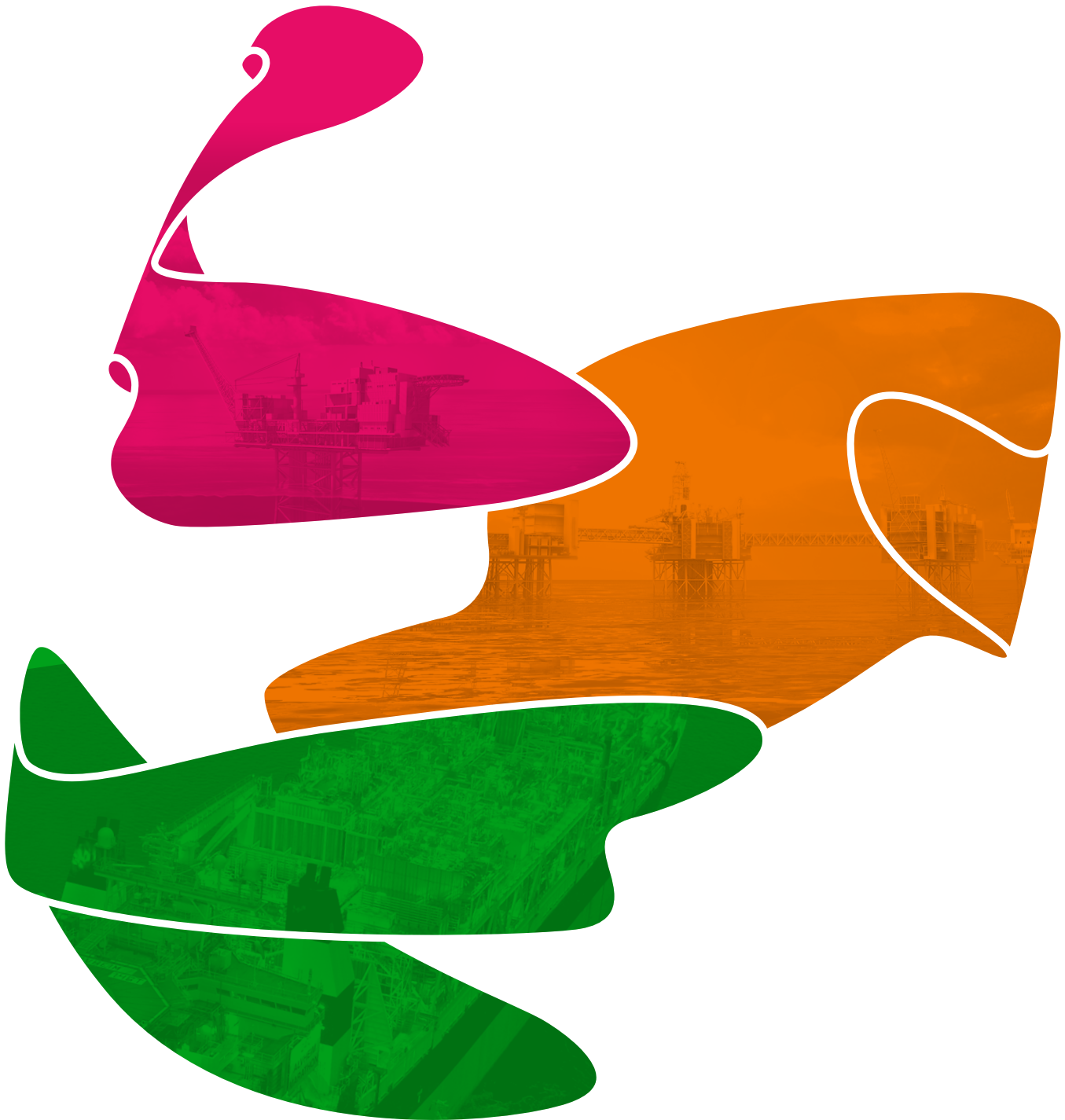


AkerBP



ÅRSRAPPORT 2016



HØYDEPUNKTER 2016

Tildelt lisenser i TFO 2015.

Den 19. januar ble Det norske tilbudt andeler i ti nye lisenser, inkludert seks operatørskap, i konsesjonsrunden for forhåndsdefinerte områder (TFO) 2015. BP Norge fikk tilbud om en andel som operatør i en ny lisens.

19. JANUAR 2016

2. MARS 2016

Oppkjøp av Noreco Norway AS (Noreco).

Den 2. mars inngikk Det norske avtale med Noreco om overtakelse av Norecos norske lisensportefølje, inklusive en kontantbeholdning på 45 millioner kroner.

Oppkjøp av Centrica-lisenser.

Den 18. april inngikk Det norske avtale med Centrica Resources Norge AS (Centrica) om å overta deres lisenser i funnene Frigg Gamma Delta og Rind.

18. APRIL 2016

18. MAI 2016

Tildelt lisenser i den 23. lisensrunden

Den 18. mai ble Det norske tildelt ett operatørskap og to partnerskap i den 23. lisensrunden.

Fusjon mellom Det norske og BP Norge.

Den 10. juni inngikk Det norske en avtale med BP p.l.c. om å fusjonere med BP Norge, gjennom kjøp av aksjene i BP Norge.

10. JUNI 2016

10. JUNI 2016

Oljelast nr. 100 levert fra Skarv.

Den 10. juni ble oljelast nr. 100 levert fra Skarv-feltet, mer enn ett år før planen.

Plattformdekket på Ivar Aasen installert.

Plattformdekket på Ivar Aasen ble installert ute på Utsirahøyden i juli.

JULI 2016

Fjerning av toppdekket på 2/4-G-plattformen på Valhall.

Den 31. juli ble dekket på plattformen fjernet.

31. JULI 2016

31. AUGUST 2016

Oljefunn på Langfjellet.

Den 31. august meldte Det norske om et oljefunn med et foreløpig volumanslag på mellom 24 og 74 millioner fat oljeekvivalenter.

Ferdigstilling av transaksjonen mellom Det norske og BP Norge.

Den 30. september ble transaksjonen mellom Det norske og BP Norge ferdigstilt. Det norske oljeselskap ASA endret navn til Aker BP ASA, og tickerkoden på Oslo Børs ble endret til AKERBP.

30. SEPTEMBER 2016

3. OKTOBER 2016

Oppkjøp av Tullow-lisenser.

Den 3. oktober annonserte Aker BP kjøp av lisenser fra Tullow Norge AS. Transaksjonen omfattet andeler i åtte lisenser, inkludert 15 prosent i Oda-funnet (tidligere kjent som Butch) i PL 405.

Produksjonsstart på Viper-Kobra.

Den 10. november meldte Aker BP om produksjonsstart på Viper-Kobra, som er knyttet opp til Alvheim FPSO. Prosjektet ble levert på tid og innenfor budsjett.

10. NOVEMBER 2016

24. DESEMBER 2016

Produksjonsstart på Ivar Aasen-feltet.

Den 24. desember kom oljeproduksjonen i gang på Ivar Aasen-feltet i Nordsjøen. Oppstarten var etter planen, og utbyggingen ble gjennomført innenfor budsjett og uten alvorlige hendelser.

VI DANNER DET LEDENDE UAVHENGIGE LETE- OG PRODUKSJONSSKAPET

2016 var nok et år preget av endring og vekst for Aker BP. Gjennom fusjonen av Det norske oljeselskap ASA (Det norske) og BP Norge AS (BP Norge) skapte vi et robust selskap hvor både antall ansatte og produksjon mer enn doblet seg, og hvor Aker BP for første gang utbetalte utbytte til sine aksjonærer. Viktigst er det likevel at vi gjennom året leverte sikker og effektiv drift på alle våre installasjoner, og startet produksjon fra Ivar Aasen på tid og innenfor totalbudsjett. Jeg er stolt over å lede en organisasjon som preges av pålitelig drift, systematisk forbedring og en formidabel vekst!

Den 10. juni stod jeg sammen med Øyvind Eriksen, konsernsjef i Aker ASA, og Bob Dudley, Group Chief Executive i BP p.l.c., foran våre ansatte og presenterte et nytt kapittel i norsk industrihistorie. Ved å slå sammen Det norske og BP Norge skapte vi Aker BP – et selskap med sterke, industrielle eiere og høye ambisjoner for videre forbedringer og vekst. Ambisjonen ble etablert fra dag én; vi skal danne det ledende uavhengige lete- og produksjonsselskapet.

Den første oppgaven var å gjennomføre integrasjonsprosessen, og etter nær 25 uker med hardt arbeid kunne vi den 1. desember feire den endelige sammenslåingen av de to selskapene.

Selv om fusjonen med BP Norge preget store deler av 2016, styrket vi posisjonen på norsk sokkel ytterligere gjennom oppkjøpene av Norecos norske lisensportefølje, Centricas lisensandeler i Frigg Gamma Delta og Rind og lisensandeler fra Tullow. Vi har ambisjoner om videre vekst, og organisasjonens evne til raske omstillinger vil være sentralt i forbedringsarbeidet vårt fremover.

Første prioritet i vårt arbeid vil alltid være å ivareta sikkerheten for personell og omgivelser. Hver dag jobber vi systematisk med å ivareta sikkerheten i våre operasjoner, noe vi har hatt et særskilt fokus på gjennom omstillingsprosessen med integrasjonen av de to organisasjonene. 2016 var preget av en rekke hendelser på norsk sokkel, hvorav noen med fatalt utfall. Dette minner oss om at vi aldri kan slakke av når det kommer til helse, miljø og sikkerhet.

Ivar Aasen-utbyggingen har av mange blitt omtalt som den store «svenneprøven» for selskapet. Med produksjonsstart på selveste julaften har prosjektteamet bestått prøven med glans. Filosofien har hele veien vært å arbeide sammen med leverandørene som «ett team» med et felles mål; å levere Ivar Aasen på tid, kost og uten alvorlige hendelser.



Dette lykkes vi med. Aker BP vil bygge videre på disse erfaringene når vi nå søker strategiske alliansepartnere for fremtidige prosjekter. Vi har tro på at langsiktige relasjoner og felles insentiver vil gi bedre resultater over tid enn et mer transaksjonelt forhold mellom kunde og leverandør. Vi er allerede i gang med en videreutviklet alliansemodell på subsea-prosjekter, og har ambisjoner om å utvide denne modellen til andre deler av vår virksomhet.

Vår vekst er basert på bidrag gjennom forretningsutvikling og ved å finne nye reserver gjennom leting. I 2016 var nettotillegget til Aker BP fra letevirksomheten 83 millioner fat oljeekvivalenter. Det tilsvarer omkring en fjerdedel av alle volumer funnet på norsk sokkel i løpet av fjoråret. Volumene representerer i hovedsak funn i modne områder i Nordsjøen. Funnet vi hadde på Langfjellet vil være en viktig brikke for en potensiell feltutvikling i området nord for Alvheim.

Aker BP har ambisjoner om ytterligere organisk og inorganisk vekst for å øke aksjonærverdiene. Selskapet kommer til å satse på olje fremfor gass, og først og fremst operatørskap, der vi selv kan ha hånden på rattet for å drive ned kostnadene per fat og øke verdien av investeringene.

I løpet av 2016 økte selskapet antallet opererte felt i produksjon fra ett til fem. På Alvheim ble det produsert mer enn planen for året, og brønnene Viper og Kobra ble satt i drift i november. Skarv produserte også over det som var satt som mål, og oljelast nummer hundre ble levert til det europeiske markedet – lenge før plan. Ula passerte 30 år med produksjon, og Valhall nådde en stor milepæl med å produsere sitt fat nummer 1 milliard.

Aker BP vil arbeide aktivt med å utvikle alle våre felt videre, og vil bygge på erfaringer fra Alvheim-området, hvor vi gjennom gjentatte lønnsomme investeringer i tilleggsvolumer har stagnert produksjonsfallet etter oppkjøpet av Marathon Norge i 2014. Vi vil samtidig fortsette vår tydelige og ambisiøse satsing på forbedringer, og analyserer derfor alle våre verdistrømmer for å kunne eliminere arbeid som ikke tilfører verdi. Forbedringsarbeidet bygges på Lean-prinsipper, og vi søker hele tiden læring fra andre industrier for å sikre en operasjonsform som kan stå imot oppturer og nedturer i årene som kommer. Vi har lyktes med mye, men ser fortsatt et stort potensial for forbedringer innenfor alle forretningsområder. Med sikker drift, stadig vekst og forbedringer, vil vi dag for dag komme nærmere visjonen vår:

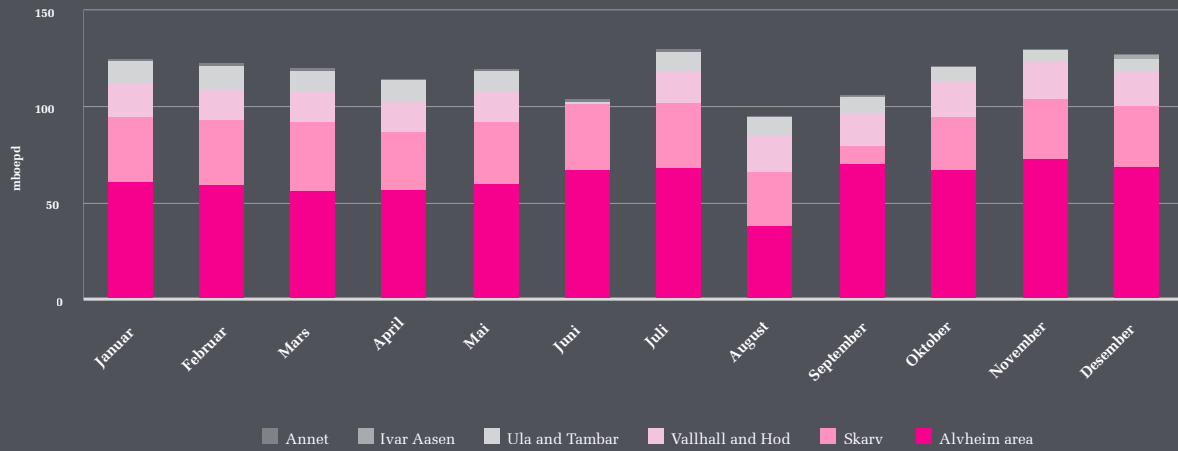
«Vi danner det ledende uavhengige lete- og produksjons-selskapet»



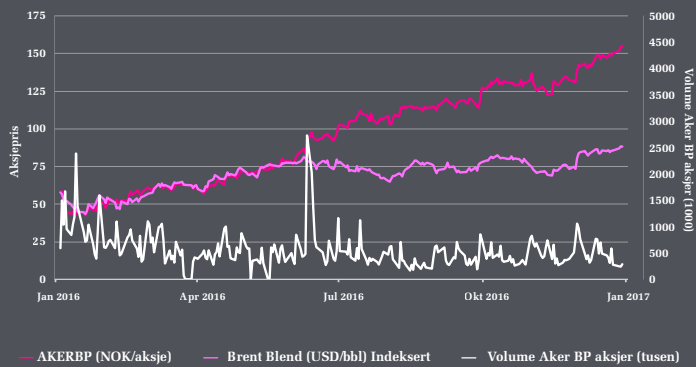
Karl Johnny Hersvik
Administrerende direktør, Aker BP ASA

Nøkkeltall 2016

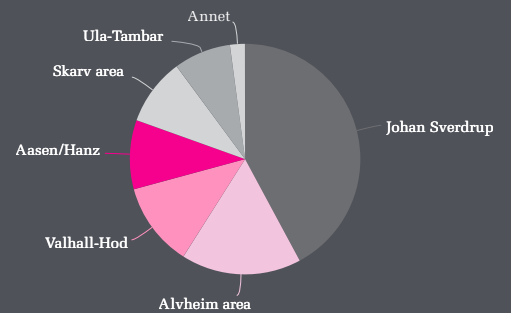
Produksjon per måned



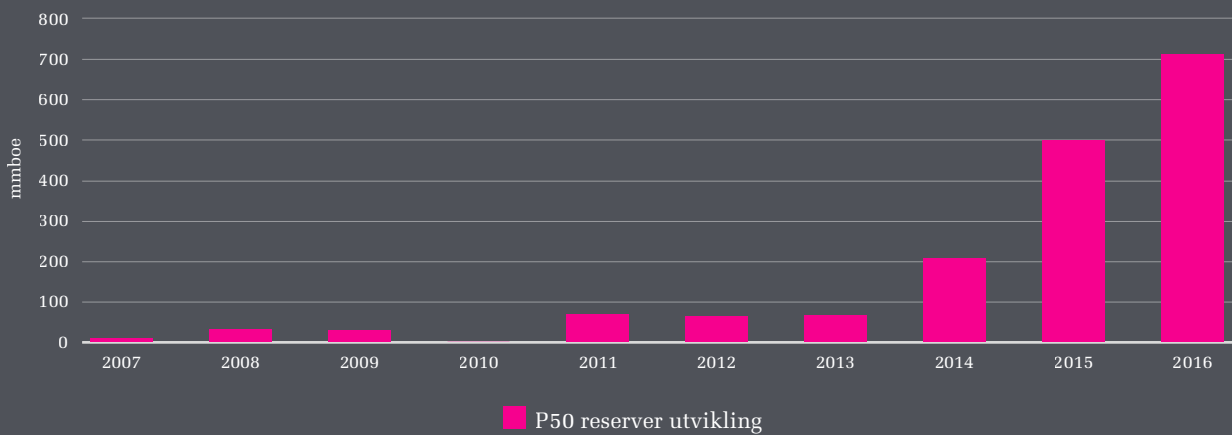
Aksjekurs



2016 P50 reserver



P50 reserver utvikling



Nøkkeltall 2016

Nøkkeltall	Unit	Q1-16	Q2-16	Q3-16	Q4-16	2016	2015
OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER							
Driftsinntekter	USDm	205	256	248	656	1364	1 222
EBITDA	USDm	129	175	179	485	968	953
Nettoreultat	USDm	32	6	63	(67)	35	-313
Resultat per aksje	USD	0,16	0,03	0,31	(0,20)	0,15	-1,53
Produksjonskostnad	USD/boe	6	7	6	10	8	6
Avskrivning	USD/boe	21	21	21	14	18	22
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	189	127	251	320	896	686
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	(232)	(325)	164	(313)	-705	-1 168
Totale eiendeler	USDm	5 387	5 609	10 280	9 255	9 255	5 189
Netto rentebærende gjeld	USDm	2 584	2 783	2 380	2 425	2 425	2 532
Beholdninger av betalingsmidler	USDm	155	68	786	115	115	91
OPPSUMMERING AV PRODUKSJON							
Alvheim (65,0 %)	boepd	38 416	39 923	41 045	53 683	43 290	34 133
Bøyla (65 %)	boepd	9 084	7 923	6 191	6 470	7 411	9 006
Hod (37,5%)	boepd	-	-	-	596	150	-
Ivar Aasen (34,8%)	boepd	-	-	-	838	211	-
Skarv (23,8%)	boepd	-	-	-	30 040	7 551	-
Tambar / Tambar Øst (55,0%/46,2%)	boepd	-	-	-	2 070	520	-
Ula (80,0%)	boepd	-	-	-	5 057	1 271	-
Valhall (36,0%)	boepd	-	-	-	17 505	4 400	-
Vilje (46,9 %)	boepd	5 117	7 615	7 381	6 221	6 599	6 376
Volund (65,0 %)	boepd	6 445	6 033	4 195	3 462	5 027	9 040
Annet (Jette, Jotun, Varg, Alta, Enoch)	boepd	1 493	947	1 026	582	1 011	1 449
SUM	boepd	60 615	62 440	59 839	126 524	77 441	60 004
SUM (inkl. BP Norge hele 2016)	boepd	122 747	112 774	110 750	126 524	118 201	60 004
Oljepris	USD/bbl	37	49	47	52	47	54
Gasspris	USD/scm	0,18	0,17	0,15	0,23	0,18	0,27

VISJON OG VERDIER

Vår visjon og verdier reflekterer hva selskapet står for, måten vi jobber på og resultatene vi skaper.

VÅR VISJON: VI SKAPER DET LEDENDE UAVHENGIGE LETE- OG PRODUKSJONSSKAPET

Aker BP har en ambisiøs og inspirerende visjon. I 2016 viste vi at vi har kapasitet til å vokse, og leverte svært gode resultater. Kombinasjonen av de fusjonerte selskapenes styrker og tette bånd til BP PLC har gitt Aker BP et solid grunnlag for å leve opp til visjonen. Vi har ansatte av høy kvalitet med kontinuerlig fokus på forbedring. Basert på disse fire hovedpilarene skal vi dyrke frem talenter og levere verdier:

- Omorganisere verdikjeden med strategiske partnerskap og allianser
- Verdikjede basert på en felles forståelse for hva LEAN innebærer, og en felles verktøykasse og kultur
- Ligge fremst i digitaliseringen av leting og produksjon
- Fleksibel forretningsmodell som legger til rette for vekst og tar høyde for volatilitet

VÅRE VERDIER

Våre verdier er selve grunnlaget for hva vi gjør, og legger klare føringer for hvordan vi arbeider. Vi er det vi gjør. Kvalitet er altså ikke noe som oppnås med en enkeltstående handling, men som en vane. Alle som arbeider for Aker BP, må kjenne og følge våre verdier. Atferd skapes ikke av krav alene. Selskapets atferd er inspirert av menneskene som lever opp til verdiene. Det er mennesker som inspirerer og engasjerer, ikke systemer.



SØKENDE: Vi er nysgjerrige og søker etter nye og bedre løsninger.

