

5

Ergänzende Angaben Öl und Gas

Ergänzende Angaben Öl und Gas (ungeprüft)

Im Folgenden werden zusätzliche Angaben zur Erdöl- und Erdgasförderung des nicht fortgeführten Öl- und Gas-Geschäfts 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 zugrunde liegen. Trotz des Ausweises als nicht fortgeführtes Geschäft, sind die wesentlichen Bilanzierungs- und Konsolidierungsmethoden für das Öl- und Gas-Geschäft gegenüber dem Vorjahr unverändert. 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 zugrunde 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 & Produktion	Exploration
Übriges Europa	Großbritannien, Niederlande, Norwegen, Dänemark	
Nordafrika/Naher Osten	Libyen	Abu Dhabi
Südamerika	Argentinien	Brasilien

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 Reservenschätzungen 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 2017 und 2018 als auch Veränderungen, die auf Produktion oder andere Faktoren zurückzuführen sind.

Öl 2018

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)	34	136	218	82	8	478	82
Revisionen und Sonstiges	6	-43	10	3	5	-19	-3
Erweiterungen und Neufunde	-	10	-	-	-	10	-
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	63	-	-	63	63
Produktion	6	21	15	10	2	54	10
Sichere Reserven zum 31.12.	34	82	276	75	11	478	132
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	1	69	62	-	132	132
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	29	58	161	68	10	326	61
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	-	6	55	-	61	61

Gas 2018

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)	19	124	907	8	140	1.198	466
Revisionen und Sonstiges	1	-	171	-1	8	179	138
Erweiterungen und Neufunde	-	8	-	-	-	8	3
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	125	-	-	125	125
Produktion	3	13	77	-	24	117	57
Sichere Reserven zum 31.12.	17	119	1.126	7	124	1.393	675
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	7	661	7	-	675	675
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	17	103	536	6	104	766	221
davon bei at Equity bilanzierten Gesellschaften	-	5	210	6	-	221	221

Öl 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

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 nicht fortgeführten Öl- und Gas-Geschäfts. Wesentliche Abweichungen bestehen bei den Umsatzerlösen, die keine Umsätze aus Handelswaren oder Dienstleistungen umfassen, sowie den hier nicht enthaltenen Finanzierungs- und übergeordneten Verwaltungskosten. Außerdem werden die Abschreibungen und Wertminderungen berücksichtigt, die im BASF-Konzernabschluss ab der Einstufung als nicht fortgeführtes Geschäft ausgesetzt wurden. Die Ertragsteuern wurden unter Berücksichtigung der jeweils aktuell geltenden lokalen Steuersätze berechnet.

2018

Millionen €

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Erlöse Erdöl (inklusive Kondensat und LPG)	289	1.025	121	89	98	1.622
Erlöse Erdgas	71	384	391	–	480	1.326
Lokale Abgaben (Förderung, Export etc.)	54	–	–	–	89	143
Nettoerlöse abzüglich Abgaben	306	1.409	512	89	489	2.805
Produktionskosten	113	256	30	8	118	525
Explorationsaufwand und Technologie	7	58	7	7	50	129
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertberichtigungen	91	687	18	4	166	966
Sonstiges	4	–9	17	8	–24	–4
Operatives Ergebnis vor Steuern	91	417	440	62	179	1.189
Ertragsteuern	26	266	95	52	64	503
Operatives Ergebnis nach Steuern	65	151	345	10	115	686
Ergebnis nach Steuern at Equity bilanzierter Unternehmen	–	–7	32	–	–	25

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

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.

2018

Millionen €

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Akquisitionsausgaben	–	–	–	134	1	135
Für sichere Reserven	–	–	–	–	1	1
Für unsichere Reserven	–	–	–	134	–	134
Explorations- und Technologieausgaben	11	83	9	10	78	191
Entwicklungsausgaben	120	490	64	5	141	820
Gesamtausgaben	131	573	73	149	220	1.146
Gesamtausgaben at Equity bilanzierter Unternehmen	–	42	68	16	–	126

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

Aktivierete 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.

