach Steuern at Equity bilanzierter Unternehmen	–	79	49	4	–	132

2016 (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Erlöse Erdöl (inklusive Kondensat und LPG)	202	680	74	56	94	1.106
Erlöse Erdgas	75	291	166	–	413	945
Lokale Abgaben (Förderung, Export etc.)	40	–	–	–	91	131
Nettoerlöse abzüglich Abgaben	237	971	240	56	416	1.920
Produktionskosten	108	264	33	13	145	563
Explorationsaufwand und Technologie	5	81	9	20	15	130
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertberichtigungen	109	692	14	12	137	964
Sonstiges	4	43	18	6	–120	–49
Operatives Ergebnis vor Steuern	11	–109	166	5	239	312
Ertragsteuern	3	3	25	23	85	139
Operatives Ergebnis nach Steuern	8	–112	141	–18	154	173
Ergebnis nach Steuern at Equity bilanzierter Unternehmen	–	–63	77	–40	–	–26

Ausgaben der Periode für Akquisition, Exploration und Entwicklung von Öl- und Gasvorkommen

Die Ausgaben der Periode umfassen alle Beträge, die im Zusammenhang mit der Akquisition, Exploration oder Entwicklung von Öl- und Gasvorkommen angefallen sind, unabhängig davon, ob eine Aktivierung oder eine Verrechnung im Aufwand erfolgte.

2017 (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Akquisitionsausgaben	-	-	-	-	-	-
Für sichere Reserven	-	-	-	-	-	-
Für unsichere Reserven	-	-	-	-	-	-
Explorations- und Technologieausgaben	6	49	12	33	31	131
Entwicklungsausgaben	57	645	75	3	134	914
Gesamtausgaben	63	694	87	36	165	1.045
Gesamtausgaben at Equity bilanzierter Unternehmen	-	21	18	-5	-	34

2016 (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Akquisitionsausgaben	-	-	-	-	8	8
Für sichere Reserven	-	-	-	-	-	-
Für unsichere Reserven	-	-	-	-	8	8
Explorations- und Technologieausgaben	15	111	9	29	20	184
Entwicklungsausgaben	66	629	73	1	194	963
Gesamtausgaben	81	740	82	30	222	1.155
Gesamtausgaben at Equity bilanzierter Unternehmen	-	87	19	-	-	106

Aktiviert Kosten im Zusammenhang mit der Öl- und Gasproduktion

Die aktivierten Kosten umfassen die gesamten Anschaffungskosten für nachgewiesene und nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen unter Berücksichtigung der zugehörigen kumulierten Abschreibungen.

2017 (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	1.029	5.866	1.530	140	1.757	10.322
Nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	34	301	-	132	412	879
Ausrüstung und Sonstiges	888	6	-	-	-	894
Bruttoanlagevermögen	1.951	6.173	1.530	272	2.169	12.095
Kumulierte Abschreibungen	-1.436	-2.487	-391	-195	-1.193	-5.702
Nettoanlagevermögen	515	3.686	1.139	77	976	6.393
Beteiligungsbuchwert at Equity bilanzierter Unternehmen	-	307	1.130	97	-	1.534

2016 (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	978	6.023	1.577	156	1.733	10.467
Nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	45	525	-	126	297	993
Ausrüstung und Sonstiges	858	47	-	-	-	905
Bruttoanlagevermögen	1.881	6.595	1.577	282	2.030	12.365
Kumulierte Abschreibungen	-1.335	-2.429	-364	-209	-1.044	-5.381
Nettoanlagevermögen	546	4.166	1.213	73	986	6.984
Beteiligungsbuchwert at Equity bilanzierter Unternehmen	-	228	1.197	93	-	1.518

Aktiviere Explorationsbohrungen: Kosten für suspendierte Bohrungen

Die Kosten für Explorationsbohrungen werden zunächst bis zum Abschluss der Bohrarbeiten aktiviert. Bei Entdeckung eines Kohlenwasserstoff-Vorkommens, dessen wirtschaftliche Entwicklung möglich erscheint, bleiben die Kosten vorbehaltlich weiterer Erkundungsmaßnahmen (zum Beispiel weiterer Aufschlussbohrungen), als Anlagen im Bau aktiviert. Das Management bewertet diese aktivierten Kosten mindestens einmal jährlich sowohl aus technischer als auch wirtschaftlicher Sicht, um die weiterhin vorhandene Absicht einer Entwicklung oder sonstigen Nutzung des Fundes zu überprüfen. Ist diese Absicht nicht länger gegeben, erfolgt eine Wertberichtigung der entsprechenden Beträge. Werden hingegen sichere Erdöl- oder Erdgasreserven gefunden und deren Entwicklung genehmigt, so werden die entsprechenden Aufwendungen innerhalb des Anlagevermögens in die Position Technische Anlagen und Maschinen umgebucht. Nichtfündige Explorationsbohrungen werden im Explorationsaufwand wertberichtigt.

Die folgende Tabelle stellt die Veränderungen bei den aktivierten Explorationsbohrungen dar.

In der letzten Zeile sind Jahresendwerte für at Equity bewertete Unternehmen angegeben.

Aktiviere Explorationsbohrungen (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	2017	2016
Stand 01.01.	411	423
Zugänge Explorationsbohrungen des Jahres	32	103
Wertberichtigung von aktivierten Explorationsbohrungen	-34	-49
Umbuchung fündig deklarerter Explorationsbohrungen	-75	-75
Translationseffekt	-31	9
Stand 31.12.	303	411
Stand at Equity bilanzierter Unternehmen zum 31.12.	164	212

Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die Aktivierungsdauer, die aktivierten Beträge für Explorationsbohrungen und die Anzahl suspendierter Explorationsbohrungen.