ANSVARLIG: Vi setter sikkerheten først, og arbeider for å skape verdier for våre eiere og samfunnet.

FORUTSIGBAR: Vi bygger tillit og godt omdømme gjennom forutsigbar og konsekvent oppførsel.

ENGASJERT: Vi er engasjert i hverandre, selskapet og samfunnet.

RESPEKTFULL: Vi har høye etiske standarder. Vi har respekt for de vi jobber med, og verdsetter mangfold og forskjeller.



VALHALL/HOD-OMRÅDET

Valhall-feltet ligger i den sørlige delen av Nordsjøen, og består av et feltcenter med seks plattformer og to ubemannede flankeplattformer. Hod er tilkoblet og fjernstyres fra Valhall.

Valhall-komplekset består av seks separate stålplattformer: en bolig-, en bore- og en produksjonsplattform, en vanninjeksjonsplattform, en brønnhodeplattform og en kombinert prosess- og boligplattform. I tillegg har feltet to ubemannede flankeplattformer, en i sør og en i nord, begge ca. 6 km fra feltcenteret på Valhall, og fjernstyres herfra. Hod-feltet ligger 13 km sør for Valhall og er bygget ut med en ubemannet brønnhodeplattform som fjernstyres fra feltcenteret. Alle brønnene på Hod-plattformen er stengt i påvente av plugging og fjerning. I dag produserer Hod fra brønner boret fra Valhall sørflanke plattform.

Driftseffektiviteten i 2016 var på 77 prosent, som er bra i betraktning av den omfattende revisjonsstansen som ble gjennomført i løpet av sommeren. Netto samlet produksjon fra Valhall og Hod var i gjennomsnitt 15,8 mboepd i 2016. I 2016 leverte Valhall gode HMS-resultater med null fraværsskader og ingen alvorlige hendelser. Dette gjenspeiler en god sikkerhetskultur med vedvarende fokus på sikre og stabile operasjoner.

I 2014 begynte den oppjekkbare riggen Maersk Reacher arbeidet med plugging og stenging av brønner på Valhall. Til sammen har 13 av 31 brønner blitt plugget, alle mye raskere og billigere enn det opprinnelige budsjettet tilsa.

Den gamle boligplattformen på Valhall ble nedstengt i

2016. Toppdekket på 2/4-G-innretningen, en stigerørplattform som knyttet Valhall til Ekofisk og som var en del av Valhall-utbyggingen, ble fjernet i juli og slept til AF Miljøbase i Vats for gjenvinning.

Feltets modenhet og kompleksitet viser seg i de nærmere 150 produksjonsbrønnene som har blitt boret siden feltet ble oppdaget, hvorav 55 fortsatt er i produksjon. I begynnelsen av januar 2017 passerte Valhall og Hod én milliard fat produserte oljeekvivalenter, som er mer enn tre ganger så mye som forventet da feltet ble åpnet i 1982. I 2016 ga Petroleumstilsynet (Ptil) samtykke til levetidsforlengelse for brønnhodeplattformen (WP) på Valhall til 2028.

Utsikter

Selv om Valhall har produsert én milliard fat oljeekvivalenter, og i 2017 har produsert i 35 år, mener vi at ytterligere 500 millioner fat oljeekvivalenter kan produseres. Vi mener også at nye teknologiske løsninger, nye brønner og økt effektivitet bør gi ytterligere oppsidepotensial.

Arbeidet for å redusere kostnader og gjøre produksjonen mer effektiv vil fortsette. Å maksimere utvinningen gjennom vanninjeksjon og opprettholde stabilt høy driftseffektivitet vil være et hovedfokus fremover. Aker BPs mål er sikker og lønnsom produksjon fra Valhall i flere tiår fremover.

Aktivitetsnivået på Valhall vil øke i 2017. Etter en bore-pause, vil bore- og injeksjonsplattformen gjenoppta boreprogrammet på Valhall i første kvartal. I tillegg vil plugge- og nedstengingsprogrammet på boreplattformen bli gjenopptatt med den nybygde riggen Maersk Invincible i andre kvartal 2017.

Aker BP vil fortsette fremdriften i utbyggingsprosjektet av Valhall vestflanke mot en planlagt innsending av plan for utbygging og drift (PUD) i 2017. Når de nye seismiske dataene over Hod-området foreligger i 2017, vil det bli bestemt om avgrensingsbrønn på Hod skal bores.

Nøkkelfakta for Valhall og Hod

- Lisens: PL006B, PL033, PL033B
- Aker BPs eierandel: 35,95 % (Valhall) 37,5 % (Hod)
- Partnere: Hess
- Funnår: Valhall 1975, Hod 1974
- Produksjonsstart: Valhall 1982, Hod 1990
- Lisensperiode: Valhall 2028, Hod 2020
- Produksjon 2016: 15 854 boepd (netto)
- 2016 2P-reserver (netto): 84 mmboe





ULA/TAMBAR-OMRÅDET

Ula-feltet ligger i den sørlige delen av Nordsjøen, og består av tre plattformer. Feltsenteret fungerer som et områdesenter for satellittfeltet Tambar og som tredjepartsvert for feltene Oselvar og Blane.

Ula feltet er bygget ut med tre konvensjonelle stålinnretninger: en for produksjon, en for boring og en boligplattform, alle forbundet med gangbroer. Satellittfeltet Tambar og Tambar Øst ligger ca. 16 km sørøst for Ula-feltet og er bygget ut med en fjernstyrt brønnhodeplattform uten prosesseringsanlegg. Ula fungerer også som tredjepartsvert for feltene Oselvar og Blane, tilkoblet Ula via havbunnsanlegg.

I 2016 ble det gjennomført en større revisjonsstans på Ula. I tillegg ble flere modifikasjonsprosjekter videreført for å sikre sikker og stabil drift på Ula-plattformene, blant annet et livbåtprosjekt, et brann- og gassprosjekt for boligplattformen og boreplattformen samt modenhetsstudier for oppgradering av kraftløsningen for Ula.

I oktober 2016, passerte Ula 30 år i produksjon. Driftseffektiviteten for Ula-komplekset var 72 prosent, og gjennomsnittlig nettoproduksjon fra Ula og Tambar var til sammen 8,7 mboepd i 2016. For å øke oljeproduksjonen, injiseres gass og vann vekselvis (WAG) inn i Ula-reservoaret. Gassen kommer fra satellittfeltene.

Utsikter

I juli 2016 godkjente Petroleumstilsynet (Ptil) søknaden om forlengt levetid for Tambar frem til 1. januar 2022. Reservoarstudier pågår for å legge til rette for ressursutvikling på Tambar, som kan forlenge den økonomiske levetiden for Tambar ut over 2021. Gjennomføringen av TAL-prosjektet (Tambar Artificial Lift) vil fortsette i 2017, og beslutningen om å bore eller droppe prosjektet vil bli tatt i første halvår 2017. Det er også prosjekter på gang for å redusere kostnadene og øke produksjonseffektiviteten for å få mest mulig ut av basis produksjonen. Utbyggingsprosjektet Oda (som opereres av Centrica) ble sanksjonert med planlagt tilkobling til Ula, og plan for utbygging og drift (PUD) ble sendt inn til myndighetene 30. november 2016.

Nøkkelfakta Ula Tambar områdesenter

- Lisens: PL019, PL019B, PL065, PL300
- Aker BPs eierandel: 80 % (Ula), 55 % (Tambar)
- Partnere: Faroe
- Funnår: Ula 1976, Tambar 1982
- Lisensperiode: Ula: 2028 Tambar: 2021
- Produksjonsstart: Ula 1986, Tambar 2001.
- Produksjon 2016 (netto): 8 795 boepd
- Driftseffektivitet: 72 %
- 2016 2P-reserver (netto): 57 mmboe



ALVHEIM-OMRÅDET

Alvheim-området ligger i midtre Nordsjøen ved grensen til britisk sektor. Det består av selve Alvheimfeltet og satellittfeltene Bøyla, Vilje og Volund. Alle feltene produseres via Alvheim FPSO.

Alvheimfeltet (PL 088BS, PL 203, PL 036C) består av strukturene Kneler, Boa, Kamelon og East Kamelon og funnene Viper-Kobra og Gekko. Viper-Kobra kom i produksjon i fjerde kvartal 2016. Bøyla (PL 340), Vilje (PL 036C) og Volund (PL 150) er satellittfelt, som er mindre funn som er koblet opp til Alvheim FPSO. Alvheim FPSO har hatt høy aktivitet og en driftseffektivitet på 93,5 prosent i 2016. Alvheim FPSO har operert sikkert og levert en nettoproduksjon til Aker BP på 62,3 mboepd.

Etter et omfattende forbedringsprosjekt i 2016 ble driftskostnadene redusert med 13,5 prosent, i forhold til budsjett. Det ble igangsatt flere forbedringstiltak som vil bli fulgt opp i 2017.

Boring av den tregrenede BoaKamNorth-brønnen ble avsluttet i januar 2016 med fremragende boreresultater. Brønnen kom i produksjon i mai 2016. Brønnene på Viper-Kobra kom i produksjon i november. Viper-Kobra består av to separate funn, Kobra som ble oppdaget i 1997, og Viper i 2009. Totale brutto utvinnbare reserver er beregnet til 9,6 millioner fat oljeekvivalenter (6,2 mmbøe netto). Utbyggingen omfatter en ny undervannsinstallasjon som er knyttet med rør til Volund-manifolden.

Utsikter

Boringen av infill-brønnene Volund West og South kom i gang i 2016. Forventet produksjonsstart er i andre kvartal 2017.

Dessuten ble infill-brønnene Boa West og South godkjent av lisensen. Her planlegges produksjonsstart i fjerde kvartal 2017. Borekampanjen med Transocean Arctic begynte i desember 2016 og forløper etter planen. Flere infill-brønner modnes frem for å stanse produksjonsfallet på Alvheim FPSO.

Storklakken-prospektet skal bygges ut som en oppkobling til Alvheim FPSO, med PUD planlagt til slutten av 2017.

Nøkkelfakta Alvheim området

- Lisens: PL203, PL088BS, PL036C, PL036D, PL150, PL340
- Aker BPs eierandeler: 65 % (Alvheim), 65% (Bøyla), 46,9% (Vilje), 65% (Volund)
- Partnere: ConocoPhillips, Lundin, Point (PL340), Statoil, (PL036D), PGNiG (PL036D)
- Funnår: 1998
- Produksjonsstart: 2008
- Lisensperiode: 2032
- Produksjon 2016 (netto): 62 327 boepd
- 2016 2P-reserver (netto): 120 mmbøe



SKARV-OMRÅDET

Skarv-feltet ligger i den nordlige delen av Norskehavet, og er Aker BPs nordligste produserende felt. Feltet er bygget ut med et produksjonsskip med lagrings- og lossekapasitet (FPSO), og har et av verdens største offshore gassprosesseringsanlegg.

Skarv-feltet er bygget ut med en «Floating Production, Storage and Offloading» (FPSO) enhet som er ankret til havbunnen. Undervannsbrønner er knyttet opp til FPSO-en via havbunnsrammer.

Nettoproduksjonen på Skarv var i gjennomsnitt 30,0 mboepd i 2016, noe som var høyere enn målet for året. Den økte produksjonen skyldtes ledig kapasitet i gasstransportsystemet og bedre utnyttelse av kapasiteten på Skarv. Skarv FPSO leverte oljeleveranse nummer 100 i juni 2016, mer enn ett år tidligere enn planlagt. Driftseffektiviteten i 2016 var på 87 prosent, til tross for 27 dagers planlagt revisjonsstans.

I 2016 kjøpte Aker BP ikke-opererte lisensandeler i PL650 og PL838 fra Tullow Norge AS. Prospektmulighetene i disse lisensene ligger innenfor en avstand som gjør at de kan knyttes opp til Skarv. Dette passer godt inn i selskapets strategi med å modne frem brønner og letemål i nærheten av eksisterende infrastruktur i området.

I løpet av året ble gassproduksjonen fra Skarv omlagt til lavtrykkproduksjon, noe som fører til økt produksjon fra feltet.

Utsikter

Skarv FPSO er godt posisjonert for fremtidig vekst, og for å opprettholde en fortsatt høy produksjon og driftseffektivitet. Det arbeides nå med optimalisering av vedlikeholdsarbeidet, ved at mer av arbeidet utføres internt og mindre av eksterne leverandører.

Det er gitt tillatelse til prøveproduksjon på Snadd i 2017, noe som betyr at Snadd kan fortsette prøveproduksjonen og øke reservoarkompetansen ytterligere. Satellittfeltet Snadd, som ligger i Skarv-området, skal bygges ut i to faser. Planen for utbygging og drift for fase 1 planlegges innsendt til myndighetene i andre halvår av 2017. Snadd fase 1 omfatter tre nye brønner som skal knyttes opp til bunnrammen på Skarv A, med planlagt gassproduksjon fra 2020. Utbyggingsløsningen for fase 2 utvikles parallelt, med produksjonsstart i 2024 eller tidligere. Forutsatt godkjenning fra partnerne, er planen å bruke 4D-seismikk i Skarv-området sommeren 2017 for å undersøke ressurspotensialet nærmere.

Nøkkelfakta Skarv-området

- Lisens: PL159, PL212, PL212B og PL262
- Aker BPs eierandel: 23,84 %
- Partnere: Statoil, DEA, PGNiG
- Funnår: 1998
- Produksjonsstart: desember 2012
- Produksjon 2016 (netto): 30 004 boepd
- Driftseffektivitet: 88 %
- Lisensperiode: 2033
- 2016 2P-reserver (netto): 67 mmboe





IVAR AASEN

Den første oljen ble produsert fra Ivar Aasen-feltet i Nordsjøen 24. desember, på selveste juleaften. Oppstarten var i tråd med planen, og utbyggingen er gjennomført innenfor budsjettet.

Oppstarten av Ivar Aasen var en stor milepæl for Aker BP. Som operatør har selskapet gjennomført en utbygging i en krevende periode for næringen. Derfor er det ekstra tilfredsstillende at prosjektet ble levert innenfor totalbudsjett og til rett tid. Rundt 17 millioner arbeidstimer er brukt på prosjektet uten at det har vært alvorlige HMS hendelser. Det betyr at prosjektet har oppfylt de fire sentrale målsettingene om ingen alvorlige hendelser, kvalitet i leveransen, levering på fastsatt tid og innenfor budsjett

Betydelig felt

Ivar Aasen-feltet ligger i den nordlige del av Nordsjøen, rundt 175 km vest for Karmøy. Feltet inneholder rundt 200 millioner fat oljeekvivalenter, inkludert Hanz. Hanz skal bygges ut i fase to av Ivar Aasen-utbyggingen, og utgjør om lag 18 millioner fat oljeekvivalenter. Netto til Aker BP er omlag 70 millioner fat oljeekvivalenter. Produksjonen er beregnet å ha en platåproduksjon på brutto 67 mboepd.

I samsvar med myndighetenes krav er utbyggingen av Ivar Aasen og nabofeltet Edvard Grieg samordnet. Olje og gass fra Ivar Aasen blir ført i rørledning til Edvard Grieg plattformen, hvor den blir prosessert og eksportert til markedet.

Ivar Aasen får også strøm levert fra Edvard Grieg. Den økonomiske levetiden for Ivar Aasen-feltet er forventet å være 20 år, avhengig av oljepris og produksjonsutvikling. Det blir brukt moderne teknologi for å drifte feltet effektivt og med lav bemanning. Operasjoner og drift støttes fra operasjonssenteret som ligger i Trondheim.

Globalt prosjekt

En betydelig del av leveransene til prosjektet kommer fra Norge. Hoveddelen av plattformdekket er bygget i Singapore mens boligkvarteret er bygget på Stord. Understellet som ble installert sommeren 2015, ble bygget på Sardinia. Til sammen har over fem tusen mennesker arbeidet med byggingen av Ivar Aasen. Prosjektet har involvert leveranser fra over 300 steder i verden, og mange av leveransene til plattformdekket i Singapore kom fra Norge.

Stødig oppstart

Den 6. juni startet transporten av plattformdekket fra Singapore. Turen gikk gjennom Suezkanalen, før den kom til Stavanger området en drøy måned senere. I løpet av tre hektiske døgn i slutten av juli ble alle de fem modulene på plattformdekket løftet på plass på understellet.

Løfteoperasjonen var ferdig 20 juli, og fem dager senere ble fartøyene demobilisert. Det hele ble gjennomført i henhold til plan og uten større problemer.

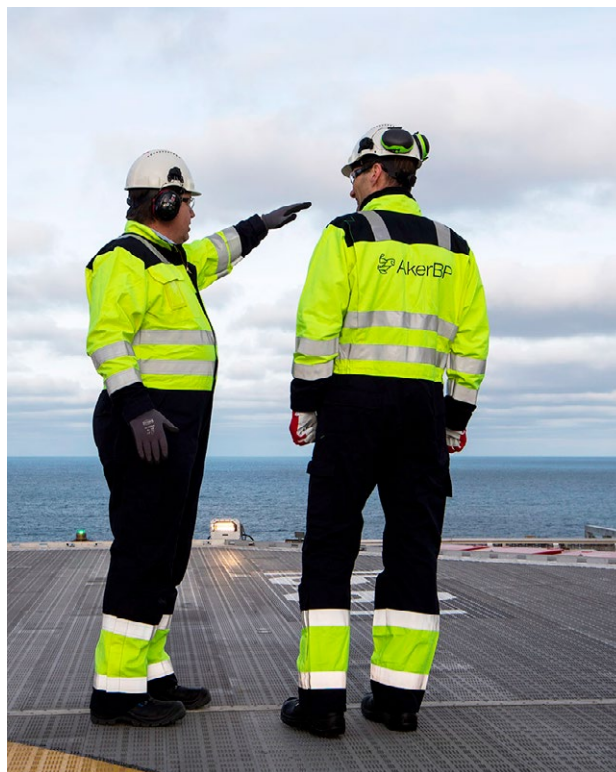
I forbindelse med forberedelse til oppstart av oljeproduksjonen, har Ivar Asen hatt stor nytte av kontrollrommet på land. Her ble prosedyrer for oppstart av oljeproduksjon utarbeidet og testet i simulatoren. Simulatoren ble også benyttet for å gi alle operatører i kontrollrommet mulighet til å trene på oppstartprosedyren og andre viktige operasjoner. Opplæringen var med på å legge grunnlaget for en vellykket oppstart av oljeproduksjon.

1. juni var organisasjonen for landstøtte på plass og planlagt arbeidsform ble etablert. I løpet av høsten ble inspeksjons- og vedlikeholdsprogram, arbeidsprosesser og søknader til myndigheter ferdigstilt.

Boring i verdensklasse

Boreoperasjonene på Ivar Aasen har vært i verdensklasse i rask boring, med høy kvalitet og god sikkerhet. Dette bekreftes i statistikk fra Rushmore. Den gode fremdriften på boreoperasjonene har så langt bidratt til nærmere to milliarder kroner i besparelser for prosjektet. Dette har vært viktig for at hele prosjektet kom i mål på totalbudsjett.

Boringen er gjennomført i et tett samarbeid mellom avdeling for petroleumsteknologi og avdeling for boring og brønn, samt Maersk Drilling, Schlumberger og andre serviceselskaper. Brønnene på Ivar Aasen bores med geostyring. Fra et eget rom i Trondheim følges hver eneste bevegelse som Maersk Interceptor har ute på Ivar Aasen-feltet. To kilometer ned i bakken og to kilometer horisontalt gjennom skifer, konglomerater og aller helst gjennom oljeførende porøse sandstein. Her måles det tetthet og motstand i sandsteinen. Informasjonen sjekkes mot seismikken og tolkes fortløpende. Geostyring og tett oppfølgingen har bidratt til optimalisering brønnplasseringen, noe som er viktig for å maksimere reservoareksposering og oppnå best mulig produksjon fra brønnene.



Nøkkelfakta Ivar Aasen

- Lisens: PL001B, PL338BS, PL242, PL457B
- Aker BP eierandel: 34,786 % (Ivar Aasen) 35% (Hanz)
- Partnere: Statoil, Bayerngas, Wintershall, VNG, Lundin, OKEA
- Funnår: 2008
- Produksjonsstart: Des 2016
- Lisensperiode: 2036
- 2016 2P reserver (netto): 69 mmboe



JOHAN SVERDRUP

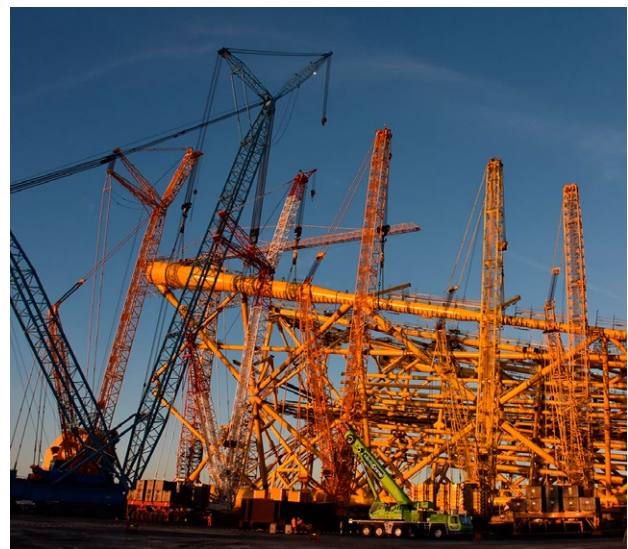
Gigantprosjektet Johan Sverdrup på Utsirahøyden, har en planlagt levetid på 50 år og vil bli en viktig bidragsyter til Aker BP og det norske samfunnet.

