

Informations complémentaires sur l'activité hydrocarbures (non auditées)

Réserves d'hydrocarbures

Les tableaux ci-après donnent, pour les réserves d'hydrocarbures liquides et pour les réserves d'hydrocarbures gazeux, une estimation par zone géographique des quantités d'huile et de gaz revenant au Groupe aux 31 décembre 2000, 1999 et 1998.

L'analyse porte sur :

- les réserves prouvées développées et non développées, ainsi que sur les variations correspondantes intervenues durant les exercices 2000, 1999 et 1998 ;
- les réserves prouvées développées.

On entend par :

- “Réserves prouvées développées et non développées”, celles qui correspondent à la part que le Groupe s'attend à produire dans le futur, selon des données techniques déjà éprouvées et dans les conditions économiques en vigueur en fin d'année ;
- “Réserves prouvées développées”, celles qui correspondent aux quantités qui pourraient être produites à partir de puits et d'installations déjà existants s'il n'y avait plus d'investissements après la fin de l'exercice.

Ces quantités s'entendent nettes de toutes redevances.

Le calcul technique de ces réserves fait partie d'un processus continu, où les estimations antérieures sont en permanence

remises en cause à la suite de nouvelles informations ; ce n'est qu'après plusieurs années de production qu'une évaluation plus assurée des réserves peut être effectuée.

Les estimations des réserves ci-dessous ne tiennent pas compte des quantités qui seraient produites, ou non produites, en cas de variation des conditions économiques ou à la suite d'innovations technologiques.

Les réserves prouvées n'incluent pas les quantités supplémentaires récupérables au-delà de la fin des concessions.

Les réserves prouvées incluent les quantités estimées attribuables au titre des contrats de partage de production. Ces estimations de réserves varient en fonction des prix des hydrocarbures en raison du mode de fonctionnement du remboursement des dépenses prévu au contrat.

Les estimations à fin 2000 ont été établies après harmonisation des principes et pratiques au sein du Groupe TotalFinaElf ; les effets relatifs à ces changements n'ont pas d'impact significatif et ont été pris en compte sans modification des réserves pro forma de l'exercice 1999 et 1998.

Les cessions de réserves en terre proviennent principalement de la vente d'actifs en Grande-Bretagne et de la cession de la filiale en République démocratique du Congo.

N.B. : les totaux des tableaux ne correspondent pas à la somme des chiffres mentionnés en raison des arrondis.

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DE LIQUIDES

(en millions de barils)

	Filiales consolidées					Total	Sociétés consolidées par mise en équivalence ou non consolidées	Total Groupe
	Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde			
Réserves prouvées développées et non développées								
Au 31 décembre 1997	1 296	2 087	96	115	521	4 115	1 790	5 905
Révisions des estimations antérieures	134	130	3	23	84	374	(24)	350
Découvertes, extensions, autres	67	237	3	–	191	498	83	581
Acquisitions de réserves en terre	13	–	–	–	–	13	–	13
Cessions de réserves en terre	(18)	–	(16)	–	–	(34)	–	(34)
Production de l'année	(157)	(221)	(6)	(10)	(56)	(450)	(98)	(548)
Au 31 décembre 1998	1 335	2 233	80	128	740	4 516	1 751	6 267
Révisions des estimations antérieures	113	275	(31)	(13)	(87)	257	(24)	233
Découvertes, extensions, autres	50	204	30	2	687	973	3	976
Acquisitions de réserves en terre	–	–	–	1	–	1	–	1
Cessions de réserves en terre	–	–	(26)	–	(45)	(71)	(2)	(73)
Production de l'année	(150)	(210)	(5)	(10)	(68)	(443)	(93)	(535)
Au 31 décembre 1999	1 348	2 502	48	108	1 227	5 233	1 635	6 868
Révisions des estimations antérieures	(20)	225	(1)	11	112	327	11	338
Découvertes, extensions, autres	29	261	3	1	53	347	–	347
Acquisitions de réserves en terre	3	0	–	–	–	3	–	3
Cessions de réserves en terre	(40)	(22)	(7)	–	(4)	(73)	–	(73)
Production de l'année	(146)	(205)	(3)	(9)	(63)	(426)	(97)	(523)
Au 31 décembre 2000	1 174	2 761	40	111	1 325	5 411	1 549	6 960
Part des réserves prouvées développées et non développées des minoritaires								
Au 31 décembre 1997	–	81	–	–	–	81	–	81
Au 31 décembre 1998	26	60	–	–	–	86	–	86
Au 31 décembre 1999	36	60	–	–	–	96	–	96
Au 31 décembre 2000	35	56	–	–	–	91	–	91
Réserves prouvées développées								
Au 31 décembre 1997	802	1 068	35	85	406	2 396	1 775	4 171
Au 31 décembre 1998	845	1 052	22	93	538	2 550	1 661	4 211
Au 31 décembre 1999	975	1 176	14	74	423	2 662	1 570	4 232
Au 31 décembre 2000	824	1 156	9	69	416	2 474	1 023	3 497