Aktiviere Explorationsbohrungen (Millionen €)

Konsolidierte Unternehmen	2017	2016
Bohrungen, die noch nicht fertiggestellt sind	4	37
Bohrungen, die kürzer als 1 Jahr aktiviert sind	35	71
Bohrungen, die länger als 1 Jahr aktiviert sind	264	303
Summe	303	411
Anzahl der Explorationsbohrungen in Anlagen im Bau	31	36
Anzahl der Explorationsbohrungen in Anlagen im Bau at Equity bilanzierter Unternehmen zum 31.12.	23	27

Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows der sicheren Öl- und Gasreserven

Die folgenden Informationen wurden entsprechend den Regelungen des vom FASB veröffentlichten Standards „Extractive Activities – Oil and Gas“ (Topic 932) ermittelt. Hiernach ist eine standardisierte Berechnung der diskontierten zukünftigen Nettocashflows mit den jeweiligen Erlösen, Kosten und Ertragsteuersätzen vorzunehmen. Die sicheren Reserven werden mit einem Durchschnittspreis aus den jeweiligen Notierungen am Monatsersten des abgelaufenen Geschäftsjahres bewertet. Die so ermittelten Werte sind mit einem jährlichen Diskontierungszinssatz von 10 % abzuzinsen.

Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows 2017 (Millionen €)

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Zukünftige Umsätze	1.538	9.543	6.556	3.476	3.362	24.475	3.561
Zukünftige Produktions-/Entwicklungskosten	1.486	4.767	1.786	1.173	1.562	10.774	1.426
Zukünftige Ertragsteuern	-22	2.589	966	2.089	491	6.113	2.002
Zukünftige undiskontierte Nettocashflows	74	2.187	3.804	214	1.309	7.588	133
10 % Diskontierungszinssatz	-96	379	1.544	38	285	2.150	-1
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows	170	1.808	2.260	176	1.024	5.438	134
davon at Equity bilanzierte Unternehmen	-	-27	26	135	-	134	134

Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows 2016 (Millionen €)

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Zukünftige Umsätze	1.365	6.975	5.732	3.478	3.428	20.978	3.610
Zukünftige Produktions-/Entwicklungskosten	1.549	5.264	1.633	1.378	1.203	11.027	1.582
Zukünftige Ertragsteuern	-120	164	690	1.937	570	3.241	1.933
Zukünftige undiskontierte Nettocashflows	-64	1.547	3.409	163	1.655	6.710	95
10 % Diskontierungszinssatz	-132	527	1.278	59	508	2.240	13
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows	68	1.020	2.131	104	1.147	4.470	82
davon at Equity bilanzierte Unternehmen	-	-42	25	99	-	82	82

Veränderung der standardisierten Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows 2017 (Millionen €)

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Stand am 01.01.	68	1.020	2.131	104	1.147	4.470	82
Verkauf von gefördertem Öl und Gas abzüglich Produktionskosten in der laufenden Periode	-151	-868	-488	-104	-282	-1.893	-94
Nettoveränderungen von stichtagsbezogenen Verkaufserlösen und Produktionskosten	242	1.410	474	205	-74	2.257	143
Nettoveränderungen aus Neufunden, Erweiterungen und verbesserten Fördertechniken abzüglich dazugehöriger Kosten	-	-	-	-	-	-	-
Revision früherer Reservenschätzungen	46	973	248	90	105	1.462	72
Investitionen der laufenden Periode	67	652	79	-	134	932	7
Veränderungen der erwarteten Investitionen zukünftiger Perioden	-41	286	-278	-27	-187	-247	-44
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	-	-	-	-	-
Nettoveränderungen Ertragsteuern	-61	-1.779	-145	-227	41	-2.171	-163
Diskontierung	-	115	239	135	140	629	131
Sonstiges	-	-1	-	-	-	-1	-
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows zum 31.12.	170	1.808	2.260	176	1.024	5.438	134
davon at Equity bilanzierte Unternehmen	-	-27	26	135	-	134	134

Veränderung der standardisierten Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows 2016 (Millionen €)

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Stand am 01.01.	209	1.405	3.025	304	1.351	6.294	346
Verkauf von gefördertem Öl und Gas abzüglich Produktionskosten in der laufenden Periode	-130	-747	-380	-97	-280	-1.634	-105
Nettoveränderungen von stichtagsbezogenen Verkaufserlösen und Produktionskosten	-186	-1.416	-1.292	-482	-242	-3.618	-572
Nettoveränderungen aus Neufunden, Erweiterungen und verbesserten Fördertechniken abzüglich dazugehöriger Kosten	-	-	-	-	-	-	-
Revision früherer Reservenschätzungen	30	283	68	-175	78	284	-172
Investitionen der laufenden Periode	67	702	87	-	144	1.000	79
Veränderungen der erwarteten Investitionen zukünftiger Perioden	2	-39	63	24	-182	-132	-27
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	-	-	-	-	-
Nettoveränderungen Ertragsteuern	59	625	212	347	116	1.359	351
Diskontierung	17	207	348	183	171	926	182
Sonstiges	-	-	-	-	-9	-9	-
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows zum 31.12.	68	1.020	2.131	104	1.147	4.470	82
davon at Equity bilanzierte Unternehmen	-	-42	25	99	-	82	82