Johan Sverdrup feltet inneholder mellom 2,0 og 3,0 milliarder utvinnbare fat oljeekvivalenter, og når produksjonen er på topp, vil det utgjøre omtrent 40 prosent av all norsk oljeproduksjon. Dette vil tilføre Aker BP enorme verdier den dagen feltet kommer i produksjon.

I rute

Johan Sverdrup-prosjektet går etter planen, og produksjonsstart forventes i fjerde kvartal 2019. Planen er å bygge ut feltet i to faser. Fase 1 består av et feltsenter med fire bunnfaste plattformer, tre havbunnsrammer, eksportørledninger for olje og gass, landkraft og 36 produksjons- og injeksjonsbrønner. De fleste kontraktene for fase 1 er tildelt og vil få store ringvirkninger for Norge og norsk leverandørindustri. Prosjekterings- og byggeaktiviteter pågår nå på ikke mindre enn 22 steder.

Utbyggingen av fase 2 forløper også etter planen, og ved full feltutbygging med en femte plattform i feltsenteret og økt landstrømkapasitet, vil produksjonskapasiteten være oppe i 660 mbopd. Den økte landstrømkapasiteten vil også forsyne de omkringliggende feltene på Utsirahøyden: Ivar Aasen, Edvard Grieg og Gina Krog. Feltet skal etter planen være fullt utbygget i fjerde kvartal 2022.



Nøkkelfakta Johan Sverdrup

- Lisens: PL265, PL501, PL501B, PL502
- Aker BP eierandel: 11,5733%
- Partnere: Statoil (Operatør), Lundin, Petoro, Maersk Oil
- Funnår: 2010
- Lisensperiode: 2036
- Produksjonsstart: Fase 1 planlagt oppstart Q4, 2019
- 2016 2P reserver (netto): 300 mmbøe

STYRET



Bjørn Thore Ribesen (1) Styremedlem

Bjørn Thore Ribesen (født 1970) er plattformssjef på Ivar Aasen. Han har vært i Aker BP siden 2007. Ribesen har tidligere hatt flere funksjoner innen boreavdelingen, boresjef for leteboring og for Ivar Aasen boring og brønn.

Ribesen er sivilingeniør offshore teknologi fra University of Newcastle upon Tyne (1996). Han var i Schlumberger fra 1996-2007, hvor han hadde flere funksjoner. Ribesen er norsk statsborger.

Kate Thomson (2) Styremedlem

Kate Thomson er BP konsernets Group Treasurer, og har tidligere hatt stillingen som skattedirektør. I sin nåværende rolle, har Kate ansvaret for den sentrale finansieringen av BP-konsernet, tilføring av likviditet til konsernets virksomhet og verdioptimalisering gjennom styring av finansiell risiko på konsernnivå.

Siden hun begynte i BP i 2004, har Kate hatt en rekke roller innen skattefunksjonen, noe som gir henne dyp forståelse av olje- og gassindustrien. Som konsernets skattedirektør ledet Kate et globalt team av fagfolk på skatt, for å utvikle BPs svar på stadig mer utfordrende skatteforhold og reguleringer fra myndigheter. Før hun begynte i BP kvalifiserte Kate seg til statsautorisert revisor i Deloitte. Hun gikk over til internasjonal skatt i selskapet Charter plc hvor hun ble direktør for

skatt i 1998, før hun begynte EY i 2001 i M & A skatt. Kate er også styremedlem i flere av BP konsernets selskaper. Kate er britisk statsborger.

Trond Brandsrud (3) Styremedlem

Trond Brandsrud (født 1958) er utdannet siviløkonom fra Norges Handelshøyskole (NHH), og er i dag finansdirektør i Lindorff.

Frem til august 2015 var Brandsrud finansdirektør i Aker ASA, og han har tidligere vært som finansdirektør i Seadrill, samt flere sentrale stillinger innen finans både nasjonalt og internasjonalt i Shell gjennom en 20 årsperiode. Brandsrud har erfaring fra flere styreverv i både børsnoterte og privat eide selskaper. Brandsrud er norsk statsborger.

Lone Olstad (4) Styremedlem

Lone Olstad (født 1977) er allianse prosjektleder i subsea prosjekter i Aker BP. Hun har vært i Aker BP siden 2006.

Olstad har en bred erfaring innenfor virksomheten og har hatt ulike stillinger som reservoiringeniør, produksjonsingeniør, prosjektingeniør i drift, prosjektleder for forbedringsarbeidet i drift i 2012, prosjektstyringsleder i subsea prosjekter. Olstad har deltatt i 'Female Future' der styrekompetanse var en del av programmet. Olstad har Msc fra NTNU (2001) og er norsk statsborger.

Kjell Inge Røkke (5) Styremedlem

Kjell Inge Røkke (født 1958) er næringslivsleder og industrieier, og har vært drivkraften i utviklingen av Aker siden 1990-tallet. Røkke eier 67,8 prosent av Aker ASA gjennom selskapet The Resource Group TRG AS og datterselskaper, som han eier sammen med sin kone.

Han er styreleder i Aker ASA og styremedlem i Aker Solutions ASA, Kværner ASA, Akastor ASA, Aker BP ASA og Ocean Yield ASA. Han eier ingen aksjer i Aker BP ASA, og har ingen aksjeopsjoner. Kjell Inge Røkke er norsk statsborger.

Øyvind Eriksen (6) Styrets leder

Øyvind Eriksen (født 1964) er utdannet jurist fra Universitetet i Oslo, og er i dag konsernsjef i Aker ASA.

Han arbeidet i advokatfirmaet BA-HR fra 1990, som deltaker (partner) siden 1996, og som styremedlem/-formann i BA-HR fra 2003. Eriksen er styreformann i Aker Solutions ASA og Aker Kværner Holding AS, samt styremedlem i bl.a. The Resource Group TRG AS, TRG Holding AS og Reitangruppen AS. Eriksen er norsk statsborger.

STYRET



Anne Marie Cannon (7)

Nestleder

Anne Marie Cannon (født 1957) har over 30 års erfaring innen olje- og gassindustrien, både industrielt og fra investeringsbanksiden. Fra 2000 til 2014 var hun seniorrådgiver i Natural Resources Group i Morgan Stanley med ansvar for oppstrøms M&A. Hun har erfaring fra finans og handel i Shell UK Exploration and Production, Thomson North Sea og J. Henry Schroder Wagg. Hun har sittet i ledelsen i Hardy Oil and Gas og British Borneo. Anne Marie Cannon var styremedlem i Aker ASA 2011 - 2013 og er nå styremedlem i Premier Oil og STV Group plc. Hun har en BSc fra Glasgow University. Cannon er britisk statsborger.

Bernard Looney (8)

Styremedlem

Bernard Looney er direktør for oppstrømsvirksomheten i BP plc hvor han er ansvarlig for leting, utvikling og produksjon.

Bernard begynte i BP i 1991 som boreingeniør. Han har bred ledererfaring innen olje- og gassvirksomheten etter å ha jobbet på en rekke forskjellige steder, inkludert Nordsjøen, Vietnam, Mexicogolfen og Alaska. Han ble utnevnt til direktør for oppstrømsvirksomheten i BP plc i februar 2016, er medlem i BP konsernets hovedledelse, og styremedlem i flere av BP konsernets selskaper. Looney er irsk statsborger.

Terje Solheim (9)

Styremedlem

Terje Solheim (født 1962) er kontorleder for Aker BPs harstadkontor. Han har vært i Aker BP siden 2013 og har hatt flere funksjoner i selskapet.

Solheim har mangeårig bakgrunn fra forsvaret, var en av gründerne i Norwegian Petroservices (NPS) og kommer til Aker BP fra Det Norske Veritas (DNV). Solheim er norsk statsborger.

Gro Kielland (10)

Styremedlem

Gro Kielland (født 1959) er utdannet maskinsivilingeniør fra NTNU. Kielland har innehatt en rekke lederstillinger i olje- og gassindustrien både i Norge og i utlandet, blant annet som administrerende direktør i BP Norway. Hun har arbeidet både med drift og utbygging av felt, i tillegg til å ha vært fagansvarlig for helse, miljø og sikkerhet i operatørselskap.

Kielland arbeider i dag som Operational Partner for HitecVision, og har i tillegg til arbeidet hun gjør for dem på styrenivå også andre styreverv. Kielland er norsk statsborger.

HOVEDLEDELSEN



Gro Gunleiksrud Haatvedt (1) Direktør leting

Gro Gunleiksrud Haatvedt (født 1957) begynte som lededirektør i Aker BP i 2014. Hun kom da fra stillingen som letesjef norsk sokkel i Statoil ASA, hvor hun også har vært landansvarlig Libya.

Hun har hatt flere lederstillinger i Norsk Hydro, blant annet som ansvarlig for forretningsutvikling i Iran, leder Oseberg og letesjef norsk sokkel.

Haatvedt har en mastergrad i anvendt geofysikk fra UiO.

Olav Henriksen (2) Direktør prosjekter

Olav Henriksen (født 1956) startet i Aker BP som direktør prosjekter i januar 2015. Han kom til Aker BP fra ConocoPhillips hvor han siden 1990 har jobbet med store utbyggingsprosjekter.

Han har jobbet med store prosjekter som Ekofisk, Statfjord, Gullfaks, Oseberg og Eldfisk i sin lange arbeidserfaring hos både Kværner Installasjon og ConocoPhillips.

Henriksen er utdannet ingeniør fra Møre og Romsdal Ingeniørhøgskole.

Øyvind Bratsberg (3) Spesialrådgiver

Øyvind Bratsberg (født 1959) har 30 års erfaring fra flere selskaper innen markedsføring, forretningsutvikling og drift.

Før han begynte i Aker BP, hadde han en rekke lederstillinger i Statoil, bl.a. var han områdedirektør for Troll/Sleipner- og Halten/Nordland-områdene. Han hadde også ansvar for tidligfase feltutvikling norsk sokkel i StatoilHydro. Bratsberg var viseadministrerende direktør i Det norske fra 2008 til 2014.

Bratsberg er utdannet sivilingeniør maskin fra NTH/NTNU.

Per Harald Kongelf (4) Direktør forbedring

Per Harald Kongelf (født 1959) har ansvaret for Aker BPs forbedringsprogram. Per Harald Kongelf kommer fra søsterselskapet Aker Solutions, som sjef for den norske virksomheten i Aker Solutions.

Kongelf er utdannet sivilingeniør fra NTNU i Trondheim og har mer enn 25 års industriell erfaring gjennom en rekke fag- og lederstillinger i Aker Solutions.

Alexander Krane (5) Direktør finans

Alexander Krane (født 1976) har vært finansdirektør i Aker BP siden 2012.

Han har tidligere jobbet som økonomidirektør i Aker ASA. Han har også en fortid som revisor i KPMG i Norge og i USA.

Krane er siviløkonom fra Handelshøgskolen i Bodø og har en MBA-grad fra Norges Handelshøgskole. Han er også statsautorisert revisor.

Karl Johnny Hersvik (6) Administrerende direktør

Karl Johnny Hersvik (født 1972) tiltrådte stillingen som administrerende direktør i Aker BP i mai 2014. Han kom fra stillingen som forskningssjef i Statoil. Før han begynte i Statoil i 1998 var han med på å stifte flere IT-bedrifter. Han har innehatt en rekke fag- og lederstillinger i Norsk Hydro og StatoilHydro.

Hersvik innehar en rekke styreverv, og sitter i flere styrer som har som mål å fremme samarbeidet mellom næringsliv og akademia.

Hersvik har en cand. scient.-grad i industriell matematikk fra UiB.

HOVEDLEDELSEN



Jorunn Kvåle (7)

Direktør HMS

Jorunn Kvaale (født 1963) kommer fra stillingen som Engineering Services Manager i BP Norge.

Hun har tung erfaring fra olje- og gassbransjen, blant annet fra Amoco og som plattformsjef i BP Norge.

Kvaale er ingeniør i Telekommunikasjon og har en Mastergrad fra BI.

Ole Johan Molvig (8)

Reservoardirektør

Ole Johan Molvig (født 1972) kommer fra stillingen som VP Subsurface i Det norske.

Han har lang fartstid innenfor olje- og gassbransjen, hovedsakelig fra Exxon Mobil, Statoil og Marathon Oil.

Molvig har en Mastergrad fra NTNU i Trondheim.

Eldar Larsen (9)

Direktør drift

Eldar Larsen (født 1960) kommer fra stillingen som driftsdirektør i BP Norge, hvor han har hatt hovedansvaret for BP's drift i Norge siden 2009.

Han har lang erfaring fra store industrielle operasjoner på felt som Gullfaks, Sleipner, Snorre, Ormen Lange, Ula, Valhall og Skarv.

Larsen har en Mastergrad i kjemisk industri fra NTNU i Trondheim.

Tommy Sigmundstad (10)

Direktør boring og brønn

Tommy Sigmundstad (født 1970) kommer fra stilling som Vice President Wells i BP Asia Pacific.

Sigmundstad har bred erfaring innen oljebransjen fra ulike selskaper som Baker Hughes og Philips før han i 2000 gikk inn i BP. Innen BP har han hatt ulike operasjonelle, ingeniør og ledelses roller i Norge, Storbritannia, Aserbajdsjan og Indonesia.

Sigmundstad er utdannet sivilingeniør i petroleumsteknologi fra Universitet i Stavanger.

STYRETS ÅRSBERETNING

Kjære aksjonærer,

STYRETS ÅRSBERETNING

2016 var nok et år preget av store forandringer for selskapet. Aker BP ASA ("Aker BP" eller "selskapet") er resultatet av fusjonen mellom Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") og BP Norge AS ("BP Norge"). Fusjonen skapte et selskap med en diversifisert produksjonsbase, en solid balanse med gode kontantstrømutsikter, kombinert med ambisjoner om organisk og uorganisk vekst.

Aker BP har betydelige aktiviteter knyttet til leting etter og produksjon av olje og gass på norsk sokkel. Selskapets utbyggingsprosjekter innebærer at selskapet har arbeidstakere i forskjellige land på flere kontinenter. HMS og samfunnsansvar er svært viktig for styret i Aker BP. Styret vedkjenner seg sitt ansvar for å sørge for sikkerhet for mennesker og miljø og å bruke tid og ressurser på å etterleve alle regelverk og de høyeste HMS-standarder i oljebransjen.

For å møte utfordringene i dagens usikre makroøkonomiske situasjon og styrke konkurranseevnen på lang sikt har Aker BP etablert en solid plattform for videre verdiutvikling. Selskapet har en effektiv forretningsmodell basert på Lean-prinsippene, solid teknologisk kompetanse og industrielt samarbeid som skal gi sikker og effektiv drift.

Aker BP har fire hovedfokusområder på forbedringsagendaen. Målet er å redusere kostnadene og forbedre effektiviteten i alle ledd i organisasjonen slik at nye frittstående prosjekter skal kunne bygges ut med en balansepris på under 35 dollar per fat. Fokusområdene er 1) omorganisering av verdikjeden med strategiske partnerskap og allianser med sikte på å unngå sløsing og øke produktiviteten, 2) digitalisering av forretningsmodellen for leting og produksjon (E&P), 3) innføre styringssystemer og kultur som bygger på Lean-prinsippene, ved å prioritere flyteffektivitet fremfor ressurseffektivitet, og 4) føre alt dette sammen i én organisasjon og én forretningsmodell som balanserer volatilitet og fleksibilitet som grunnlag for vekst.

Gjennom leting i området Alvheim Nord og Askja/Krafla-området, begge i Nordsjøen, gjorde Aker BP funn i 2016 beregnet til 83 millioner fat oljeekvivalenter (mmbøe). Netto volumtilgang til Aker BP sto for grovt regnet én fjerdedel av volumene som ble funnet på norsk sokkel i 2016. Selskapet hadde funnkostnader etter skatt på 0,7 dollar per fat og oppdaget volumer tilsvarende 1,9 ganger produksjonen i 2016.

Ivar Aasen-utbyggingen sto ferdig i desember, i henhold til plan, innenfor budsjett og uten alvorlige hendelser. På Viper-Kobra-utbyggingen begynte produksjonen i november, og dette har bidratt til å stanse produksjonsfallet fra Alvheim-området. Johan Sverdrup-prosjektet er i rute, og kostnadsestimatene har blitt nedjustert i takt med fremdriften.

Aker BP hadde en nettoproduksjon på 118 tusen fat oljeekvivalenter (mboepd) i 2016 fra fem opererte produksjonssentre: Alvheim-området, Ivar Aasen, Valhall-området, Skarv og Ula-området.

I tiden fremover har selskapet en klar organisk vekstbane frem til en produksjon på 270 mboepd etter 2023 (både fra sanksjonerte og ikke-sanksjonerte prosjekter), som representerer en samlet årlig vekst fra 2016 på ca. 12 prosent.

Netto reserver (P50) ved årsslutt 2016 var beregnet til 711 mmbøe, eller en økning på 43 prosent i forhold til i fjor. Det fremste årsaken til økningen er fusjonen med BP Norge.

Betingede ressurser (P50) økte til 600 mmmboe, eller opp 84 prosent sammenlignet med i fjor, på bakgrunn av en kombinasjon av organisk og uorganisk vekst.

Selskapet har en solid, diversifisert kapitalstruktur med 2,5 milliarder dollar i tilgjengelig likviditet. I desember 2016 utbetalte selskapet utbytte for første gang. Ambisjonen på mellomlang sikt er å kunne utbetale minst 250 millioner dollar i årlig utbytte og øke utbytteneivået når Johan Sverdrup kommer i produksjon.

Aker BP er godt posisjonert for å ta del i den fremtidige veksten på norsk sokkel. Styret er bevisst risikoene forbundet med prosjektgjennomføring og de skiftende forholdene på markedene vi opererer i. Styret prioriterer kapitaldisiplin og risikoreduksjon der dette er mulig i hele organisasjonen.

Kursutvikling for aksjen og eierstruktur

I 2016 endte kursen på Aker BP-aksjen på 154,50 kr aksjen, mot 55,25 kr aksjen ved årsslutt 2015. Ved utgangen av året var 337,7 millioner aksjer utestående, mot 202,6 millioner ved utgangen av 2015. Med 40 prosent av aksjene er Aker ASA fortsatt den største eieren, mens BP plc kontrollerer 30 prosent av aksjene. De resterende 30 prosentene av aksjene er fordelt på over 7 000 aksjonærer. Aker BP er notert på Oslo Børs med ticker "AKERBP".

Vår virksomhet

Beskrivelse av selskapet

Aker BP er et fullverdig E&P-selskap med leting, utbygging og produksjon på norsk sokkel. Aker BP har ikke eierinteresser i olje- eller gassfelt utenfor norsk territorium. Alle aktiviteter er følgelig underlagt det norske skatteregimet, og i den grad selskapet har virksomhet i andre land, er denne relatert til bygging og prosjektering i forbindelse med feltutbygging.

Aker BP er aktiv i alle de tre viktigste petroleumsprovinserne på norsk sokkel. Selskapet er overbevist om at norsk sokkel byr på attraktive muligheter for leting etter olje og gass, noe som også understøttes av Oljedirektoratets nyeste anslag over uoppdagede ressurser. Selskapet tar derfor sikte på å være en aktiv bransjeaktør i årene som kommer.

Selskapets forretningskontor er på Lysaker i Bærum kommune. Selskapet har også kontorer i Harstad, Sandnessjøen, Stavanger og Trondheim. Karl Johnny Hersvik er administrerende direktør.

Selskapet hadde totalt 1 371 (534) ansatte ved utgangen av 2016. Som operatør for 53 (34) lisenser og partner i ytterligere 48 (50) lisenser er selskapet en betydelig rettighetshaver på norsk sokkel.

Leting

Aker BP har som ambisjon å være en sentral leteaktør på norsk sokkel og finne 250 mmmboe netto til Aker BP i perioden fra 2016 til 2020. Dette er i tråd med ambisjonen om langsiktig reserveerstatning og verdiskaping ved å etablere nye kjerneområder med egenoperert produksjon. Selskapet kan overskride dette målet ved kontinuerlig å søke ytterligere prospektmuligheter og ved å bruke forbedret datadekning og teknologi som konkurransefortrinn.

I 2016 deltok Aker BP i til sammen 14 brønner, inklusive seks sidesteg. Dette er en betydelig økning fra fire brønner i 2015. Netto ressurstilgang fra leting var beregnet til 83 mmmboe i 2016,

eller grovt regnet én fjerdedel av totale volumer oppdaget på norsk sokkel dette året. Selskapet fikk funnkostnader etter skatt på 0,7 dollar per fat i 2016 og oppdaget volumer tilsvarende 1,9 ganger produksjonen i 2016.

Leteaktiviteten er delt i tre: leting nær egne produserende felt (ILX), leting i vekstområder, og leting i frontierområder. Med årene vil det bli balanse mellom letemålene på disse tre områdene. I 2016 fokuserte Aker BP på leting i vekstområder for å finne volumer for fremtidige utbygginger.

Leteboringen var konsentrert til Alvheim Nord-området, Askja/Krafla-området og den sørlige delen av Loppahøyden. Resultatene var oppmuntrende med tanke på fremtidige utbyggingsbeslutninger.

Borekampanjen i 2016 i Askja/Krafla-området i PL272/PL035 besto av fire hovedbrønner og tre sidesteg og resulterte i funn som til sammen utgjorde 77 mmboe (brutto). Samlede brutto betingede ressurser i Askja/Krafla-området er beregnet til 256 mmboe.