Les réserves mentionnées correspondent à la part Groupe, nette de tout liquide pouvant être prélevé par des tiers au titre de royalties, par exemple.

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DE GAZ

(en milliards de pieds cubes)

	Filiales consolidées					Total	Sociétés consolidées par mise en équivalence ou non consolidées	Total Groupe
	Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde			
Réserves prouvées développées et non développées								
Au 31 décembre 1997	7 302	2 360	705	6 139	921	17 427	1 590	19 017
Révisions des estimations antérieures	157	158	66	356	83	820	10	830
Découvertes, extensions, autres	326	–	126	93	13	558	46	604
Acquisitions de réserves en terre	58	–	1	–	24	83	–	83
Cessions de réserves en terre	(59)	–	(216)	–	–	(275)	–	(275)
Production de l'année	(676)	(14)	(120)	(253)	(71)	(1 134)	(43)	(1 177)
Au 31 décembre 1998	7 108	2 504	562	6 335	970	17 479	1 603	19 082
Révisions des estimations antérieures	520	(62)	(85)	654	141	1 168	16	1 184
Découvertes, extensions, autres	553	–	189	25	354	1 121	100	1 221
Acquisitions de réserves en terre	–	–	–	81	–	81	–	81
Cessions de réserves en terre	(24)	–	(28)	–	(50)	(102)	–	(102)
Production de l'année	(625)	(51)	(94)	(312)	(77)	(1 159)	(54)	(1 213)
Au 31 décembre 1999	7 532	2 391	544	6 783	1 338	18 588	1 665	20 253
Révisions des estimations antérieures	510	(135)	27	8	176	585	2	587
Découvertes, extensions, autres	97	236	98	109	734	1 274	75	1 349
Acquisitions de réserves en terre	2	–	–	–	–	2	–	2
Cessions de réserves en terre	(66)	–	(45)	–	–	(111)	–	(111)
Production de l'année	(654)	(122)	(88)	(353)	(91)	(1 308)	(67)	(1 376)
Au 31 décembre 2000	7 421	2 370	535	6 547	2 157	19 030	1 675	20 705
Part des réserves prouvées développées et non développées des minoritaires								
Au 31 décembre 1997	–	9	–	–	–	9	–	9
Au 31 décembre 1998	96	7	–	–	–	103	–	103
Au 31 décembre 1999	138	8	–	–	–	146	–	146
Au 31 décembre 2000	142	7	–	–	–	149	–	149
Réserves prouvées développées								
Au 31 décembre 1997	4 547	156	483	3 519	457	9 162	597	9 759
Au 31 décembre 1998	4 264	565	308	4 457	671	10 265	857	11 122
Au 31 décembre 1999	5 054	1 824	351	4 664	654	12 547	1 665	14 212
Au 31 décembre 2000	5 336	1 555	334	4 089	701	12 015	1 675	13 690

Les réserves mentionnées correspondent à la part Groupe, nette de tout gaz pouvant être prélevé par des tiers au titre de royalties, par exemple.