2018

Millionen €

Konsolidierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	1.050	6.783	1.370	151	1.892	11.246
Nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	55	211	–	269	358	893
Ausrüstung und Sonstiges	943	4	–	–	–	947
Bruttoanlagevermögen	2.048	6.998	1.370	420	2.250	13.086
Kumulierte Abschreibungen	–1.505	–3.313	–388	–209	–1.363	–6.778
Nettoanlagevermögen	543	3.685	982	211	887	6.308
Beteiligungsbuchwert at Equity bilanzierter Unternehmen	–	297	1.144	97	–	1.538

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

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 Funds 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	2018	2017
Stand 01.01.	303	411
Zugänge Explorationsbohrungen des Jahres	46	32
Wertberichtigung von aktivierten Explorationsbohrungen	-25	-34
Umbuchung fündig deklarerter Explorationsbohrungen	-20	-75
Translationseffekt	7	-31
Stand 31.12.	311	303
Stand at Equity bilanzierter Unternehmen zum 31.12.	123	164

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

Aktiviere Explorationsbohrungen

Millionen €

Konsolidierte Unternehmen	2018	2017
Bohrungen, die noch nicht fertiggestellt sind	10	4
Bohrungen, die kürzer als 1 Jahr aktiviert sind	32	35
Bohrungen, die länger als 1 Jahr aktiviert sind	269	264
Summe	311	303
Anzahl der Explorationsbohrungen in Anlagen im Bau	29	31
Anzahl der Explorationsbohrungen in Anlagen im Bau at Equity bilanzierter Unternehmen zum 31.12.	20	23

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 2018

Millionen €

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Zukünftige Umsätze	1.818	8.243	10.197	4.599	2.562	27.419	5.890
Zukünftige Produktions-/Entwicklungskosten	1.540	4.683	3.278	921	1.055	11.477	2.109
Zukünftige Ertragsteuern	28	1.823	1.459	3.285	311	6.906	3.014
Zukünftige undiskontierte Nettocashflows	250	1.737	5.460	393	1.196	9.036	767
10 % Diskontierungszinssatz	-36	297	2.601	140	282	3.284	587
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows	286	1.440	2.859	253	914	5.752	180
davon at Equity bilanzierte Unternehmen	-	1	65	114	-	180	180

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

Veränderung der standardisierten Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows 2018

Millionen €

Konsolidierte und at Equity bilanzierte Unternehmen	Deutschland	Übriges Europa	Russland	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe	davon at Equity
Stand am 01.01.	170	1.808	2.260	176	1.024	5.438	134
Verkauf von gefördertem Öl und Gas abzüglich Produktionskosten in der laufenden Periode	-192	-1.211	-590	-159	-374	-2.526	-110
Nettoveränderungen von stichtagsbezogenen Verkaufserlösen und Produktionskosten	239	846	775	811	-123	2.548	619
Nettoveränderungen aus Neufunden, Erweiterungen und verbesserten Fördertechniken abzüglich dazugehöriger Kosten	-	12	-	-	-	12	21
Revision früherer Reservenschätzungen	62	-694	191	122	-2	-321	22
Investitionen der laufenden Periode	59	525	94	13	140	831	48
Veränderungen der erwarteten Investitionen zukünftiger Perioden	-30	-439	-24	7	30	-456	-29
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	34	-	-	34	34
Nettoveränderungen Ertragsteuern	-34	254	-146	-871	97	-700	-703
Diskontierung	12	340	265	154	122	893	144
Sonstiges	-	-1	-	-	-	-1	-
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Nettocashflows zum 31.12.	286	1.440	2.859	253	914	5.752	180
davon at Equity bilanzierte Unternehmen	-	1	65	114	-	180	180

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