Langfjellet-prospektet i PL 422 ble undersøkt med en hovedbrønn og tre sidesteg for å samle inn data. Hovedbrønnen påtraff en 109 meter brutto oljekolonne i Vestlandgruppen. Foreløpige beregninger av størrelsen på funnet er mellom 24 og 74 mmboe. Rettighetshaverne skal evaluere funnet med henblikk på en mulig utbygging i sammenheng med andre funn i området. Etter suksessen på Langfjellet har rettighetshaverne identifisert ytterligere prospektivitet i lisensen og planlegger videre boringer der i 2017.

Filicudi-prospektet, som ligger i PL 533 nord for Gohta-funnet i den sørlige delen av Loppahøyden i Barentshavet, ble boret i slutten av 2016 og begynnelsen av 2017. Brønnen påtraff en 129 meter brutto hydrokarbonkolonne i et sandsteinsreservoar av høy kvalitet. Funnet evalueres nå, og andre prospekter i nærheten vurderes for boring. Brutto ressursanslag for Filicudi-funnet er foreløpig på mellom 35 og 100 mmboe.

Uptonia-prospektet i PL554B&C og Rovarkula-prospektet i PL626 var tørre.

I januar 2017 ble Aker BP tildelt 13 operatørlisenser og 8 nye partnerlisenser i konsesjonsrunden for forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2016. De fleste av disse lisensene ligger i nærheten av selskapets eksisterende kjerneområder.

I 2016 utgjorde total investering i leting om lag 258 (97) millioner dollar.

Utbygging

I 2016 deltok Aker BP i fem feltutbyggingsprosjekter: Ivar Aasen (34,8 prosent, operatør), Gina Krog (3,3 prosent, partner), Johan Sverdrup (11,6 prosent, partner), Viper-Kobra (65 prosent, operatør) og Oda (15 prosent, partner).

Ivar Aasen

Ivar Aasen-feltet (34,7862 prosent eierandel, operatør) er Aker BPs første store utbyggingsprosjekt som operatør. PUD ble godkjent av Stortinget i mai 2013, og produksjonen på feltet kom i gang 24. desember 2016. Ivar Aasen-feltet befinner seg vest for Johan Sverdrup på Utsirahøyden. Det er anslått å inneholde brutto reserver (P50/2P) på 199 millioner fat oljeekvivalenter. Ivar Aasen-utbyggingen omfatter utvinning av ressursene fra tre funn: Ivar Aasen (PL001B), Hanz (PL028B) og West Cable (PL001B og PL242). Ivar Aasen er bygget ut med en bemannet fast produksjonsplattform. Plattformdekket har boligkvarter og et prosesseringsanlegg for førstetrinns separasjon.

I juni 2014 undertegnet Aker BP en unitiseringsavtale med lisenshaverne i PL001B, PL242, PL457 og PL338. Aker BP er operatør og har en eierandel på 34,7862 prosent. Unitiseringen omfatter Ivar Aasen og West Cable-forekomstene. Hanz-forekomsten forblir i PL028B, hvor Aker BP er operatør og har en eierandel på 35 prosent.

De samlede feltutbyggingskostnadene (inkludert Hanz) er beregnet til 27,4 milliarder kroner (nominell verdi). Aker BPs eierandel representerer dermed en investering på 9,6 milliarder kroner.

Utbyggingen av Ivar Aasen foregår i to trinn, der Ivar Aasen og West Cable bygges ut i fase 1. Hanz, som ligger lenger nord, vil bli bygget ut i fase 2, og produksjonen skal etter planen starte i 2021. Platåproduksjonen er estimert til ca. 67 mboepd (brutto). Utbyggingen av Ivar Aasen er samordnet med nabofeltet Edvard Grieg, som vil ta imot delvis prosessert olje og gass fra Ivar Aasen-feltet for videre prosessering og eksport.

Forboringskampanjen med Maersk Interceptor pågikk til juli, da riggen ble flyttet fra feltet før plattformdekket ble installert. Totalt ble åtte brønner ferdigstilt i forboringskampanjen, fem produksjonsbrønner og tre vanninjeksjonsbrønner. I november kom Maersk Interceptor tilbake på feltet og har siden fungert som boligrigg for oppkoblings- og klargjøringspersonell.

Byggingen av plattformdekket i Singapore var ferdig i mai. Alle moduler, inklusive boligmodulen, ble transportert til Ivar Aasen-feltet og installert på understellet i juli 2016. Etter at plattformdekket var på plass, ble flotellet Safe Zephyrus mobilisert med oppkoblings- og klargjøringspersonell.

I oktober hadde SURF ferdigstilt arbeidet med å legge og ferdigstille rørledninger og kabler mellom Edvard Grieg og Ivar Aasen.

Arbeidet med oppkobling og klargjøring offshore i annet halvår 2016 har gått fint. Over 500 personer har arbeidet offshore samtidig for å forberede operasjonen. Produksjonen siden oppstart har vært i tråd med forventningene.

I løpet av 2016 har de sentrale aktivitetene på Ivar Aasen-prosjektet forløpt etter planen, og produksjonen kom i gang 24. desember.

Partnerskapet består av Aker BP (operatør), Statoil, Bayerngas, Wintershall, VNG, Lundin og OKEA.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup (11,5733 prosent deltakerandel i unitiseringen, partner) er det største funnet på norsk sokkel siden 1980-årene. Feltet ligger på Utsirahøyden, 155 km vest for Stavanger. Operatøren har anslått at feltet inneholder utvinnbare volumer på mellom 2 og 3 milliarder fat oljeekvivalenter, og feltutbyggingen vil bli et av de største industriprosjektene i moderne norsk historie. Balanseprisen for olje i fase 1 er anslått til under 20 dollar per fat oljeekvivalenter og under 25 etter full feltutbygging.

PUD for fase 1 ble godkjent i august 2015. Godkjenningen inkluderte også planene for anlegg og drift av eksportørledninger for olje og gass og for kraft fra land. Produksjonen skal etter planen starte opp i slutten av 2019. Feltet skal kunne produsere i 50 år, og prosjektet vil være av stor samfunnsøkonomisk betydning for Norge.

Oljefeltet Johan Sverdrup skal bygges ut i to faser. I fase 1 skal et feltsenter bestående av fire plattformer forbundet med broer (prosessplattform, boreplattform, stigerørsplattform og

boligplattform), i tillegg til tre havbunnsrammer for vanninjeksjon etableres. Oljen vil bli ført i en egen rørledning til Mongstad-terminalen, mens gassen vil bli ilandført via Statpipe til Kårstø for prosessering og eksport.

Investeringene for fase 1 var i PUD estimert til 123 milliarder kroner (nominell verdi, basert på prosjektets valutakurs). Beregnede investeringer inkluderer også boring, kraft fra land, eksport av olje og gass, i tillegg til avsetninger for uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet. Som følge av den makroøkonomiske situasjonen og prosjektforbedringer har operatøren nedjustert estimatet for investeringskostnader til 97 milliarder kroner (nominell verdi, basert på prosjektets valutakurs). For fase 2 har operatøren anslått investeringene til mellom 40 og 55 milliarder kroner (nominell verdi, basert på prosjektets valutakurs). Dermed kommer feltinvesteringene (CAPEX) totalt opp i mellom 135 og 152 milliarder kroner.

Ambisjonen er en utvinningsgrad på 70 prosent, basert på dokumentert teknologi for økt oljeutvinning (IOR/EOR) i fremtidige faser. I PUD hadde fase 1 en planlagt produksjonskapasitet på 315–380 mbopd. Det er imidlertid vedtatt å gjennomføre “debottlenecking” for å øke produksjonskapasiteten i fase 1 til 440 mbopd. Fullt utbygget forventes produksjonen å ligge på 660 mbopd.

PUD for fase 2 skal sendes inn i annet halvår 2018, og produksjonsstart for fase 2 forventes i 2022.

Ved utgangen av 2016 kunne Aker BP bokføre 300 mmmboe som netto P50-reserver på Johan Sverdrup fullt utbygget, dette tilsvarer ca. 42 prosent av Aker BPs samlede P50-reserver.

Partnerskapet består av Statoil (operatør), Lundin Norway, Petoro, Aker BP og Maersk Oil.

Viper-Kobra

Viper-Kobra (65 prosent, operatør) ligger på 120-130 meters havdyp på Alvheim-feltet, ca. tre km sør for Kneler-strukturen. Utbyggingen består av funnene Viper og Kobra, som er bygget ut med én brønn hver. En ny havbunnsmanifold med fire slisser er installert og knyttet opp til Volund-feltet. De to reservoarene inneholder til sammen ca. 10 mmmboe utvinnbare reserver.

Oljeproduksjonen kom i gang som planlagt i november 2016.

Gina Krog (3,3 prosent, partner) bygges ut med en plattform med stålunderstell og en flytende enhet for produksjon, lagring og lossing. Gassen skal eksporteres via Sleipner-plattformen, og oljen skal transporteres med skytteltankere. I PUD var brutto investeringer anslått til 31 milliarder kroner (nominell verdi), og feltet inneholder påviste og sannsynlige brutto reserver (P50/2P) på ca. 219 mmmboe. Feltet er forventet å komme i produksjon i andre kvartal 2017.

I 2016 fortsatte forboringen av produksjons- og injeksjonsbrønner, og plattformdekket ble ferdigstilt i Korea og transportert til Nordsjøen, der det ble installert på feltet i august.

Oda (15 prosent, partner) vil bli bygget ut med en havbunnsramme knyttet opp til Ula feltsenter via Oselvar-infrastrukturen. Utvinnbare reserver er beregnet til 48 mmmboe (brutto), og prosjektet er planlagt utbygget med to produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn. Produksjonsstart er planlagt i 2019.

PUD ble levert til Olje- og energidepartementet 30. november 2016. Totale investeringer for Oda er beregnet til 5,4 milliarder kroner.

Andre prosjekter

I 2017 planlegger selskapet å modne flere prosjekter og sende inn tre PUD-er til Olje- og energidepartementet (OED). Disse gjelder Snadd (med havbunnsanlegg knyttet til Skarv FPSO), med forventet produksjonsstart i 2020, Valhall vestflanke, med forventet produksjonsstart i 2021, og Storklakken (med havbunnsanlegg knyttet til Alvheim FPSO), som har forventet produksjonsstart i 2020.

Produksjon

Per 31. desember 2016 hadde Aker BP produksjon på 13 felt: Alvheim (65 prosent, operatør), Atla (10 prosent, partner), Bøyla (65 prosent, operatør), Enoch (2 prosent, partner), Hod (37,5 prosent, operatør), Ivar Aasen (34,786 prosent, operatør), Skarv (23,834 prosent, operatør), Tambar (55 prosent, operatør), Tambar Øst (46,2 prosent, operatør), Ula (80 prosent, operatør), Valhall (35,953 prosent, operatør), Vilje (46,9 prosent, operatør) og Volund (65 prosent, operatør).

Produksjonen i 2016 var på gjennomsnittlig 118,2 mboepd, medregnet produksjonen fra BP Norges felt på helårsbasis. 77 prosent var væsker og 23 prosent gass. Dette er en betydelig økning sammenlignet med produksjonen i 2015, som var på 60,0 mboepd, og skyldes tilførsel av produserende felt gjennom fusjonen med BP Norge. For feltene Det norske tok med seg inn i selskapet, økte produksjonen til 63,5 mboepd i 2016.

Alvheim (65 prosent, operatør) er et olje- og gassfelt der Aker BP er operatør. Det ligger på mellom 120 og 130 meters dyp i den nordlige delen av Nordsjøen. Feltet ligger i blokk 24/6, 24/9, 25/4 og 25/7 og består av det produserende Alvheim-feltet (med strukturene Boa, Kneler og Kameleon/Kameleon Øst) og funnene Viper-Kobra og Gekko. Alvheim-feltet produserer fra Heimdalformasjonen på ca. 2 100 meters dyp, en formasjon som består av sandstein fra midtre til sen paleocen. Alvheim er bygget ut med en flytende produksjonsenhet (FPSO). Oljen transporteres med skytteltankere, og gassen transporteres til SAGE-rørsystemet.

Den første produksjonen på Alvheim var i juni 2008. Feltene i Alvheim-området har hatt en betydelig økning år for år i estimerte utvinnbare volumer av olje og gass siden utbyggingen av Alvheim startet. Utvinnbare volumer har steget da det viste seg at formasjonen inneholdt mer olje enn tidligere antatt, og takket være utbyggingen av satellittfelt, ytterligere horisontale og flergrenede brønner og høyere strømningsrater enn forventet. Dessuten har økt pålitelighet kombinert med optimaliseringsarbeid økt produksjonskapasiteten på Alvheim FPSO til ca. 150 mboepd, opp fra opprinnelig dimensjonerende kapasitet på 120 mboepd.

Alvheim-feltene består av strukturene Kneler, Boa, Kameleon og Kameleon Øst. Boa-reservoaret ligger på midtlinjen mellom norsk og britisk sektor. Det er unitisert med Maersk Oil & Gas og Verus Petroleum Limited, som er eierne på britisk side.

Nettoproduksjon fra Alvheim, inkludert Boa, var i snitt 43,3 mboepd i 2016. Produksjonen på Alvheim-feltet er beregnet til å vare til 2033, med påfølgende nedstengning mellom 2033 og 2034. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene for Alvheim, Boa og Viper-Kobra beregnet til 83,6 mmmboe netto til Aker BP.

Volund-feltet (65 prosent, operatør), omkring åtte km sør for Alvheim, var det andre feltet som ble bygget ut med et havbunnsanlegg og er knyttet til produksjonsskipet Alvheim. Feltet, som består av fire produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn, startet produksjonen i 2009 og ble brukt som svingprodusent når Alvheim FPSO hadde ledig kapasitet. Feltet ble åpnet for regulær produksjon i 2010. Volund-reservoaret er i injeksjonssand av paleocen alder (Hermodformasjonen).

Nettoproduksjon på Volund var i gjennomsnitt 5,0 mboepd i 2016. Produksjonen fra Volund-feltet er beregnet til å vare frem til 2033, med påfølgende nedstengning mellom 2033 og 2034. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 18,5 mmboe netto til Aker BP. Disse reservene inkluderer ytterligere to infill-brønner som skal ha produksjonsstart i annet halvår 2017.

Vilje-feltet (46,9 prosent, operatør) ligger på 120 meters havdyp nordøst for Alvheim. Vilje-feltet produserer fra Heimdalformasjonen på ca. 2 100 meters dyp, en formasjon som består av sandstein fra midtre til sen paleocen. Feltet er knyttet opp til Alvheim FPSO. Produksjonen begynte i 2008.

Nettoproduksjon på Vilje var i gjennomsnitt 6,6 mboepd i 2016. Produksjonen på Vilje-feltet forventes å ta slutt i 2031, og nedstengning er planlagt i perioden 2031–2034, som sammenfaller med forventet produksjonsslutt i Alvheim-området. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 8,9 mmboe netto til Aker BP.

Bøyla-feltet (65 prosent, operatør) ligger på 120 meters havdyp, ca. 28 km sør for Alvheim. Bøyla-feltet produserer fra Hermodformasjonen, som er et kanalisert submarint viftesystem i sandstein på ca. 2 100 meters dyp. Feltet er knyttet opp til Alvheim FPSO. Produksjonen begynte i januar 2015. Feltet er utbygget med to horisontale produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn.

Nettoproduksjon på Bøyla var i gjennomsnitt 7,4 mboepd i 2016. Produksjonen på Bøyla-feltet forventes å ta slutt i 2033, og nedstengning er planlagt i perioden 2033–2034, som sammenfaller med forventet produksjonsslutt i Alvheim-området. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 8,7 mmboe netto til Aker BP.

Valhall-feltet (36,0 prosent, operatør) ligger på 70 meters havdyp i norsk sektor i den sørlige delen av Nordsjøen. Reservoaret består av krittbergarter i Tor- og Hodformasjonene av senkritt alder. Reservoaret ligger på om lag 2 400 meters dyp.

Feltet ble opprinnelig bygget ut med tre plattformer – bolig-, bore-, og produksjonsplattform – og produksjonen kom i gang i 1982. Valhall-komplekset består i dag av seks separate stålplattformer: en bolig-, en bore- og en produksjonsplattform, en vanninjeksjonsplattform, samt en brønnhodeplattform og en kombinert prosess- og boligplattform. Plattformene er forbundet til hverandre med gangbroer. I tillegg til dette har feltet to ubemannede flankeplattformer, en i sør og en i nord. Væskene sendes gjennom rørledning til Ekofisk og videre til Teesside i Storbritannia. Gassen sendes via Norpipe til Emden i Tyskland.

Nettoproduksjon på Valhall var i gjennomsnitt 15,3 mboepd i 2016. Lisensperioden for Valhall utløper i 2028. Ressurspotensialet strekker seg utover lisensperioden, og i bransjen er det vanlig å få lisensperioden forlenget, så avslutningen av produksjonen vil avhenge av anleggets tekniske levetid og økonomisk cut-off. Designlevetiden for den nye prosess- og boligplattformen (PH) er til 2049, til 2033 for injeksjons- og boreplattformen (IP) og flanke nord og sør brønnhodeplattformer, mens brønnhodeplattformen (WP) nylig ble gitt

levetidsforlengelse til 2028. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 82,2 mmboe netto til Aker BP.

Hod-feltet (37,5 prosent, operatør) ligger i den sørlige delen av Nordsjøen. Feltet ble oppdaget i 1974 og ligger 13 km sør for Valhall. Vanndybden i området er om lag 72 meter. Reservoaret består av krittbergarter av yngre paleocen alder i Ekofisk-formasjonen og av senkritt alder i Tor- og Hod-formasjonene. Reservoaret ligger på om lag 2 700 meters dyp. Feltet er utbygget med en normalt ubemannet plattform, tilkoblet og fjernstyrt fra Valhall. Produksjonen på Hod startet i 1990.

Nettoproduksjon på Hod var i gjennomsnitt 0,5 mboepd i 2016. Ved årsslutt 2016 produserte Hod fra brønner boret fra Valhall sørflanke plattformen. Alle brønnene på Hod-plattformen er nå stengt i påvente av plugging og fjerning. Lisensperioden utløper i 2020. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 1,8 mmboe netto til Aker BP.

Ula-feltet (80 prosent, operatør) ligger i den sørlige delen av Nordsjøen. Vanndybden i området er om lag 70 meter. Hovedreservoaret ligger på 3 345 meters dyp og består av bergarter fra øvre jura i Ula-formasjonen.

Feltet er bygget ut med tre konvensjonelle stålinnretninger: en produksjons-, en bore- og en boligplattform, som er forbundet med gangbroer. Produksjonen på Ula startet i 1986. Gasskapasiteten på feltet ble oppgradert i 2008 med en ny gassprosesserings- og injeksjonsmodul. Oljen eksporteres via Ekofisk til Teesside, og all gassen reinjiseres i reservoaret som produksjonsstøtte. Ula fungerer som tredjepartsvert for feltene Oselvar og Blane via havbunnsanlegg.

Nettoproduksjon på Ula var i gjennomsnitt 6,5 mboepd i 2016. Lisensperioden for Ula utløper i 2028. Ressurspotensialet strekker seg utover lisensperioden, og i bransjen er det vanlig å få lisensene forlenget, så avslutningen av produksjonen vil avhenge av anleggets tekniske levetid og økonomisk cut-off. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 48,6 mmboe netto til Aker BP.

Feltene **Tambar og Tambar Øst** (55/46,2 prosent, operatør) ligger om lag 16 km sørøst for Ula-feltet i den sørlige delen av Nordsjøen. Vanndybden i området er 68 meter. Reservoaret tilhører Ulaformasjonen og består av sandsteinslag avsatt i grunt hav i øvre jura. Reservoaret ligger på 4 100–4 200 meters dyp.

Feltet er bygget ut med en fjernstyrt brønnhodeplattform uten prosesseringsanlegg, og produksjonen startet i 2001.

Nettoproduksjon på Tambar var i gjennomsnitt 2,2 mboepd i 2016. Lisensperioden for Tambar utløper i 2021, og innretningene på Tambar fikk nylig levetidsforlengelse til 2021. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 8,1 mmboe netto til Aker BP.

Skarv-feltet (23,8 prosent, operatør) ligger om lag 35 km sørvest for Norne-feltet i den nordlige delen av Norskehavet. Vanndybden i området er 350–450 meter. Reservoarene på Skarv inneholder gass og kondensat og ligger i sandsteinslag fra midtre og nedre jura i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonene. I Skarv-forekomsten er det også en underliggende oljesone i Garn- og Tiljeformasjonene. Reservoaret ligger på 3 300–3 700 meters dyp.

Skarv-feltet er bygget ut med et produksjonsskip med lagrings- og lossekapasitet (FPSO) som er ankret til havbunnen. Produksjonsskipet Skarv FPSO har en forventet levetid på 25 år. Skarv kom i produksjon i 2012.

Nettoproduksjon på Skarv var i gjennomsnitt 30,0 mboepd i 2016. Lisensperioden for Skarv utløper i 2033, og opprinnelig designlevetid for Skarv FPSO er til 2035. Ved årsslutt 2016 var P50-reservene beregnet til 66,8 mmboe netto til Aker BP.

Jette-feltet (70 prosent, operatør) ligger på 127 meters havdyp i den sentrale delen av Nordsjøen. Reservoaret består av et submarint viftesystem i Heimdalformasjonen fra sen paleocen og ligger på ca. 2 200 meters dyp. Feltet ble bygget ut med en undervannsinstallasjon knyttet opp til Jotun B-plattformen. Produksjonen startet i 2013. Jette fortsatte nedgangen i 2016, og nettoproduksjonen var i gjennomsnitt 0,6 mboepd. Produksjonen på feltet ble stengt ned i desember 2016.