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DE LIQUIDES ET DE GAZ

(en millions de barils équivalent pétrole)

	Filiales consolidées					Total	Sociétés consolidées par mise en équivalence ou non consolidées	Total Groupe
	Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde			
Réserves prouvées développées et non développées								
Au 31 décembre 1997	2 574	2 500	214	1 169	695	7 152	2 091	9 243
Révisions des estimations antérieures	165	158	16	81	99	519	(23)	496
Découvertes, extensions, autres	124	237	24	14	193	592	92	684
Acquisitions de réserves en terre	23	–	–	–	5	28	–	28
Cessions de réserves en terre	(28)	–	(52)	–	–	(80)	–	(80)
Production de l'année	(275)	(223)	(27)	(55)	(69)	(649)	(107)	(756)
Au 31 décembre 1998	2 583	2 672	175	1 209	923	7 562	2 053	9 615
Révisions des estimations antérieures	220	265	(45)	119	(67)	492	(21)	471
Découvertes, extensions, autres	149	204	62	6	753	1 174	22	1 196
Acquisitions de réserves en terre	–	–	–	14	–	14	–	14
Cessions de réserves en terre	(4)	–	(30)	–	(54)	(88)	(2)	(90)
Production de l'année	(259)	(220)	(21)	(66)	(83)	(649)	(102)	(751)
Au 31 décembre 1999	2 689	2 921	141	1 282	1 472	8 505	1 950	10 455
Révisions des estimations antérieures	156	233	6	23	147	565	12	577
Découvertes, extensions, autres	45	308	21	19	189	582	14	596
Acquisitions de réserves en terre	4	0	–	–	–	4	–	4
Cessions de réserves en terre	(51)	(23)	(15)	–	(4)	(93)	–	(93)
Production de l'année	(267)	(228)	(20)	(72)	(80)	(667)	(110)	(777)
Au 31 décembre 2000	2 576	3 211	133	1 252	1 724	8 896	1 866	10 762
Part des réserves prouvées développées et non développées des minoritaires								
Au 31 décembre 1997	–	83	–	–	–	83	–	83
Au 31 décembre 1998	42	61	–	–	–	103	–	103
Au 31 décembre 1999	60	61	–	–	–	121	–	121
Au 31 décembre 2000	62	57	–	–	–	120	–	120
Réserves prouvées développées								
Au 31 décembre 1997	1 601	1 095	116	720	492	4 024	1 971	5 995
Au 31 décembre 1998	1 597	1 149	74	844	665	4 329	1 901	6 230
Au 31 décembre 1999	1 869	1 497	74	869	542	4 851	1 802	6 653
Au 31 décembre 2000	1 840	1 450	67	768	615	4 741	1 269	6 010

Les réserves mentionnées correspondent à la part Groupe, nette de tout liquide ou gaz pouvant être prélevés par des tiers au titre de royalties, par exemple.

Éléments financiers

Les tableaux présentés dans le cadre du pro forma 1999 avaient été établis selon des principes de présentation harmonisés :

- périmètre géographique : les zones géographiques sont au nombre de cinq : Europe (hors CEI), Afrique, Amérique du Nord, Extrême-Orient et reste du monde ;
- périmètre d'activité : les chiffres sont présentés nets des éléments relatifs au transport d'hydrocarbures, ainsi que des coûts de liquéfaction du gaz ;

– les quantités présentées au titre des Réserves et Productions sont nettes de toutes redevances, et les autres prélèvements (essentiellement des taxes à la production) sont classées en "Autres charges".

Les principes et les pratiques comptables ont été ultérieurement harmonisés au sein du Groupe TotalFinaElf ; les effets relatifs à ces changements n'ont pas d'impact significatif sur le périmètre des réserves et ont été pris en compte sans modification des calculs pro forma des exercices 1999 et 1998.