Ivar Aasen-feltet (34,8 prosent, operatør) kom i produksjon 24. desember 2016. Gjennomsnittlig daglig produksjon netto til Aker BP var 0,2 mboepd, da feltet bare var i produksjon i én uke i 2016. Nettoreserver er beregnet til 69,3 mmboe.

Feltet er bygget ut med en frittstående plattform med anlegg for delvis prosessering og vannbehandling og -injeksjon, og flerfaseblandingen av hydrokarboner overføres gjennom to rørledninger til nabofeltet Edvard Grieg for sluttprosessering og eksport.

De partneropererte feltene **Atla** (10 prosent), **Jotun** (7 prosent), **Varg** (5 prosent) og **Enoch** (2 prosent) produserte gjennomsnittlig 0,4 mboepd netto til Aker BP i 2016. Produksjonen på Varg og Jotun ble stengt ned i 2016 som planlagt. Ved årsslutt 2016 var P50-reserver netto til Aker BP fra Atla og Enoch beregnet til 0,1 mmboe.

Årsregnskap

(Alle tall i parentes viser til 2015 og er ikke direkte sammenlignbare da de representerer Aker BP før oppkjøpet av BP Norge AS. Fusjonen med BP Norge ble gjennomført 30. september 2016. Resultatregnskapet for de første ni månedene inkluderer ikke virksomheten til BP Norge).

Konsernet utarbeider sine regnskaper i samsvar med internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS) som er vedtatt av EU og fastsatt i regnskapsloven.

Endringer i regnskapsstandarder

Anvendte regnskapsprinsipper er i all hovedsak de samme som i foregående regnskapsår. Ingen av de nye og endrede standardene og fortolkningene som trådte i kraft 1. januar 2015, hadde vesentlig betydning for konsernet. Et par regnskapsstandarder var utgitt men ikke trådt i kraft per 31. desember 2016 (IFRS 9, IFRS 15 og IFRS 16). Eventuelle regnskapsmessige konsekvenser er beskrevet i note 1.

Det er ingen vesentlige endringer i presentasjonen av resultatregnskapet for 2016 sammenlignet med 2015. Når det gjelder balansen, medfører overgangen fra ytelsesbasert til innskuddsbasert pensjonsordning at pensjonen ikke lenger presenteres for seg.

Resultatregnskap

Selskapets samlede driftsinntekter utgjorde 1 364 (1 222) millioner dollar. Petroleum fra produserende felt tilsvarte 28,3 (21,9) mmboe. Produksjonen i 2016 kom fremfor alt fra Alvheim (inkl. Boa), Volund, Vilje, Bøyla samt BP Norges felt Valhall, Hod, Skarv, Ula og Tambar, som er inkludert fra 30. september 2016. Produksjonen i 2015 kom hovedsakelig fra Alvheim (inkl. Boa), Volund, Vilje og Bøyla. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 47 dollar per

fat oljeekvivalenter, som er ned 13 prosent sammenlignet med en gjennomsnittlig pris på 54 dollar per fat i 2015.

Letekostnader utgjorde 147 (76) millioner dollar og relaterer seg i hovedsak til tørre og ikke-kommersielle brønner, seismikk og generell letevirsomhet.

Avskrivninger utgjorde 509 (481) millioner dollar, noe som tilsvarer en avskrivning per fat på 17,9 dollar.

Netto nedskrivning på 71 (430) millioner dollar knytter seg i all hovedsak til nedskrivning av goodwill. En av hovedårsakene til nedskrivningene i 2016 er nedjusterte langsiktige antakelser vedrørende oljepris, som nærmere beskrevet i note 15. Den tekniske goodwillen i transaksjonene med BP Norge og Marathon har begrenset levetid og vurderes for nedskrivning på kontantgenererende enhets nivå, ikke konsernnivå (herunder aktiva som Johan Sverdrup-feltet). I praksis betyr dette at den tekniske goodwillen fra disse oppkjøpene vil skrives ned i løpet av feltenes levetid. Nedskrivningene er nærmere beskrevet i note 15 til regnskapet.

Andre driftskostnader utgjorde 22 (52) millioner dollar for selskapet. Mesteparten av andre driftskostnader relaterer seg til driftsforberedelser, kostnader som ikke er knyttet til lisenser, IT-kostnader og konsulenttjenester.

Selskapet rapporterte et driftsoverskudd på 387 (41) millioner dollar.

Resultatet før skatt var positivt med 290 (-114) millioner dollar, og skattekostnad på ordinært resultat utgjorde 255 (199) millioner dollar. Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt fremgår av note 1 og 12 i årsregnskapet. Det fikk stor innvirkning på skattesatsen at selskapets funksjonelle valuta er amerikanske dollar mens skatten i henhold til loven beregnes i norske kroner.

Resultatet etter skatt var positivt med 35 (-313) millioner dollar.

Balanse

Totale eiendeler ved årsslutt utgjorde 9 255 (5 189) millioner dollar.

Egenkapitalen økte med 2 110 millioner dollar til 2 449 millioner dollar som en følge av kapitalforhøyelsen i forbindelse med oppkjøpet av BP Norge AS og periodens nettoresultat. Ved årsslutt hadde selskapet en egenkapitalandel på ca. 26,5 (6,5) prosent.

Per 31. desember beløp rentebærende gjeld seg til 2 541 (2 622) millioner dollar, bestående av DETNOR02-obligasjonen på 215 millioner dollar, DETNOR03-obligasjonen på 296 millioner dollar og benyttet opptrekk på den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 2 030 millioner dollar (fratrasket amortisering). Tilgjengelig opptreksbeløp på RBL-fasiliteten har økt med 1 milliard til 3,9 milliarder dollar i forbindelse med oppkjøpet av BP Norge AS. I tillegg har selskapet en ubenyttet kredittfasilitet på 550 millioner dollar. For informasjon om løpetid for kredittfasilitetene, se note 24.

Beholdningen av betalingsmidler var ved årsskiftet 115 (91) millioner dollar.

Kontantstrøm og likviditet

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 896 (686) millioner dollar. Av dette utgjorde mottatt skatterefusjon eksklusiv renter 213 (88) millioner dollar.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -705 (-1 168) millioner dollar. Dette er i hovedsak relatert til investeringer i varige driftsmidler på -936 (-917) millioner dollar og oppkjøpet av BP Norge AS på 424 millioner dollar (netto etter kontantvederlag og kontanter fra BP Norge AS). Det høye investeringsnivået i 2015 skyldtes oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS og Premier Oil Norge AS på -203 millioner dollar (netto etter kontanter). Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde -163 (285) millioner dollar. Beløpet kan i hovedsak relateres til nettonedbeting av selskapets RBL-fasilitet.

Konsernet hadde betalingsmidler på i alt 115 (91) millioner dollar ved årsslutt.

Ved utgangen av 2016 var vilkårene for selskapets låneavtaler godt innenfor gjeldende terskler. Med en balanse med 2,5 milliarder dollar tilgjengelig i likvide midler er selskapet finansielt robust og har god finansiell fleksibilitet. I tiden fremover vil selskapet arbeide for å effektivisere kapital- og gjeldsstrukturen.

Sikring

Selskapet søker å redusere risikoen forbundet med valutakurser, renter og råvarepriser ved bruk av sikringsinstrumenter.

For 2016 hadde selskapet salgsopsjoner for om lag 20 prosent av Det norske oljeselskaps oljeproduksjon i 2016, produksjonen fra BP Norges felt ikke medregnet. Selskapet har kjøpt salgsopsjoner til en innløsningskurs på 50 dollar per fat for ca. 20 prosent av Aker BPs estimerte produksjon i 2017.

Fortsatt drift

I henhold til regnskapsloven § 3-3a bekrefter styret at selskapet oppfyller forutsetningen om fortsatt drift, og at dette er lagt til grunn ved utarbeidelse av årsregnskapet. Selskapets finansielle stilling og likviditet vurderes som god. Selskapet vurderer løpende alternative finansieringskilder for å legge til rette for videre vekst. Kontantstrømmen fra operasjonelle aktiviteter, i kombinasjon med 2,5 milliarder dollar tilgjengelig i likviditet, forventes å være mer enn nok til å finansiere selskapets forpliktelser i 2017.

Styret er av den oppfatning at årsregnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat. Styret har ikke kjennskap til noen vesentlige forhold som påvirker vurderingen av selskapets stilling per 31. desember 2016 eller resultatet for 2016, utover det som fremgår av årsberetningen og regnskapet for øvrig.

Ressursregnskap

Aker BP følger retningslinjene fra Oslo Børs og Society of Petroleum Engineers' (SPE) klassifikasjonssystem for kvantifisering av petroleumsreserver og betingede ressurser. Netto P90/1P-reserver er ved årsskiftet estimert til i alt 529 (374) mmbøe, mens netto P50/2P-reserver ved årsskiftet utgjør 711 (498) mmbøe. Se note 32 for en mer detaljert gjennomgang av ressursregnskapet. Reservene for tidligere Det norske felt er verifisert av en uavhengig tredjepart, mens tidligere BP Norge felt ble evaluert av tredjepart som en del av fusjonsprosessen i juni 2016.

Årets resultat

Styret foreslår å overføre årets resultat til annen egenkapital.

HMS og organisasjon

Helse, miljø og sikkerhet ("HMS") er svært viktig for Aker BP. Vårt HMS-mål er å drive vår virksomhet på en forsvarlig måte som sikrer at vi forebygger skader på personell, miljøet og våre aktiva. Selskapet skal drive sin virksomhet slik at vi unngår skader, sikrer anleggenes tekniske integritet og oppfyller alle relevante lover og forskrifter.

Aker BP skal oppnå disse mål ved å integrere HMS i alle operasjoner som ledes og utføres av selskapet. HMS-tiltak og reduksjon av risiko for storulykke skal ha prioritet på alle nivåer i selskapet.

Som et ledd i fusjonen mellom Det norske og BP Norge har følgende HMS-aspekter blitt prioritert:

- Endre offshore-operasjoner og prosedyrer minimalt og ivareta den daglige drift
- Utvikle HMS-organisasjonen for Aker BP og velge ut personell
- Etablere en felles risikostyringsprosess for selskapet
- Integrere selskapenes beredskapsorganisasjoner i én struktur med en felles andre- og tredjelinjerespons
- Etablere en felles aksjonsledelse for selskapet

Å bygge en sterk og robust felles HMS-kultur vil være en prioritet i 2017 i tillegg til å etablere felles HMS-prosesser og -prosedyrer ved å utnytte det beste i begge selskaper.

Helse, miljø og sikkerhet i våre operasjoner

2016 var et år preget av høy aktivitet for Aker BP. Samlet registrerbar personskadefrekvens (TRIF) for 2016 var 2,6, altså en økning fra 2015. Imidlertid er det lavere enn gjennomsnittet på norsk sokkel. En fingerskade ble registrert som alvorlig.

I 2016 hadde Aker BP to hendelser med høyt risikopotensial – en lekkasje fra en flens i strippesystemet i pumperommet på Alvheim FPSO, og en hendelse med en fallende gjenstand på Maersk Interceptor som involverte en påfyllingspistol for helikopterdrivstoff. Lekkasjen ble håndtert og den fallende gjenstanden fikk ingen faktiske konsekvenser for personell eller utstyr. Det forekom ingen større utslipp til miljøet.

Alle hendelser ble undersøkt i henhold til prosedyrene, og erfaringene er implementert. Med den utfordrende situasjonen i markedet, de organisatoriske endringene og det høye aktivitetsnivået vi har for tiden, er det viktig å vie særlig oppmerksomhet til å forebygge skader på alle nivåer i organisasjonen.

Forbedringsaktivitetene i selskapets HMS-program for 2016 er gjennomført, og det er etablert et nytt HMS-program for alle aktiva for 2017.

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte i alt ti tilsyn med Aker BPs operasjoner/aktiviteter. Andre myndigheter som Miljødirektoratet, Sjøfartsdirektoratet og Statens strålevern gjennomførte til sammen syv tilsyn av BP Norge og Det norske virksomhet. BP Norge fikk to varsler om pålegg etter tilsyn angående materialhåndtering, kraner og løfteutstyr samt senfase. Aker BP fikk ingen pålegg fra Ptil knyttet til selskapets operasjoner i 2016.

Aker BP har fulgt opp alle revisjoner i henhold til forventningene.

Aker BP arbeider aktivt for å redusere virksomhetens økologiske fotavtrykk, blant annet gjennom energioptimalisering og utskifting av kjemikalier. Aker BP arbeider også for å

reducere avfallsmengden. På rangeringen til Organisasjonen Climate Disclosure Project (CDP) har selskapet rykket opp fra en D i 2015 til en C i 2016. Gjennomsnittlig utslipp av CO₂ fra Aker BP-opererte felt i 2016 var 7,3 kg/boe, som er bedre enn gjennomsnittet på norsk sokkel (9,2 kg/boe) og betydelig under bransjegjennomsnittet internasjonalt (17,5 kg/boe).

Ansatte og arbeidsforhold

Rekruttering

Aker BP rekrutterte 32 nye ansatte i 2016. I tillegg fikk selskapet 2 ansatte gjennom oppkjøpet av lisenser fra Noreco og 3 gjennom oppkjøpet av Premier Oil Norway. Den 1. desember 2016 ble 834 ansatte overført fra BP Norge til Aker BP etter fusjonen mellom de to selskapene.

Aker BP har lenge samarbeidet med skoler, høyskoler og universiteter om å rekruttere talenter og studenter til praksisopphold.

Status ansatte

Ved årsslutt hadde selskapet totalt 1371 (534) ansatte.

Likestilling

Selskapet jobber for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter ut fra kvalifikasjoner og uavhengig av kjønn, etnisk opphav, seksuell orientering eller funksjonshemming.

Kvinner utgjorde 20 (25) prosent av de ansatte per desember 2016. Andelen kvinner i styret er 40 (40) prosent. Andelen kvinner i hovedledelsen er 20 (18) prosent, og i mellomlederstillinger med personalansvar er andelen 19 (22) prosent.

Menn og kvinner i samme stilling, med samme erfaring og like prestasjoner skal i Aker BP ha samme lønnsnivå. Stillingstype, fagområde og antall års yrkeserfaring påvirker den enkeltes lønnsnivå.

Ved årsslutt var 7 (11) prosent av de ansatte av utenlandsk opprinnelse.

Arbeidsmiljø

Aker BP har et arbeidsmiljøutvalg (AMU) som beskrevet i arbeidsmiljøloven. Arbeidsmiljøutvalget spiller en viktig rolle når det gjelder å overvåke og forbedre arbeidsmiljøet og sikre at selskapet overholder lover og forskrifter på området.

Selskapet er opptatt av å opprettholde en åpen, konstruktiv dialog med tillitsvalgte og har avholdt jevnlig møter gjennom året. Fire lokale fagforeninger er registrert med medlemmer i selskapet: Tekna, Lederne, SAFE og Industri Energi.

Det er styrets vurdering at arbeidsmiljøet i Aker BP ved utgangen av 2016 var godt.

Sykefravær

Aker BP hadde i 2016 et sykefravær på 2,4 prosent blant offshorepersonell og 1,6 prosent blant landansatte, mot et samlet sykefravær i 2015 på 3,4 prosent. Det omfatter også fravær grunnet egne barns sykdom.

Etikk

Aker BPs etiske retningslinjer stiller krav til god forretningsskikk og personlig atferd for alle ansatte i Aker BP og medlemmer av selskapets styrende organer. Retningslinjene gjelder også innleid personell, konsulenter og andre som opptre på vegne av Aker BP.

Samfunnsansvar (CSR), etikk og antikorrupsjon

Aker BP ASA utviklet i 2016 en strategi for hvordan selskapet skal jobbe med samfunnsansvar. Det har vært viktig å tydeliggjøre selskapets ansvar og rolle, og for virksomhetsåret 2016 ble det tatt ut områder som det er jobbet målrettet med. I 2016 ble det igangsatt et arbeid for å sette selskapets samfunnsansvar inn i et tydeligere system, og dette arbeidet vil bli videreført i 2017. Arbeidet skal gjennomføres slik at samfunnsansvar blir fullt integrert i selskapets aktiviteter og forretningsmodell, og selskapets verdier skal komme til uttrykk i det som planlegges og gjennomføres.

Målrettet arbeid satt i system

På HMS-området har det vært lagt spesiell vekt på økt sikkerhet, trygt arbeidsmiljø, styrking av beredskapsorganisasjonen, unngå utslipp til sjø og redusere bruken av helse- og miljøfarlige stoffer og utslippene til luft. Det er etablert et nytt styringssystem og en ny modell for risikohåndtering.

Arbeidsmiljøet tas på største alvor

Aker BP har gjennom året hatt sikre og stabile operasjoner med lav frekvens av uønskede hendelser. Det har i perioden ikke vært noen alvorlige hendelser med personskade. Selskapet arbeider kontinuerlig og målrettet for å overvåke operasjonene og rapportere og analysere hendelser for å redusere risiko og sikre ansatte og miljøet. Arbeidsmiljø er en konsekvens av flere forhold, og i selskapet er det et krav at alle våre ansatte skal ha en trygg arbeidsdag. Vi gjennomgår med jevne mellomrom vår egne rutiner og monitorerer RNNP (Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet) for å lære av hele bransjen. Sykefraværet i selskapet er 2,4 prosent for offshore-personell og 1,6 prosent for landansatte.

Systematisk arbeid for reduksjon av utslipp til sjø og luft

Aker BP jobber kontinuerlig med å redusere selskapets påvirkning på det ytre miljø. Selskapet forholder seg til lover og forskrifter, og har som målsetning å ikke få noen pålegg fra myndighetene. Selskapet følger også nøye med på forskning på dette feltet for å forbedre operasjonene kontinuerlig og redusere vårt miljøavtrykk.

Fakling og kaldventilering er kilder til utslipp av klimagasser som fortsatt vil stå på agendaen i årene som kommer. Aker BP har rapportert CDP i henhold til beskrevne rapporteringsprosedyrer og arbeider aktivt med å redusere fakling, kaldventilering og andre utslipp av klimagasser fra selskapets operasjoner. Beste praksis for energistyringssystemer skal bidra til at vi når våre mål på alle områder.

Aker BP har gjennom 2016 arbeidet med å redusere utslippene til sjø. Selskapet har også iverksatt prosedyrer for å undersøke og evaluere eventuelle utslipp med henblikk på læring og forbedring.

I 2016 var gjennomsnittlig utslipp av CO₂ per produserte enhet 7,3 kg/boe for Aker BP-opererte felt. Det er under gjennomsnittet på norsk sokkel, som var 9,2 kg/boe i 2015. Gjennomsnittet for bransjen internasjonalt (representert ved IOGP) er 17,5 kg/boe.

Tiltak gjort på miljøsidan for å redusere utslipp (CO₂, NOX) og redusere miljørisiko:

- Valhall-feltet har elektrisk kraft fra land. Ivar Aasen forsynes med elektrisk kraft fra Edvard Grieg og vil få kraft fra land som en del av utbyggingen av Utsirahøyden.
- Tambar får elektrisk kraft fra Ula-feltet, og Valhall sørflanke og nordflanke blir forsynt med elektrisk kraft fra Valhall feltcenter. 16 prosent av selskapets totale produksjon blir produsert med kraft fra land.
- Boreriggen Maersk Invincible som skal bore på Valhall-feltet, vil ha elektrisk kraftforsyning. Riggen er bygget i Sør-Korea og er tilrettelagt for å kunne opereres med elektrisk kraft fra Valhall. Prosjektet har fått 42 millioner kroner i støtte fra NOx-fondet.
- På Valhall-feltet ble lavtrykksfakkelen lukket 17. november 2015. Med dette ble det slutt på kontinuerlig fakling. Lukket fakkell (høytrykks- og lavtrykksfakkell) var basis for designet av den nye produksjonsplattformen (PH) og har bidratt til å redusere CO₂-utslippene i 2016 med omlag 60 prosent sammenlignet med 2015 (15 700 tonn CO₂ i 2015 mot 5 900 tonn i 2016).
- Både Skarv og Alvheim har lukket fakkell og lav-NOx-turbiner med varmegjenvinning. På Skarv har mer stabil produksjon og implementering av læring fra operasjonene bidratt til å redusere CO₂- og NOx-utslipp med ca. 25 prosent i 2016 sammenlignet med 2015.
- Alle Aker BPs felt har i 2016 hatt en gjennomgang av kilder og metoder for beregning av direkte metan- og nmVOC-utslipp. Dette har gitt nøyaktigere, lavere beregnede utslipp til luft av uforbrent hydrokarbongass.

	Valhall	Ula	Skarv	Alvheim	Ivar Aasen	Total (gj.sn.)
Konsentrasjon av olje i produsert vann, mg/l	9,7	13,6	14,2	42,8	0	19,4
Akutte utslipp til sjø (antall > 1 fat)	0	0	1	0	1	2
Reinjeksjon av produsert vann, %	0	12	0	84	NA	56
CO ₂ per produsert fat oljeekvivalenter	1,1	30,5	6,9	5,7	144,1	7,3
Gassavbrenning, mill. 1 Sm ³	2,2	6,7	6,4	10,1	0,3	25,7
Kildesortering, %	74	77	85	87 *	56	

* Tall for perioden sept.–des. 100 % kildesortering jan.–aug.