RÉSULTATS DES OPÉRATIONS DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Le tableau qui suit présente les produits et charges directs des opérations de production d'hydrocarbures. Ils n'englobent pas de charges financières.

Dans les comptes consolidés, la part du Groupe dans les résultats des activités de production des sociétés mises en équivalence est reflétée au moyen de facturation interne dans le résultat opérationnel de l'Amont.

		Filiales consolidées					Total
		Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde	
31 décembre 1998							
Chiffre d'affaires	Chiffre d'affaires hors Groupe	1 722	65	191	439	190	2 607
	Chiffre d'affaires Groupe	1 628	2 097	116	73	370	4 284
Chiffre d'affaires TotalFinaElf		3 350	2 162	307	512	560	6 891
Coûts de production		(793)	(608)	(92)	(87)	(157)	(1 737)
Charges d'exploration		(132)	(195)	(64)	(52)	(170)	(613)
Amortissements ⁽¹⁾		(1 219)	(1 444)	(127)	(75)	(273)	(3 138)
Autres charges ⁽²⁾		(92)	(185)	(16)	(2)	(71)	(366)
Résultats avant impôts		1 114	(270)	8	296	(111)	1 037
Impôts sur les bénéfices		(456)	(257)	(19)	(159)	(18)	(909)
Résultats des opérations de production d'hydrocarbures		658	(527)	(11)	137	(129)	128
31 décembre 1999							
Chiffre d'affaires	Chiffre d'affaires hors Groupe	1 138	156	109	716	427	2 546
	Chiffre d'affaires Groupe	2 396	3 058	154	125	706	6 439
Chiffre d'affaires TotalFinaElf		3 534	3 214	263	841	1 133	8 985
Coûts de production		(690)	(597)	(63)	(162)	(162)	(1 674)
Charges d'exploration		(103)	(119)	(85)	(28)	(142)	(477)
Amortissements ⁽¹⁾		(1 014)	(734)	(249)	(104)	(359)	(2 460)
Autres charges ⁽²⁾		(82)	(287)	(12)	(5)	(120)	(506)
Résultats avant impôts		1 645	1 477	(146)	542	350	3 868
Impôts sur les bénéfices		(830)	(898)	44	(267)	(113)	(2 064)
Résultats des opérations de production d'hydrocarbures		815	579	(102)	275	237	1 804
31 décembre 2000							
Chiffre d'affaires	Chiffre d'affaires hors Groupe	2 084	462	215	1 313	866	4 940
	Chiffre d'affaires Groupe	4 121	5 407	262	209	1 105	11 104
Chiffre d'affaires TotalFinaElf		6 205	5 869	477	1 522	1 971	16 044
Coûts de production ⁽³⁾		(786)	(531)	(98)	(156)	(255)	(1 826)
Charges d'exploration		(58)	(120)	(156)	(34)	(150)	(518)
Amortissements ⁽¹⁾		(1 173)	(898)	(196)	(160)	(482)	(2 909)
Autres charges ⁽²⁾		(71)	(689)	(16)	(8)	(204)	(988)
Résultats avant impôts		4 117	3 631	11	1 164	880	9 803
Impôts sur les bénéfices		(2 358)	(2 255)	(115)	(561)	(340)	(5 629)
Résultats des opérations de production d'hydrocarbures		1 759	1 376	(104)	603	540	4 174
Quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence							
Au 31 décembre 1998							104
Au 31 décembre 1999							136
Au 31 décembre 2000							279

(1) Y compris 874 millions d'euros en 1998 et 128 millions d'euros en 1999 au titre de l'application de la norme FAS 121. et 30 millions d'euros d'autres dépréciations en 2000.

(2) Taxes à la production.

(3) Y compris 57 millions d'euros de coûts liés à la fusion en 2000.

COÛTS INDUITS

Le tableau qui suit présente les coûts induits par les acquisitions de permis, les activités d'exploration et de développement d'hydrocarbures : ils comprennent à la fois les coûts capitalisés et ceux passés en charges.

(en millions d'euros)

	Filiales consolidées					Total
	Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde	
31 décembre 1998						
Acquisition des permis prouvés	19	2	1	–	15	37
Acquisition des permis non prouvés	1	16	56	1	13	87
Coûts d'exploration	187	292	106	67	313	965
Coûts de développement	1 524	905	248	375	541	3 593
Total	1 731	1 215	411	443	882	4 682
31 décembre 1999						
Acquisition des permis prouvés	–	3	1	–	2	6
Acquisition des permis non prouvés	1	202	21	1	1	226
Coûts d'exploration	96	193	135	28	181	633
Coûts de développement	1 283	934	158	320	1 057	3 752
Total	1 380	1 332	315	349	1 241	4 617
31 décembre 2000						
Acquisition des permis prouvés	4	–	–	3	–	7
Acquisition des permis non prouvés	–	5	11	0	0	16
Coûts d'exploration	58	246	170	34	213	721
Coûts de développement	1 225	920	182	151	1 584	4 062
Total	1 287	1 171	363	188	1 797	4 806

Part des filiales du Groupe dans les coûts induits d'acquisition, d'exploration et de développement de l'activité hydrocarbures des sociétés mises en équivalence:

Au 31 décembre 1998	105
Au 31 décembre 1999	82
Au 31 décembre 2000	105

COÛTS CAPITALISÉS

Les coûts capitalisés représentent les montants des droits miniers prouvés et non prouvés et comprennent les actifs industriels et installations ainsi que les amortissements correspondants.

(en millions d'euros)

	Filiales consolidées					Total
	Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde	
Au 31 décembre 1998						
Relatifs à des réserves prouvées	20 526	11 324	1 652	1 511	2 646	37 659
Relatifs à des réserves non prouvées	804	587	339	54	277	2 061
Total	21 330	11 911	1 991	1 565	2 923	39 720
Amortissements cumulés	(13 872)	(7 297)	(1 230)	(400)	(994)	(23 793)
Coûts nets capitalisés	7 458	4 614	761	1 165	1 929	15 927
Au 31 décembre 1999						
Relatifs à des réserves prouvées	24 613	14 226	1 809	2 221	3 969	46 838
Relatifs à des réserves non prouvées	97	786	413	60	186	1 542
Total	24 710	15 012	2 222	2 281	4 155	48 380
Amortissements cumulés	(16 143)	(9 141)	(1 429)	(610)	(1 155)	(28 478)
Coûts nets capitalisés	8 567	5 871	793	1 671	3 000	19 902
Au 31 décembre 2000						
Relatifs à des réserves prouvées	23 072	16 276	1 693	2 595	5 848	49 484
Relatifs à des réserves non prouvées	127	996	303	38	279	1 743
Total	23 199	17 272	1 996	2 633	6 127	51 227
Amortissements cumulés	(14 916)	(10 701)	(1 315)	(818)	(1 747)	(29 497)
Coûts nets capitalisés	8 283	6 571	681	1 815	4 380	21 730
Quote-part des coûts nets capitalisés des sociétés mises en équivalence						
Au 31 décembre 1998						547
Au 31 décembre 1999						629
Au 31 décembre 2000						752

CALCUL DES CASH-FLOWS NETS FUTURS ACTUALISÉS (TRANSPORT EXCLUS)

Le calcul des cash-flows nets futurs actualisés générés par les réserves prouvées a été effectué selon les principes suivants :

- Prix courants : les revenus escomptés sont valorisés sur la base des prix affichés le 31 décembre ;
- Coûts de production et de développement courants : les coûts futurs relatifs aux productions des réserves prouvées sont basés sur les conditions techniques et économiques existant en fin d'année et réputées stables. Les coûts de production, contrairement au tableau des Résultats des opérations, comprennent les taxes à la production ;
- Impôts sur les bénéfices : les estimations des impôts sont calculées en fonction des législations fiscales locales existantes en fin d'année et tiennent compte des différences permanentes et des crédits d'impôts futurs.