Samfunnsansvar gjelder også våre leverandører og vårt forhold til dem

Aker BP har i 2016 jobbet metodisk og prioritert leverandørrelasjoner for å få samfunnsansvaret tydeligere implementert også i denne delen av virksomheten. Arbeidet har bestått av å etablere prosedyrer for leverandørledelse, kategorisering av kontrakter og klassifisering av alle eksisterende kontrakter. Nye prosedyrer er etablert, og 50 prosent av kontraktene er nå klassifisert.

Videre er det etablert etiske retningslinjer i våre kontrakter, og ansatte har gjennomført nettbasert opplæring i antikorrupsjon.

Vi tar ansvar i samfunnet rundt oss

Aker BP har som mål å ha gode relasjoner til samfunnet rundt oss. Dette gjelder både på nasjonalt nivå og i de lokalsamfunnene selskapet opererer i. Selskapet bruker betydelige midler på støtte til skole og utdanning og til prosjekter som Det Norske Teatret, fotballklubben

Viking, Stavanger Oilers, Nidarosdomens guttekor, Bakgårdsfestivalen og flere lokale arrangement.

Samarbeidet med Matematisk institutt ved Universitetet i Oslo og nettstedet www.matematikk.org fortsatte i 2016 og videreføres også i 2017. Å motivere skoleungdom, og særlig jenter, til å velge utdanning innen real- og teknologifag er et viktig arbeid som selskapet viderefører. Selskapet har en flerårig samarbeidsavtale med Kunnskapsparken Helgeland og bidrar finansielt og med deltakelse på yrkesmesser, karrieredager og informasjon til skolerådgivere m.fl. I tillegg har selskapet hatt samarbeid med diverse frivillige organisasjoner som hjelper nødstilte i Norge og utlandet.

Selskapet har vektlagt å gi god informasjon gjennom kvartalsrapporter, kapitalmarkedsdager og direkte dialog med myndighetene.

Ansvar for forskning og utvikling

2016 har vært et rekordår med hensyn til deltakelse i forsknings- og utviklingsprosjekter (FoU). Selskapet har lagt vekt på at vekst og utvikling skal komme hele samfunnet til gode gjennom aktiv deltakelse. I løpet av 2016 har Aker BP brukt om lag 160 millioner kroner til FoU-prosjekter. Prosjektene spenner fra mindre tekniske analyser til større områdestudier på helse, miljø og sikkerhet i nordområdene. Aker BP er en av de største bidragsyterne til Arktisk forskingssenter og Senter for integreert overvåking av nordområdene.

Videre deltar selskapet aktivt i forsknings- og utviklingstiltak for å øke kunnskapen om miljøkonsekvensene av utslipp, og selskapet er partner i Seatrack-prosjektet, som ledes av Norsk institutt for naturforskning.

Det er fortsatt et stort forbedringspotensial innen geo- og reservoarlag, blant annet ved bruk av avansert seismisk innsamling og prosessering. Prosjekter i samarbeid med leverandørindustri og universiteter har gitt uttelling i form av nye letemuligheter, og Aker BP vil trappe opp egen innsats på dette feltet i årene som kommer. I samarbeid med universiteter i Norge og Storbritannia har det blitt gjort fremskritt i forståelsen av utbredelsen av reservoarer og kildebergarter, blant annet ved omfattende feltarbeid på Svalbard. Basert på dette har Aker BP et prosjekt innen bassengforståelse med visjon om å bli det ledende miljøet for bassengintegrasjon. I tillegg pågår det FoU-prosjekter innen havbunnsgeokjemi, inkludert uttesting av nytt innsamlingsutstyr som har gitt mer og bedre analyser til en betydelig lavere pris.

Aker BP jobber med at selskapets samfunnsansvar skal ytterligere integreres i virksomheten, og det vil for 2017 bli etablert en ny og fremtidsrettet FoU-portefølje som er i tråd med forretningsstrategien og de teknologiske utfordringene som er identifisert.

Eierstyring og selskapsledelse

Aker BP mener at god eierstyring og selskapsledelse med en klar fordeling av roller og ansvar mellom eierne, styret og ledergruppen er avgjørende for å skape verdier for aksjonærene.

Styret i Aker BP har ansvar for å opprettholde en god standard for eierstyring og selskapsledelse. Styret foretar hvert år en gjennomgang av selskapets prinsipper. Selskapet etterlever relevante regelverk for eierstyring og selskapsledelse, herunder den seneste utgaven av Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse, som ble publisert 30. oktober 2014, med mindre noe annet er spesifisert.

En redegjørelse for selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse er beskrevet i et eget punkt i årsrapporten og på selskapets nettsted www.akerbp.no.

Rapportering om betalinger til myndigheter m.v.

Aker BP har utarbeidet en rapport om sine betalinger til myndigheter m.v. i samsvar med regnskapsloven § 3-3 d) og verdipapirloven § 5-5a. I henhold til disse paragrafene skal selskaper som driver virksomhet innen utvinningsindustrien, utarbeide og offentliggjøre en årlig rapport med opplysninger om sine betalinger til myndigheter på land- og prosjektnivå.

Rapporten finnes lenger bak i denne årsrapporten og på selskapets nettsted www.akerbp.no.

Risikofaktorer

Risiko i tilknytning til olje- og gassindustrien

Vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm og finansielle stilling avhenger i høy grad av nivået på olje- og gassprisene og markedets forventninger til dem, og kan påvirkes negativt av svingende olje- og gasspriser og av den globale økonomiske situasjonen generelt og av situasjonen på finansmarkedene.

Lønnsomheten for oss bestemmes i stor grad av differansen mellom inntektene fra olje og gass som vi produserer, og driftskostnader, skattekostnader relatert til utvinning (som er skattepliktige uten hensyn til salg), og kostnadene som påløper for transport og salg av olje og gass. Lavere priser på olje og gass kan dermed føre til at det blir mindre olje og gass vi kan produsere lønnsomt. Dette kan også gjøre det økonomisk vanskelig å forsvare enkelte brønner eller prosjekter som er under planlegging eller i utbyggingsfasen, dersom produksjonskostnadene blir høyere enn inntektene produksjonen forventes å gi.

Kostnadene ved å produsere fra enkelte brønner og eiendeler kan også føre til at vi må nedjustere reserveanslagene. Vi kan eventuelt velge å ikke produsere fra enkelte brønner når prisene er lave. Alle disse faktorene kan føre til en vesentlig nedgang i netto produksjonsinntekter og gjøre oss mindre aktive når det gjelder å anskaffe oss nye olje- og gaseiendeler og utvikle dem vi har. Dessuten kan visse utbyggingsprosjekter bli ulønnsomme hvis prisene faller. Resultatet kan bli at selskapet må utsette eller avlyse planlagte prosjekter, eller hvis det ikke er mulig å avlyse prosjektet, gjennomføre det med økonomisk tap.

I tillegg kan et kraftig prisfall i forhold til historiske gjennomsnittspriser svekke vår evne til å refinansiere utestående kredittfasiliteter og føre til et redusert lånetilgang under de kredittfasiliteter selskapet har tilgjengelig, herunder RBL-fasiliteten. Endringene i olje- og gassprisene kan dermed ramme vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm, finansielle stilling og utsikter.

Leting, utbygging og produksjon involverer risiko for sikkerhet og miljø og farer som kan resultere i materielt tap eller merutgifter

Å utvikle olje- og gassressurser og -reserver til kommersiell produksjon er risikofylt. Våre leteoperasjoner er gjenstand for alle bransjens vanlige risikoer. Disse risikoene er for eksempel uvanlige eller uventede bergarter eller trykkforhold, geologiske usikkerheter, seismiske skift, utblåsninger, oljeutslipp, ukontrollert utstrømning av olje, naturgass eller brønnvæske, eksplosjon, brann, feilinstallasjon eller feil bruk av utstyr, skade på utstyr eller utstyrssvikt, men er ikke begrenset til dette. Det ligger i sakens natur, i og med at virksomheten foregår til havs, at lete- og boreinnretningene våre også er utsatt for sjølivets farer og kan kantre, synke, grunnstøte og skades i storm og uvær eller som følge av lekkasje, brann eller eksplosjon.

Skarp konkurranse i markedet

Olje- og gassindustrien er en svært konkurranseutsatt bransje. Konkurransen er spesielt hard om (mulige) olje- og gasslisenser. Hvordan vi stiller i konkurransen, kommer an på vår geologiske, geofysiske og tekniske kompetanse, økonomiske ressurser, evne til å utvikle eiendelene våre og evne til å velge, erverve og utvikle påviste reserver.

Risiko ved selskapets virksomhet

Dagens produksjon og forventet fremtidig produksjon er konsentrert om få felt

Olje- og gassproduksjonen vår er konsentrert om et begrenset antall felt offshore. Mekaniske eller tekniske problemer, uvær eller andre hendelser eller problemer som går ut over produksjonen på et av feltene offshore, kan få direkte, alvorlige følger for en stor del av produksjonen vår. Dersom det viser seg at reservene på et av feltene våre er mindre enn anslått, kan også dette gå kraftig ut over driftsresultatet og finansiell stilling.

I dag kommer en vesentlig del av produksjonen fra Alvheim-området. Produksjonen på Alvheim-feltene utgjorde 62,3 mboepd, eller 53 prosent av vår totale produksjon i året som ble avsluttet 31. desember 2016. Selskapet er spesielt utsatt i tilfelle produksjonsstans eller andre tekniske problemer på Alvheim FPSO ettersom alle feltene i Alvheim-området produseres via Alvheim FPSO.

Risiko forbundet med redeterminering av unitiserte petroleumsforekomster

Unitiseringsavtalene i forbindelse med produksjonslisensene våre kan ha en redetermineringsklausul som fastsetter at forekomstens fordeling på lisensene kan justeres mellom visse avtalte mellomrom. Enhver redeterminering av vår eierandel i en lisens kan medføre en reduksjon i vår eierandel i den unitiserte forekomsten, inklusive vår eierandel og kontantstrøm fra produksjon. Det kan ikke gis noen forsikring om at redetermineringen vil gi et tilfredsstillende resultat eller vil bli avgjort innen rimelig tid og uten å medføre store kostnader. Enhver redeterminering som påvirker vår eierandel i en enhet negativt, kan få alvorlige konsekvenser for vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm, finansielle stilling og utsikter.

Risikoene ved utbyggingsprosjektene er relatert til forsinkelser og kostnader

Våre pågående utbyggingsprosjekter er basert på avansert teknologi, omfattende anskaffelsesvirksomhet og komplekse byggearbeider som skal utføres i forskjellige kontraktspakker på forskjellige lokasjoner på land. Videre må vi (sammen med våre lisenspartnere) gjennomføre boreoperasjoner, installere, teste og sette i drift offshoreinstallasjoner og innhente godkjenning fra myndighetene før produksjonen kan starte. Fordi utbyggingsprosjektene våre er så komplekse, er de utsatt dersom det inntreffer omstendigheter som påvirker den planlagte fremdriften eller rekkefølgen i aktivitetene, da dette kan medføre forsinkelser eller kostnadsøkninger.

Selv om vi tror at utbyggingsprosjektene vil bli ferdigstilt etter planen, i samsvar med alle lisenskrav og innenfor budsjett, kan gjeldende eller fremtidige måldatoer for produksjonen bli utsatt, og kostnadsoverskridelser kan forekomme.

Beregnete letekostnader er dessuten basert på et antall forutsetninger som kan vise seg å ikke være korrekte. Ethvert problem i forbindelse med leting, avgrensning eller utbygging av petroleumsoperasjoner eller ved at forutsetningene med hensyn til letekostnader ikke er korrekte, kan gå kraftig ut over våre vekstambisjoner, fremtidige virksomhet og inntekter, driftsresultater, finansielle stilling og kontantstrøm.

Som operatører og partnere er vi utsatt for tredjepartsrisiko

På lisenser der vi ikke er operatør, kan vi ha rett til å bli hørt eller rett til å tilbakeholde samtykke i viktige operasjonelle saker, avhengig av vår eierandel i lisensen (ettersom de fleste beslutninger i styringskomiteen bare krever simpelt flertall). Da har vi altså begrenset kontroll over hvordan eiendelene forvaltes, og dersom operatøren skjøtter forvaltningen dårlig eller det oppstår uenighet med operatøren med hensyn til hva som bør gjøres, kan vi bli påført store forsinkelser, tap eller økte kostnader.

Vi er utsatt for tredjepartsrisiko fra leverandører

Markedsforholdene kan svekke leverandørenes likviditetssituasjon og følgelig deres evne til å oppfylle sine forpliktelser overfor Aker BP. Dette kan igjen gå ut over både tidsplaner og budsjett.

Olje- og gassproduksjonen vår kan avvike vesentlig fra rapporterte reserver og ressurser

Våre reserver er vurdert i henhold til eksisterende retningslinjer. Vurderingene omfatter et antall forutsetninger i tilknytning til faktorer som innledende produksjonsrater, utvinningsgrad, produksjonsfall, totale utvinnbare reserver, investeringstidspunkt og -beløp, produksjonens salgbarhet, fremtidige olje- og gasspriser, driftskostnader, lisensavgifter og andre offentlige avgifter som kan påløpe i løpet av reservenes og ressursenes økonomiske levetid. Faktisk produksjon og kontantstrømmer vil avvike fra vurderingene, og avvikene kan være store. Selv om vi har en oppfatning om forventet levetid for hvert felt, kan feltet altså ha kortere levetid enn antatt. Vurderingene baseres blant annet på antakelsene om funnsuksess for den letevirkomheten som er planlagt i årene fremover. Reserver, ressurser og kontantstrømmer disse vil skape, inngår i disse vurderingene, men de vil måtte nedjusteres dersom leteaktivitetene ikke oppnår den suksess som er lagt til grunn i vurderingene. Derfor kan dette få store negative følger for vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm og finansielle stilling.

Finansiell risiko

Selskapet kan i fremtiden trenge ytterligere kapital, som ikke nødvendigvis tilbys på gode vilkår, om i det hele tatt

Selskapets fremtidige kapitalbehov avhenger av mange faktorer, herunder om selskapets kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er tilstrekkelig til å finansiere selskapets forretningsplaner. På lengre sikt kan selskapet komme til å trenge mer kapital om det skal kunne utvikle lete- og utbyggingsprogrammene ytterligere eller erverve eiendeler eller aksjer i andre selskaper. Særlig vil utbyggingsprosjektene kreve store investeringer i årene som kommer. Selv om selskapet har truffet tiltak for å sikre en solid finansiell basis for utbyggingsprosjektene, kan det ikke garantere at det vil bli i stand til å generere eller skaffe tilstrekkelig kapital til å finansiere prosjektene. Gitt prosjektenes størrelse kan enhver uforutsett omstendighet eller tiltak som må iverksettes, skape store sprik mellom beregnede og faktiske kostnader. Dermed kan prisen for å gjennomføre prosjektene ende opp ganske langt fra estimatene. Disse investeringene, sammen med selskapets løpende drift, kan helt eller delvis lånefinansieres, men det vil kunne medføre at selskapet får en gjeldsgrad over det som er standard i bransjen.

Selskapet kan også måtte styre virksomheten på en viss måte for å kunne betjene sin gjeld og oppfylle andre finansielle forpliktelser. Dersom selskapet ikke har en finansiering som dekker dets behov, kan det for eksempel bli tvunget til å redusere eller utsette investeringene eller forsknings- og utviklingsutgifter eller selge eiendeler eller virksomhet på et ugunstig tidspunkt og/eller til ugunstig pris eller andre ufordelaktige vilkår, eller søke å utvide egenkapitalen eller konvertere eller refinansiere gjelden. Det kan ikke gis noen forsikring om at slike tiltak vil lykkes eller være tilstrekkelige til å dekke gjeldsforpliktelsene og andre forpliktelser ved forfall, heller ikke om at selskapet vil opprettholde sin konkurransedyktighet.

De generelle forholdene på finansmarkedet, børs klimaet, rentenivå, investorenes interesse for selskapet, aksjekurs i tillegg til en rekke andre faktorer som ligger utenfor selskapets kontroll, kan begrense selskapets evne til å reise de nødvendige midler for fremtidig vekst og/eller investeringer. Dermed er det ikke sikkert selskapet vil ha tilgang til ytterligere finansiering, og om finansiering likevel skulle finnes, er det ikke sikkert selskapet kan godta vilkårene. Dersom selskapet er ute av stand til å reise ytterligere kapital, kan det måtte nedskalere driften, noe som kan føre til at selskapet ikke nødvendigvis vil kunne gjennomføre sitt langsiktige utbyggingsprogram eller oppfylle sine kontraktsforpliktelser, med den følge at kontraktene kan bli trukket eller hevet for mislighold. Selskapet kan også måtte gi avkall på eller avstå fra ulike muligheter som måtte by seg, begrense veksten og/eller avhende eiendeler. Dette kan bli svært negativt for selskapet og dets virksomhet, utsikter, finansielle stilling, driftsresultat og kontantstrømmer og for selskapets evne til å finansiere virksomheten.

Selskapet er eksponert for rente- og likviditetsrisiko gjennom sin gjeldsportefølje og svingninger i underliggende renter

Selskapets langsiktige gjeld er hovedsakelig basert på flytende renter. En økning i renten kan derfor få store følger for selskapets kontantstrømmer, driftsresultat og finansielle stilling og gjøre det vanskelig å oppfylle sine finansielle forpliktelser. Selskapet har allerede betingelser knyttet til sine finansielle forpliktelser og vil ha dette også i fremtiden. Dersom selskapet ikke oppfyller sine finansielle forpliktelser, kan disse betingelsene og andre vilkår få betydelige negative konsekvenser for selskapet, som eventuelt kan bli nødt til å refinansiere, omstrukturere eller avhende deler av selskapets virksomhet for å oppfylle sine finansielle

forpliktelser, og det kan heller ikke gis noen garanti for at selskapet da vil kunne oppfylle sine finansielle forpliktelser.

Endringer i valutakurser kan påvirke selskapets driftsresultat og finansielle stilling

Ettersom selskapet legger frem resultatregnskap og balanse i amerikanske dollar, er det eksponert for svingningene i valutamarkedet. Oljen selges i dollar og gassen i britiske pund og euro, mens driftskostnader og investeringer er i mange andre valutaer enn amerikanske dollar. I tillegg blir skatten beregnet og betalt i norske kroner. Selskapet forvalter sin valutakurseksponering gjennom en blanding av terminkontrakter og opsjoner, men store svingninger i vekslingskursen mellom amerikanske dollar og norske kroner kan gå ut over selskapets likviditet. Selskapet forventer å opprettholde bruken av valutasikring i 2017.

Selskapet er eksponert for risiko for at motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser

Selskapet har en diversifisert gruppe av selskaper der ingen enkelt kilde representerer noen større kredittrisiko. Imidlertid vil en generell nedgang på finansmarkedene og i den økonomiske aktivitet føre til større volumer av forsinkede betalinger og utestående fordringer, som i sin tur kan få negative konsekvenser for selskapets virksomhet, driftsresultat, kontantstrømmer og finansielle stilling.

Hendelser etter årsavslutning

Den 16. januar 2017 kunngjorde Aker BP P50-reserver ved årsslutt 2016 på 711 mmbøe.

Den 17. januar 2017 ble Aker BP tilbudt 21 nye lisenser, hvorav 13 var operatørskap, i tildelingen av nye lisensandeler i konsesjonsrunden for forhåndsdefinerte områder 2016 (TFO).

Den 7. februar kunngjorde Aker BP at utbyggingskostnadene for Johan Sverdrup var ytterligere nedjustert.

Den 13. februar kunne Aker BP melde om et oljefunn på Filicudi-prospektet i Barentshavet.

Den 17. februar utbetalte Aker BP 62,5 millioner dollar i utbytte til aksjeeierne.

Utsikter

Styret mener Aker BP er godt posisjonert til å dra fordel av utfordringene i bransjen. Selskapet har en diversifisert produksjonsbase, solid balanse og en attraktiv portefølje av utbyggingsprosjekter av høy kvalitet.

Aker BP har etablert en solid plattform for videre verdiutvikling gjennom en effektiv forretningsmodell basert på Lean-prinsippene, en solid teknologisk kompetanse og et industrielt samarbeid som skal gi sikker og effektiv drift. Selskapets fremste prioritet er å sikre at operasjonene kan foregå så sikkert som mulig. Selskapet arbeider iherdig på forbedringsagendaen for å redusere kostnadene og forbedre effektiviteten i alle ledd i organisasjonen slik at nye frittstående prosjekter skal kunne bygges ut med en balansepris på under 35 dollar per fat. Selskapets forbedringsagenda, som omfatter omorganisering av verdikjeden, digitalisering, Lean-prinsippene og en fleksibel forretningsmodell som legger til rette for vekst, vil bli tett fulgt av styret.

Alvheim-området skal utbygges videre i 2017 ved å tilføre produksjon fra infill-brønnene på Volund og Boa. På Ivar Aasen-feltet vil produksjonen bli trappet opp i løpet av 2017, og valg med hensyn til konsept for fase 2 av Johan Sverdrup-utbyggingen vil bli tatt i løpet av første halvår 2017. Med en balansepris på under 25 dollar per fat etter full utbygging vil dette feltet skape store verdier og sikre solide kontantstrømmer for Aker BP i mange tiår fremover.

Selskapet har en klar organisk vekstbane frem til en produksjon på over 270 mboepd etter 2023 (både fra sanksjonerte og ikke-sanksjonerte prosjekter). Dette representerer en samlet årlig vekst på ca. 12 prosent fra 2016.