– Actualisation : les cash-flows nets futurs sont actualisés au taux standard de 10 %.

Ces principes d'application sont ceux requis par le SFAS 69, et ne reflètent pas nécessairement les perspectives de revenus réels pouvant provenir de ces réserves, ni leur valeur actuelle : ils ne constituent donc pas des critères de décision d'investissement. Une meilleure estimation de la valeur actuelle des réserves doit prendre également en considération, entre autres facteurs, la part des réserves déjà découvertes mais non encore qualifiées de réserves prouvées, l'intégration de modifications futures dans les prix et les coûts, et un taux d'actualisation plus représentatif de la valeur temps du coût de l'argent et des risques inhérents aux calculs des réserves estimées.

(en millions d'euros)	Entités consolidées					Total Consolidé
	Europe	Afrique	Amérique du Nord	Extrême-Orient	Reste du monde	
Au 31 décembre 1999						
Revenus (nets de redevances) futurs	48 743	66 389	2 271	21 659	29 240	168 302
Coûts de production futurs	(9 366)	(11 951)	(357)	(2 935)	(6 554)	(31 163)
Coûts de développement futurs	(4 044)	(8 647)	(496)	(1 918)	(3 751)	(18 856)
Cash-flows nets futurs, avant impôts	35 333	45 791	1 418	16 806	18 935	118 283
Impôts futurs	(19 798)	(28 491)	(320)	(7 418)	(5 934)	(61 961)
Cash-flows nets futurs, après impôts	15 535	17 300	1 098	9 388	13 001	56 322
Actualisation à 10 %	(5 583)	(8 217)	(421)	(4 864)	(7 153)	(26 238)
Calcul normalisé des cash-flows nets futurs actualisés	9 952	9 083	677	4 524	5 848	30 084
Au 31 décembre 2000						
Revenus (nets de redevances) futurs	55 763	66 026	5 779	23 464	32 918	183 950
Coûts de production futurs	(6 983)	(12 219)	(290)	(3 508)	(8 110)	(31 110)
Coûts de développement futurs	(3 947)	(9 196)	(680)	(2 340)	(3 047)	(19 210)
Cash-flows nets futurs, avant impôts	44 833	44 611	4 809	17 616	21 761	133 630
Impôts futurs	(24 510)	(27 969)	(1 318)	(7 809)	(10 043)	(71 649)
Cash-flows nets futurs, après impôts	20 323	16 642	3 491	9 807	11 718	61 981
Actualisation à 10 %	(7 958)	(8 014)	(1 159)	(5 034)	(6 271)	(28 436)
Calcul normalisé des cash-flows nets futurs actualisés	12 365	8 628	2 332	4 773	5 447	33 545
Part Groupe des cash-flows nets futurs des sociétés mises en équivalence						
Au 31 décembre 1999						1 751
Au 31 décembre 2000						2 511

PRINCIPALES ORIGINES DES VARIATIONS DES CASH-FLOWS NETS FUTURS ACTUALISÉS

(en millions d'euros)	2000	1999
Cash-flows nets futurs actualisés au 1^{er} janvier	30 084	9 284
Ventes nettes des coûts de production et autres charges	(13 250)	(7 174)
Variation des prix et des coûts de production et autres charges	11 867	30 796
Extensions, découvertes et amélioration de la récupération	2 065	6 945
Variation des estimations des coûts de développement futurs	(1 019)	(2 570)
Coûts de développement de l'année	4 062	2 885
Révisions des estimations précédentes des quantités	1 965	3 416
Imputation de l'actualisation à 10 %	3 008	1 198
Variation nette des impôts sur les bénéfices	(4 688)	(19 326)
Acquisitions de réserves en terre	76	3 040
Cessions de réserves en terre	(625)	(313)
Variation des rythmes de production et autres	–	1 903
Fin de l'année	33 545	30 084