Selskapet vil ha inntil fire borerigger i drift i 2017. Boreoperasjonene vil blant annet være boring av produksjonsbrønner på Valhall og Ivar Aasen, boring av infill-brønner på Volund, Boa og Tambar og plugging på Valhall. I 2017 planlegger selskaper å bore i alt syv letebrønner, hvorav fire egenopererte og tre partneropererte. Aker BP planlegger å sende inn tre PUD-er i 2017, for prosjektene Valhall vestflanke, Snadd og Storklakken.

I tiden fremover vil selskapet søke ytterligere vekstmuligheter for å øke produksjonen og styrke utbyttekapasiteten, samtidig som høyeste HMS-standard overholdes. Selskapet holder fast på ambisjonen på mellomlang sikt om å kunne utbetale minst 250 millioner dollar i årlig utbytte og øke utbytt nivået når Johan Sverdrup har kommet i produksjon.

Med en balanse med 2,5 milliarder dollar tilgjengelig likviditet er selskapet finansielt robust og har god finansiell fleksibilitet. I tiden fremover vil selskapet arbeide for å effektivisere kapital- og gjeldsstrukturen.

Styret i Aker BP ASA

Akerkvartalet, 2. mars 2017

 Øyvind Eriksen, Chairman of the Board	 Anne Marie Cannon, Deputy Chair
 Bernard Looney, Board member	 Kjell Inge Røkke, Board member
 Trond Brandsrud, Board member	 Kate Thomson, Board member
 Gro Kjølland, Board member	 Lone Olstad, Board member
 Bjørn Thore Ribesen, Board member	 Terje Solheim, Board member
 Karl Johnny Hersvik, Chief Executive Officer	

Rapportering om betalinger til myndigheter m.v.

Denne rapporten er utarbeidet i henhold til regnskapsloven § 3-3 d) og verdipapirhandeloven § 5-5 a). I henhold til disse paragrafene skal selskaper som driver virksomhet innen utvinningsindustrien, utarbeide og offentliggjøre en årlig rapport med opplysninger om sine betalinger til myndigheter på land- og prosjektnivå.

Finansdepartementet har utstedt en forskrift (forskrift av 20. desember 2013 nr. 1682 – “forskriften”) som fastsetter at rapporteringsplikten bare skal gjelde for regnskapspliktige over en gitt størrelse og betalinger over gitte terskelverdier. I tillegg fastsetter forskriften at rapporten skal inneholde andre opplysninger enn betalinger til myndigheter, og inneholder nærmere regler om definisjoner, offentliggjøring og konsernrapportering.

Denne rapporten inneholder informasjon om virksomheten i hele regnskapsåret 2016 for BP Norge AS, inklusive perioden før selskapet ble en del av Aker BP-konsernet.

Ledelsen i Aker BP har utvist skjønn i tolkningen av ordlyden i forskriften hva angår den spesifikke type betaling som skal inkluderes i denne rapporten, og på hvilket nivå dette bør rapporteres. Når det kreves at betalinger skal rapporteres per prosjekt, blir dette rapportert per felt. Kun bruttobeløp for opererte lisenser blir rapportert, da alle betalinger innad i lisensen utført av ikke-operatører normalt vil være betalinger som overføres til operatøren (såkalte “cash calls”), og vil som sådan ikke utgjøre betalinger til myndigheter. I og med at Aker BP ikke driver noen vesentlig virksomhet innen utvinningsindustrien utenfor norsk sokkel, er mesteparten av betalingene rapportert i det nedenstående, til norske myndigheter. Imidlertid er deler av Ivar Aasen-prosjektet gjennomført i Singapore, og selskapet hadde i 2016 en skatteinnbetaling til skattemyndighetene i Singapore som anses å omfattes av denne rapporteringen.

Rapportering av betalinger

Forskriftens § 2 nr. 5 definerer de ulike typer betalinger som omfattes av rapporteringsplikten. I de følgende avsnittene vil kun betalinger som er aktuelle for Aker BP, bli beskrevet.

Inntektsskatt

Norge

Inntektsskatten blir beregnet og betalt på selskapsnivå og blir dermed rapportert for hele selskapet og ikke per lisens. Skatteinnbetalingene i 2016 beløp seg til totalt 13 213 770 kr (inkl. renter) og relaterer seg hovedsakelig til justeringer fra tidligere år. Tallet omfatter ikke skatterefusjon mottatt i 2016.

Singapore

Innbetalt skatt relatert til virksomheten i Singapore i 2016 beløp seg til 490 858 Singapore-dollar.

CO₂-avgift

CO₂-avgift er delvis inkludert i prisen på drivstoff/riggleie som betales til eksterne riggselskaper. CO₂-avgiften som betales på Alvheim-feltet, inkluderer feltene som er koblet opp til produksjonsskipet Alvheim FPSO (Vilje, Volund og Bøyla), i og med at Alvheim utfører betalingen og belaster de andre feltene via deling av driftskostnadene (såkalt “opex share”).

Navn på felt/lisens	CO ₂ -avgift betalt i 2016 (NOK)
Alvheim	79 501 965
Hod	177 897
Valhall	11 106 568
Ula	66 317 194
Skarv	132 490 396
Sum	289 594 020

NO_x

Selskapet er medlem av NO_x-fondet, og alle betalinger gjøres til dette fondet og ikke direkte til myndighetene.

Arealavgift

Tabellen under spesifiserer arealavgift betalt av Aker BP på vegne av de ulike lisensene i 2016. Tallene omfatter ikke lisenser der selskapet har mottatt netto refusjon av arealavgiften.

Navn på felt/lisens	Arealavgift betalt i 2016 (NOK)
Alvheim	10 960 000
Bøyla	4 110 000
Hod	4 120 000
Skarv	33 702 000
Tambar	4 521 000
Ula	4 040 000
Valhall	5 120 000
Vilje	762 005
Volund	1 781 000
PL 150B	449 180
PL 026B	680 000
PL 103B	1 370 000
PL 212B	3 151 000
PL 242	2 192 000
PL 261	21 372 000
PL 364	4 384 000
PL 442	12 330 000
PL 460	6 439 000
PL 539	5 604 411
PL 407	1 415 792
Sum	134 257 388

Annen rapporteringspliktig informasjon

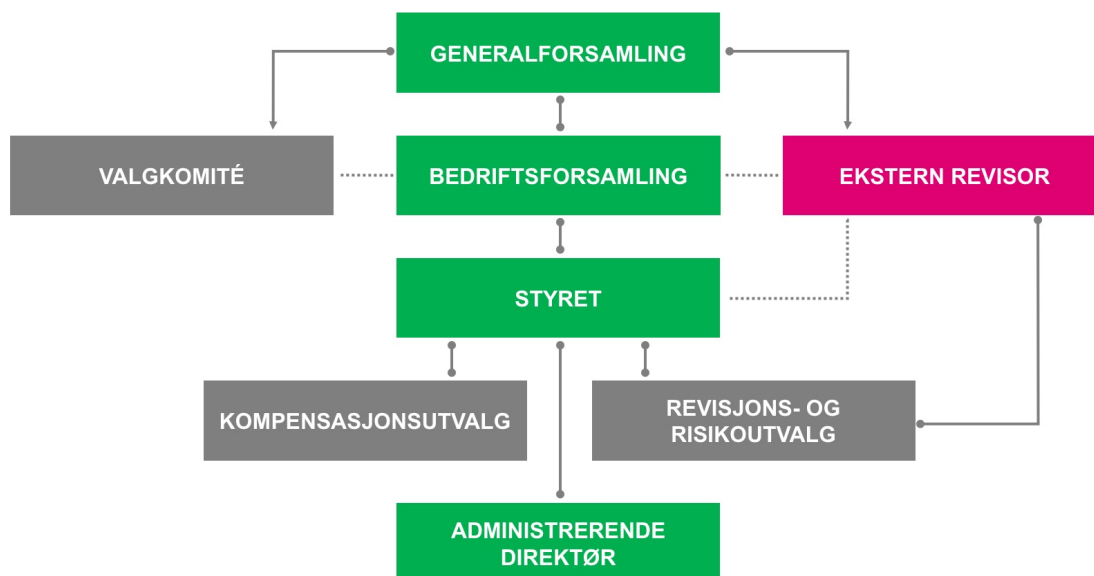
Når et foretak er pliktig til å rapportere betalinger som nevnt over, er det også påbudt å rapportere investeringer, salgsinntekt, produksjonsvolum og kjøp av varer og tjenester fordelt på de enkelte land hvor foretaket driver virksomhet innen utvinningsindustrien. Som nevnt over opererer Aker BP utelukkende på norsk sokkel. Dette rapporteringskravet anses dermed å være oppfylt av regnskapet som spesifisert i det nedenstående:

- Totale nettoinvesteringer utgjorde 705 494 110 tusen dollar, som spesifisert i kontantstrømanalysen i regnskapet. Dette inkluderer kontantbetalinger relatert til oppkjøpet av BP Norge AS.

- Salgsinntekter i 2016 utgjorde 1 260 803 tusen dollar, som spesifisert i note 8 til regnskapet.
- Total produksjon i 2016 var 28 343 036 fat oljeekvivalenter; se note 8 til regnskapet.
- For informasjon om kjøp av varer og tjenester, se resultatregnskapet og tilhørende noter.

STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Aker BP ASA ("Aker BP") har som mål å sikre størst mulig verdiskapning for aksjonærene og samfunnet over tid. Dette skal skje på en sikker og forsvarlig måte. En god styringsmodell med klar fordeling av roller og ansvar mellom eierne, representert ved aksjonærene på generalforsamlingen, bedriftsforsamlingen,



1. REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Styret i Aker BP har ansvar for aktivt å etterleve standardene for god eierstyring og selskapsledelse.

Aker BP er et norsk allmennaksjeselskap (ASA) notert på Oslo Børs og etablert i samsvar med norsk lovgivning. I henhold til regnskapsloven § 3-3b skal Aker BP ta med en beskrivelse av sine prinsipper for eierstyring og selskapsledelse som en del av styrets årsberetning i årsrapporten eller alternativt vise til hvor disse opplysningene kan finnes.

Norsk utvalg for eierstyring og selskapsledelse (NUES) har utgitt Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse ("anbefalingen"). Anbefalingen finnes på www.nues.no. Etterlevelse av anbefalingen er basert på et "følg eller forklar"-prinsipp, som innebærer at selskapene må etterleve anbefalingens enkelte punkter eller forklare hvorfor selskapet har innrettet seg på en annen måte.

Oslo Børs krever at noterte selskaper årlig redegjør for selskapets politikk for eierstyring og selskapsledelse i samsvar med gjeldende anbefaling. Løpende forpliktelser for selskaper som er notert på Oslo Børs, finnes på www.oslobors.no.

Aker BP overholder gjeldende lover og forskrifter. Med mindre annet er uttrykkelig angitt, etterlever Aker BP gjeldende anbefaling av 30. oktober 2014. Følgende redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse har samme struktur som anbefalingen og følger anbefalingens oppsett med 15 hovedtemaer.

Aker BPs visjon er "Vi skaper det ledende uavhengige lete- og produksjonsselskapet". Selskapet har vedtatt følgende verdier:

- SØKENDE – Vi er nysgjerrige og strekker oss etter nye og bedre løsninger.
- ANSVARLIG – Vi setter sikkerheten først og jobber for å skape verdier for våre eiere og samfunnet.
- FORUTSIGBAR – Vi bygger tillit og godt rykte gjennom forutsigbarhet og konsistent oppførsel.
- ENGASJERT – Vi er engasjert i hverandre, selskapet og samfunnet.
- RESPEKTFULL – Vi har høye etiske standarder. Vi har respekt for de vi jobber for og verdsetter mangfold og forskjeller.

Selskapet har vedtatt etiske retningslinjer for å sikre at ansatte, innleid personell, konsulenter og andre som opptrer på vegne av Aker BP, gjør dette på en konsistent måte med respekt for etikk og god forretningskikk. De etiske retningslinjene klargjør selskapets grunnleggende etiske verdier, herunder eierstyring og selskapsledelse, og gir føringer for de som skal treffe beslutninger på selskapets vegne.

Selskapet skal vise ansvar gjennom handlinger, kvaliteten på arbeid, prosjekter og produkter og i alle sine aktiviteter. Selskapets ambisjon er at forretningsvirksomheten skal integrere sosiale, etiske og miljømessige mål og tiltak. Aker BP skal som et minimum etterleve lover og forskrifter og konvensjoner på de områder der selskapet driver virksomhet, men selskapets etiske retningslinjer strekker seg lenger enn bare til etterlevelse. Etablerte anskaffelsesprosedyrer sikrer likebehandling og åpenhet i anskaffelsesprosessen. De etiske retningslinjene gjør det også klart at Aker BP ikke tolererer noen form for korrupsjon.

I tillegg har selskapet et sponsorprogram som skal promotere selskapet og dets virksomhet. De etiske retningslinjene inneholder også retningslinjer for sponsorvirksomhet. Aker BP støtter tiltak som er direkte knyttet til selskapets virksomhet som oljeselskap, tiltak som gir en betydelig eksponering, og tiltak som kan være til fordel for de ansatte. Opplysninger om pågående sponsorer finnes på <http://www.akerbp.com/en/about-us/csr/sponsorships/>.

Selskapet skal nå sine mål i samsvar med de vedtatte etiske retningslinjene, som finnes på <http://www.akerbp.com/en/about-us/code-of-ethics/>.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

2. VIRKSOMHET

I henhold til Aker BPs vedtekter punkt 3 er selskapets formål å "drive petroleumleting og -utvinning og hva som dermed står i forbindelse, samt ved aksjetegning eller på annen måte å delta i slik eller annen virksomhet alene eller i samarbeid med andre foretagender og interesser". Ytterligere opplysninger om våre vedtekter er tilgjengelig på <http://www.akerbp.com/en/investor/corporate-governance/articles-of-association/>.

Gjennom en årlig strategiprosess definerer og evaluerer styret selskapets mål og hovedstrategier. Disse målene og selskapets finansielle stilling kommuniseres til markedet.

Aker BP har som mål å bygge opp et betydelig og lønnsomt olje- og gasselskap over tid. For å nå dette målet vil selskapet delta i både lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter og være opportunistisk i forhold til kjøp og salg av andeler i felt og funn.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

3. SELSKAPSKAPITAL OG UTBYTTE

Styret skal optimalisere selskapets kapitalstruktur ved å balansere risiko og avkastning på egenkapital mot sikkerhet for långivere og krav til likviditet. Selskapet har som mål å ha et godt omdømme i alle gjelds- og aksjemarkeder. Styret evaluerer kontinuerlig selskapets kapitalstruktur og anser en diversifisert, optimal kapital- og gjeldsstruktur som avgjørende. Dette innebærer overvåking av tilgjengelige finansieringskilder og tilknyttede kapitalkostnader.

Selskapets bokførte egenkapital var ved utgangen av 2016 på 2,45 milliarder dollar, som utgjorde 26 prosent av totalbalansen på 9,26 milliarder dollar. Markedsverdien av selskapets egenkapital per 31. desember 2016 var 6,1 milliarder dollar (52,2 milliarder kroner). Egenkapitalen økte betydelig i løpet av 2016 etter fusjonen med BP Norge AS og betraktes som tilstrekkelig for selskapets drift og risikoprofil.

Det er selskapets mål at Aker BPs aksjonærer over tid skal få konkurransedyktig avkastning på sin investering gjennom høyere aksjekurs og økt utbytte. I desember 2016 utbetalte selskapet for første gang kvartalsvis utbytte på 0,185 dollar per aksje. Selskapets utbyttepolitikk er å kunne utbetale minst 250 millioner dollar i utbytte årlig i tiden framover, med utbetaling kvartalsvis, og øke utbyttene når Johan Sverdrup har kommet i produksjon.

Den finansielle likviditeten anses å være god. Per 31. desember 2016 var selskapets beholdninger av betalingsmidler 115 millioner dollar. I tillegg utgjorde ubenyttet trekk på kredittfasiliteter 2,4 milliarder dollar.

I april ga generalforsamlingen styret fullmakt til å øke aksjekapitalen med inntil 20 261 860 kroner, eller ti prosent av den totale aksjekapitalen på tidspunktet for generalforsamlingen. Per 31. desember 2016 var fullmakten ikke benyttet.

Generalforsamlingen i april 2016 ga styret fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer tilsvarende ti prosent av den totale aksjekapitalen på tidspunktet for generalforsamlingen. På en ekstraordinær generalforsamling i september 2016 der blant annet selskapets aksjekapital ble økt, ble styrets fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer fra årlig generalforsamling erstattet med en ny fullmakt som gir styret anledning til å kjøpe tilbake aksjer med et samlet pålydende på inntil 33 773 707 kroner, som utgjør inntil ti prosent av den totale aksjekapitalen etter kapitalforhøyelsen. Fullmakten gjelder frem til generalforsamlingen i 2017. Per 31. desember 2016 var fullmakten ikke benyttet.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

4. LIKEBEHANDLING AV AKSJEEIERE OG TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE

Selskapet har én aksjeklasse med like rettigheter for alle aksjonærer.

Når selskapet anser at det er i aksjonærenes interesse å utstede ny egenkapital, er det et klart mål å begrense utvanningsgraden. Aker BP vurderer nøye andre finansieringsalternativer, den overordnede kapitalstrukturen, formålet og behovet for ny egenkapital, tidspunktet for et slikt tilbud, aksjeprisen som tilbys, forholdene i finansmarkedet og behovet for å tilby kompensasjon til eksisterende aksjonærer som frasier seg forkjøpsretten. Argumentene for frasigelse av forkjøpsretten vil klart fremgå.

I tilfelle styret beslutter å benytte sin fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer, vil transaksjonene bli gjennomført på børs eller til gjeldende børskurser dersom det skjer på annen måte.

I juni 2016 inngikk Det norske oljeselskap en avtale om å fusjonere med BP Norge AS gjennom kjøp av aksjene i BP Norge. Som en del av transaksjonen utstedte Det norske 135,1 millioner aksjer til BP, basert på 80 NOK per aksje, som kompensasjon for alle aksjene i BP Norge AS, som var i tråd med markedsverdien før transaksjonen ble offentliggjort. Styret innhentet en vurdering av transaksjonen fra en uavhengig tredjemann.

Per 31. desember 2016 eide Aker Capital AS 40 prosent av Aker BP. Aker Capital AS er et heleid datterselskap av Aker ASA. Etter fusjonen med BP Norge AS har Aker ASA dekonsolidert Aker BP og begynte å regnskapsføre eierandelene i Aker BP etter egenkapitalmetoden.

Aker BP er opptatt av å likebehandle alle aksjonærer. Styret ser det som positivt for Aker BP at Aker ASA og BP plc engasjerer seg aktivt i saker av stor betydning for selskapet og aksjeeierfelleskapet. Samarbeidet med Aker ASA og BP plc gir Aker BP tilgang til ekspertise og ressurser innen oppstrømsvirksomhet, teknologi, strategi, transaksjoner og finansiering. I forbindelse med dette samarbeidet kan det bli nødvendig å tilby Aker ASA og BP plc særlig tilgang til kommersiell informasjon. Alle opplysninger som utleveres til Aker ASAs og BP plcs representanter i denne sammenheng, vil bli lagt frem i samsvar med de lover og forskrifter som regulerer børsen og verdipapirmarkedet.

Gjeldende regnskapsstandarder og regelverk krever at Aker ASA og BP plc utarbeider konsernregnskap som omfatter regnskapsinformasjon fra Aker BP. Aker BP betraktes som et foretak tilknyttet Aker ASA og BP plc i henhold til gjeldende regnskapsstandard. For å etterleve disse regnskapsstandardene har Aker ASA og BP plc tidligere mottatt og vil fortsette å motta regnskapsinformasjon fra Aker BP som ennå ikke er offentliggjort. Slik viderefremming av ikke-offentliggjort regnskapsinformasjon fra Aker BP til Aker ASA og BP plc skjer i streng fortrolighet og i henhold til gjeldende regelverk for håndtering av insideinformasjon.

Styret anerkjenner Aker ASAs og BP plcs bidrag som aktive aksjonærer. Kommunikasjonen til investorer skal søke å sikre at alle aksjonærer får anledning til å bidra, og ledelsen vil aktivt etterspørre aksjonærenes synspunkter. I tillegg styres investorvirksomheten mot å fremme høyere aksjelikviditet for å veie opp for en aksjonærstruktur med mange langsiktige investorer.

Aker BP har ingen nærstående, som definert i allmennaksjeloven. Selskapet har likevel etablert prosedyrer for transaksjoner med slike parter og også utvidet disse til å omfatte Aker ASA. Styret og ledelsen er likevel svært opptatt av at alle relasjoner med Aker ASA og BP plc, deres datterselskaper og andre selskaper der Aker ASA og BP plc har eierinteresser, skal være tuftet på kommersielle vilkår og prinsippet om armlengdes avstand.

Transaksjoner med Aker- og BP-kontrollerte selskaper er beskrevet i redegjørelsen om transaksjoner med nærstående.

Selskapets ansatte har forbud mot å drive økonomisk virksomhet som kan konkurrere med Aker BPs. Selskapets etiske retningslinjer gir klare føringer for hvordan ansatte og representanter i selskapets styrende organer skal opptre i situasjoner der det er fare for interessekonflikter og inhabilitet.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

5. FRI OMSETTELIGHET

Aksjene i Aker BP er fritt omsettelige verdipapirer, og det er ikke vedtektsfestet noen form for omsetningsbegrensninger.

Selskapets aksjer er notert på Oslo Børs, og selskapet arbeider aktivt for å tiltrekke seg nye aksjonærer, både norske og utenlandske investorer. Sterk likviditet i selskapets aksjer er vesentlig om selskapet skal betraktes som en attraktiv investering og slik oppnå lav kapitalkostnad.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

6. GENERALFORSAMLING

Generalforsamlingen er selskapets øverste myndighet. Styret tilstreber å sikre at generalforsamlingen er et effektivt forum for kommunikasjon mellom aksjonærene og styret og oppfordrer aksjonærene til å delta.

Styret kan til enhver tid innkalle til ekstraordinær generalforsamling. En aksjonær eller en gruppe aksjonærer med minst fem prosent av selskapets aksjekapital kan be om ekstraordinær generalforsamling. Styret er deretter forpliktet til å avholde generalforsamling senest en måned etter å ha mottatt anmodningen.

Forberedelser til generalforsamlingen

Generalforsamlingen avholdes normalt før slutten av april hvert år, senest før utgangen av juni, som er den seneste datoen som er tillatt i henhold til allmennaksjeloven. Datoen for neste generalforsamling er vanligvis fastsatt i selskapets finansielle kalender.

Innkalling til generalforsamlingen sendes til aksjonærene og offentliggjøres på selskapets nettsted og børsen senest 21 dager før møtet finner sted.

I henhold til selskapets vedtekter punkt 7, om generalforsamlingen, skal dokumenter som gjelder saker som skal behandles av generalforsamlingen, gjøres tilgjengelig for aksjonærene på selskapets nettsted. Dette gjelder også dokumenter som etter lov skal inntas i eller vedlegges møteinnkallingen.

Underlagsdokumentasjonen inneholder den informasjonen aksjonærene trenger for å gjøre seg opp en mening om de sakene som skal behandles.

Deltakelse på generalforsamlingen

I henhold til selskapets vedtekter punkt 7 kan retten til å delta og stemme på generalforsamlingen bare utøves når aksjetransaksjonen er innført i aksjonærregisteret senest fem virkedager før generalforsamlingen (registreringsdato).

Aksjonærer som ikke kan delta på generalforsamlingen, oppfordres til å stemme ved bruk av fullmakt. Et fullmaktsskjema som er utformet slik at fullmektigen kan instrueres til å stemme på en viss måte i hver sak som står på dagsordenen, er lagt ved innkallingen. Frist for påmelding settes så nær møtetidspunktet som mulig, og normalt til dagen før.

Gjennomføring av og dagsorden for generalforsamlingen

Styret foreslår dagsorden for generalforsamlingen. Hovedpunktene på dagsorden fastsettes av kravene i allmennaksjeloven og selskapets vedtekter punkt 7.

På generalforsamlingen i april 2017 vil styret utpeke en uavhengig person som kan stemme på vegne av aksjonærene som deres godkjente representant. Aksjonærene vil kunne avgi sine stemmer skriftlig, herunder via elektronisk kommunikasjon, i en gitt periode før generalforsamlingen. Det vil bli truffet egnede tiltak for at aksjonærene kan stemme på hver enkelt av kandidatene til verv i selskapets organer.

Aker BPs generalforsamlinger ledes vanligvis av lederen for bedriftsforsamlingen, eller den denne utpeker. Dersom det er grunn til å oppfatte lederen for bedriftsforsamlingen som inhabil, vil en annen person velges til å lede møtet.

Anbefalingen fastsetter at hele styret bør være til stede på generalforsamlingen. Representanter fra styret, valgkomiteen, revisor og hovedledelsen vil delta på generalforsamlingen. Ettersom disse personene befinner seg på ulike steder geografisk, er det imidlertid vanlig at noen av disse organene ikke kan delta på generalforsamlingen.

Protokoll fra generalforsamlingen offentliggjøres på selskapets nettsted og som en børsmelding.

Avvik fra anbefalingen: Etter anbefalingen bør et samlet styre og en samlet valgkomité delta på generalforsamlingen. På grunn av typen saker som behandles på generalforsamlingen, anser Aker BP ikke det som nødvendig å kreve at hele styret og alle valgkomiteens medlemmer skal være til stede.

7. VALGKOMITÉ

I henhold til selskapets vedtekter punkt 8 skal valgkomiteen bestå av tre medlemmer valgt av generalforsamlingen. Vedtektene fastsetter også at flertallet av medlemmene skal være uavhengige av styret og ledelsen, og at de skal velges for to år av gangen. Valgkomiteens godtgjørelse fastsettes av generalforsamlingen.

På generalforsamlingen i april 2016 ble Finn Haugan og Hilde Myrberg gjenvalgt som medlemmer av valgkomiteen for to år. Arild Støren Frick ble valgt som leder av valgkomiteen i 2015. Ingen av komiteens medlemmer tilhører Aker BPs ledelse eller styre.

Valgkomiteen søkes sammensatt slik at den representerer flest mulig aksjonærinteresser. Begge kjønn bør også være representert i valgkomiteen. Valgkomiteens oppgaver er fastsatt i selskapets vedtekter punkt 8. Komiteen skal foreslå kandidater for – og honorar til – styret og valgkomiteen. Innstillingen skal begrunnes.

Aksjonærene har anledning til å foreslå kandidater overfor komiteen. Den elektroniske postkassen for å sende inn forslag til komiteen, og eventuelle frister for innsending, finnes på nettstedet vårt: <http://www.akerbp.com/proposecandidate/>.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

8. BEDRIFTSFORSAMLING OG STYRE: SAMMENSETNING OG UAVHENGIGHET

Bedriftsforsamlingen har 12 medlemmer, hvorav åtte velges av generalforsamlingen og fire av og blant de ansatte. Sammensetningen av bedriftsforsamlingen sikrer bred deltakelse fra selskapets aksjonærer. Det er opp til bedriftsforsamlingen å velge styremedlemmer og styreleder. Bedriftsforsamlingen skal dessuten overvåke styrets og administrerende direktørs forvaltning av selskapet.

Styret i Aker BP hadde per 31. desember 2016 ti medlemmer. I henhold til selskapets vedtekter punkt 5 skal styret ha mellom fem og ti medlemmer, som skal velges for en periode på inntil to år.

Av de aksjonærvalgte styremedlemmene har to (Kjell Inge Røkke og Øyvind Eriksen) tilknytning til selskapets største aksjonær, Aker ASA. Nestleder Anne Marie Cannon er styremedlem i Aker ASA. Av de aksjonærvalgte styremedlemmene har to (Bernard Looney og Kate Thomson) tilknytning til selskapets nest største aksjonær, BP plc. Alle de øvrige styremedlemmene anses som uavhengige av selskapets to hovedaksjonærer og av selskapets vesentligste forretningsforbindelse. Alle styremedlemmer anses å være uavhengige av selskapets ledende ansatte.

I 2016 avholdt styret til sammen 13 styremøter. Deltakelsen var på 95 prosent.

Styret har en sammensetning som sikrer ivaretagelse av aksjonærfellesskapets interesser, og styremedlemmene oppfordres til å kjøpe aksjer i selskapet. Styret mener at det har en sammensetning som ivaretar selskapets behov for kompetanse, kapasitet og mangfold. Styremedlemmene har solid erfaring fra bank og finans, olje og gass generelt, og reservoarteknikk, leting og feltutbygging spesielt.

En oversikt over styremedlemmenes bakgrunn finnes på nettstedet vårt: <http://www.akerbp.com/en/about-us/board-of-directors/>.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

9. STYRETS ARBEID

Styret har vedtatt en årsplan for sin virksomhet. Styret har myndighet og ansvar for å overvåke selskapets forretningsdrift og ledelse. Styret behandler særlig viktige og ekstraordinære saker og kan i tillegg be om å få henvist saker fra ledelsen. Styret har som mål å skape verdier for aksjonærene både på kort og lang sikt, og sikre at Aker BP overholder sine løpende forpliktelser. En av styrets viktigste oppgaver er å ansette administrerende direktør. Mens administrerende direktør er ansvarlig for virksomhetens daglige ledelse, erkjenner styret sitt ansvar som forvalter av selskapet. Styret har ansvar for følgende:

- A. utarbeidelse av strategiske planer og oppfølging av disse ved hjelp av regelmessig rapportering og ettersyn,
- B. kartlegging av vesentlig risiko for Aker BPs virksomhet og etablering av systemer for å overvåke og håndtere risiko,
- C. å sikre aksjonærenes tilgang til korrekt informasjon om finansielle forhold og vesentlige forretningsmessige hendelser til rett tid, og i henhold til relevant lovgivning, og
- D. å sikre etablering av, og integriteten til, selskapets internkontroll og styringssystemer.

Styret er bevisst på de betydelige risikoer som er knyttet til selskapets operasjoner. Styret har derfor satt av betydelige ressurser og tid til å forstå og diskutere ikke bare den generelle risiko et lete- og produksjonsselskap står overfor, men også iboende risiko forbundet med organisasjon, kultur og lederskap. Styret anser at de største risikoene for et selskap som Aker BP er risikoen ved å være operatør for utbyggingsprosjekter og å oppnå nødvendig finansiering for den samlede porteføljen, i tillegg til operatøransvaret. Derfor er det her de fleste risikoreducerende tiltakene er satt inn.

Styrets arbeid er basert på styreinstruksjonen som beskriver styrets ansvar, herunder rollefordelingen mellom styret og administrerende direktør. Det er utarbeidet egen instruks for arbeidet til administrerende direktør. Administrerende direktør, finansdirektør og selskapets sekretær deltar på alle styremøter. Andre medlemmer av selskapets ledelse deltar etter invitasjon og ved behov i forbindelse med konkrete saker. Dersom styreleder har vært personlig involvert i en sak av vesentlig betydning, skal nestleder ta over oppgaven med å lede styrets arbeid i den konkrete saken.

Størrelsen på selskapet og dets virksomhet tatt i betraktning, anser styret det som hensiktsmessig at styremedlemmene holdes orientert om alle relevante styresaker, med unntak av tilfeller der styremedlemmer og selskapet kan ha motstridende interesser. Styret gjennomførte ikke en formell evaluering av sitt eget arbeid i 2016, slik det bør i henhold til anbefalingen, ettersom det fikk en ny sammensetning etter fusjonen med BP Norge og mente det ville være nyttig å gi det nye styret mer tid før det gjennomførte en slik formell evaluering.

Revisjons- og risikoutvalg

Styret har nedsatt et revisjons- og risikoutvalg som består av følgende styremedlemmer:

- Trond Brandsrud, leder
- Anne Marie Cannon
- Kate Thomson

Alle medlemmene er uavhengige av selskapets ledelse. Anne Marie Cannon sitter i styret for Aker ASA, Aker BPs største aksjonær, og Kate Thomson er Group Treasurer hos BP plc.

Revisjons- og risikoutvalgets leder anses å ha erfaring og formell bakgrunn som gjør at kravet til kvalifikasjoner innen regnskap eller revisjon i henhold til allmennaksjeloven er oppfylt. Trond Brandsrud er konserndirektør for økonomi og finans i Lindorff. Frem til 2015 var han finansdirektør i Aker ASA og har tidligere hatt samme posisjon i Seadrill i tillegg til ledende stillinger innen finans i Shell både lokalt og internasjonalt gjennom tjue år. Revisjons- og risikoutvalget har regelmessige møter og gjennomgår kvaliteten på alle kvartals- og årsrapportene før de gjennomgås av styret og offentliggjøres. Utvalget avholdt ni møter i 2016. Selskapets revisor samarbeider tett og regelmessig med revisjons- og risikoutvalget. Utvalget fører også kontroll med selskapets finansielle risikostyring og overvåker og evaluerer selskapets forretningsrisiko. Ledelsen og revisjons- og risikoutvalget evaluerer risikostyringen i forhold til finansiell rapportering og hvor effektiv den etablerte internkontrollen er. Identifiserte risikoer og effekter av finansiell rapportering diskuteres hvert kvartal. Styret har det direkte ansvar for oppfølging av HMS-risikoene knyttet til Aker BPs operasjoner.

Selskapets revisor har deltatt på alle møter i forbindelse med avlegging av kvartalsrapporter og regnskap. Revisjons- og risikoutvalget mener at samarbeidet mellom revisor og ledelsen fungerer bra. Revisjons- og risikoutvalget har de siste årene samarbeidet med ledelsen og revisor for å bedre internkontrollmiljøet i henhold til COSO-rammeverket (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

Kompensasjons- og organisasjonsutviklingsutvalg

Styret har også et kompensasjons- og organisasjonsutviklingsutvalg bestående av følgende tre styremedlemmer:

- Øyvind Eriksen, leder
- Gro Kielland
- Terje Solheim

Kompensasjons- og organisasjonsutviklingsutvalget skal sikre at kompensasjonsordningene bygger opp under selskapets strategi og setter det i stand til å foreta rekruttering, suksjonsplanlegging og lederutvikling og motivere og beholde ledere på høyt nivå samtidig som det etterlever krav fra kontrollmyndigheter og styrende organer, oppfyller aksjonærenes forventninger og opptrer i tråd med forventningene blant de ansatte for øvrig.

I tillegg til revisjons- og risikoutvalget og kompensasjons- og organisasjonsutviklingsutvalget kan styret ved behov nedsette ulike underutvalg med begrenset varighet og mandat. Underutvalgenes mandat er begrenset til å forberede saker og gi anbefalinger til styret.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

10. RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

Risikostyring

Hensiktsmessig internkontroll og risikostyring bidrar til oversiktlig og kvalitetssikret rapportering til fordel for selskapet og aksjonærenes langsiktige interesser og de driftsmessige utfordringene det innebærer å være operatør på norsk sokkel. Selskapet arbeider løpende og systematisk med risikohåndtering, både i selskapet generelt og på operasjonelt nivå. Aker BPs operasjonelle virksomhet er begrenset til Norge og er underlagt norsk regelverk. Alle aktiviteter som finner sted i forbindelse med en utvinningstillatelse, er underlagt tilsyn og revisjon fra myndigheter som Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet, samt fra lisenspartnerne.

Som en ytterligere sikkerhet for at Aker BPs styringssystem er i henhold til standarder og beste praksis i industrien, har Aker BP identifisert konkrete forbedringsområder for 2017. Disse prosessene er fastsatt i selskapets KHMS-plan og internrevisjons- og verifikasjonsplanen for 2017.

Styret ser risiko i sammenheng med bygging av en bærekraftig virksomhet samtidig som man skal oppfylle krav til selskapsledelse, sikkerhet og ansvarlighet som de mange interessentene stiller. De viktigste risikoene presenteres for og diskuteres både av styret og revisjons- og risikoutvalget minst hvert kvartal.

Aker BPs styringssystem danner et godt grunnlag for å overvåke og styre selskapets virksomhet. Et nytt sikkerhets- og miljøstyringsutvalg ble nedsatt i 2016 som et forum for regelmessig gjennomgang av HMS-resultater og risikohåndtering på ledelsesnivå.

I integrasjonsprosessen mellom BP Norge AS og Det norske oljeselskap ASA etablerte Aker BP et nytt prosessbasert system for selskapsstyring (Business Management System – BMS). Systemet består av en kulturell og en strukturell ramme. Den strukturelle rammen består av tolv felles styringsmodeller, verdikjeden og tekniske og forretningsmessige støtteprosesser. Flere områder har blitt eller blir nå nærmere beskrevet som arbeidsprosesser i stedet for skriftlige prosedyrer, og dette arbeidet vil fortsette i 2017 til alle prosessområder er dekket.

Den omarbeidede risikostyringsmodellen, som er en av de felles styringsmodellene, er basert på IEC standard for risikohåndtering som også Petroleumstilsynet viser til. Formålet med prosessen er å sette selskapet i stand til å utnytte mulighetene best mulig, redusere truslene til et minimum og optimalisere oppnåelsen av forretningsmålene. Vi tar tak i og håndterer risiko på tvers av forretningsområder gjennom hele verdikjeden. Ved å ha en felles arbeidsmåte understøttet av en felles infrastruktur kan selskapet oppnå helhetlig risikohåndtering på alle nivåer.

Risikomatriksen for trusler og muligheter har blitt omarbeidet i integrasjonsperioden og gir nå et integrert overblikk over alle Aker BPs aktiviteter. Matriksen er godkjent som verktøy og ramme for hovedledelsen, og forretningsområdene, hovedledelsen og styret har fått et definert risikobilde. Prosessen fremover blir å tilpasse risikobildet for aktiva og prosjekter til denne omarbeidede prosessen. Utrulling av det nye risikoverktøyet og -prosessen er en av de viktigste aktivitetene på planen for 2017.

En del av selskapets risikostyring består i å overvåke risiko under utvikling gjennom kontinuerlig analyse og samråd med den operasjonelle ledelsen. Den omfatter også samråd med eksterne rådgivere, når dette er relevant, for å redusere risikoen så mye som mulig.

Intern kontroll med finansiell rapportering

Aker BP har etablert et rammeverk for intern kontroll med finansiell rapportering basert på COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), som inneholder følgende punkter:

- Internt kontrollmiljø
- Etablering av målsettinger
- Identifisering av hendelser og risikovurdering
- Risikohåndtering og kontrollaktiviteter
- Informasjon og kommunikasjon
- Overvåking

Dette rammeverket er en integrert del av selskapets styringssystem. Selskapets internkontrollmiljø kjennetegnes av klart definerte ansvarsområder og roller mellom styret, revisjons- og risikoutvalget og ledelsen. Prosedyren som er implementert for finansiell rapportering, er integrert i selskapets styringssystem og inneholder også etiske retningslinjer som beskriver hvordan selskapets representanter skal opptre.

Selskapet har etablert prosesser, prosedyrer og kontroller for finansiell rapportering som er hensiktsmessige for et lete- og produksjonsselskap. Selskapets dokumenterte prosedyrer sikrer:

- at risiko identifiseres på en effektiv og hensiktsmessig måte
- måling av etterlevelse av prosedyrer
- tilstrekkelig arbeidsdeling
- relevant, pålitelig finansiell rapportering til rett tid som gir et rettvisende bilde av Aker BPs virksomhet
- forebygging av manipulasjon/bedrageri i forbindelse med rapporterte tall
- etterlevelse av alle relevante IFRS-krav

Ledelsen gjennomfører og dokumenterer en risikovurdering knyttet til finansiell rapportering. Risikovurderinger

overvåkes av revisjons- og risikoutvalget kvartalsvis som en del av kvartalsrapporteringsprosessen. Styret godkjenner årlig den overordnede risikovurderingen knyttet til finansiell rapportering. I 2016 ble følgende hovedrisikoområder knyttet til finansiell rapportering identifisert:

- Virksomhetssammenslutning med BP Norge – Komplisert disposisjon av kjøpesummen etter oppkjøpet
- Nedskrivning av goodwill, varige driftsmidler og immaterielle eiendeler – Risiko for at fall i virkelig verdi ikke identifiseres og registreres på riktig måte
- Skatt – Komplekse skatteregler og beregninger fører til risiko for feil i finansiell rapportering
- Varige driftsmidler – Store investeringer og risiko relatert til kostnadsoverskridelser, bedrageri og måling av fremdrift
- Omdannelse til et enda større lete- og produksjonsselskap – Risiko for at selskapet ikke har hensiktsmessige prosedyrer og systemer for finansiell rapportering
- Avslutningsforpliktelser – Risiko for feil i estimater og beregninger under avslutningsprosessen

Selskapet ønsker å kommunisere åpent om sin virksomhet og den finansielle rapporteringen som foregår etter omfattende samråd med ledelsen som har ansvar for lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter i selskapet.

Viktige hendelser som kan påvirke den finansielle rapporteringen, identifiseres og overvåkes løpende. En "sakliste" utarbeides for å ta tak i eventuelle regnskapsmessige og skattemessige effekter av hendelser og aktiviteter. Både revisor og revisjons- og risikoutvalget gjennomgår "saklisten" minst én gang i kvartalet.

Økonomiavdelingen fører kontroll med at etablerte prosedyrer blir overholdt og rapporterer eventuelle vesentlige avvik til revisjons- og risikoutvalget. Den identifiserer også tiltak for å forbedre prosedyrer og foretar en vurdering av egne resultater sammenholdt med målsettingene, som så presenteres for og diskuteres med revisjons- og risikoutvalget. 2016 har vært et overgangsår på grunn av fusjonen med BP Norge AS. Et av målene for 2017 er å innføre et nytt regnskapssystem og integrere BP Norge AS' tidligere system fullt ut i dette, samtidig som vi tar vare på det beste av internkontrollmiljøene fra begge selskaper. I henhold til foreliggende plan skal det nye regnskapssystemet tas i bruk i første kvartal 2018.

Aker BP vil i 2017 fortsatt fokusere på forbedringer i internkontrollen. Internkontrollmiljøet skal evalueres og styrkes som et ledd i implementeringen av et nytt system for selskapsstyring og gjennom utvikling av en ny SAP-løsning for Aker BP.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

11. GODTGJØRELSE TIL STYRET

Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatbasert, men basert på et fast årlig beløp. Ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmene er presentert i note 9 til årsregnskapet.

Bedriftsforsamlingen fastsetter styrets og underutvalgenes godtgjørelse. Valgkomiteen foreslår styrets kompensasjon for bedriftsforsamlingen og passer på at den står i forhold til det enkelte styremedlemmets ansvar og tidsbruk. Styret må godkjenne ethvert styremedlems konsulentoppdrag for selskapet og godtgjørelse for slike oppdrag. Det ble ikke utført noe slikt arbeid i 2016.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

12. GODTGJØRELSE TIL LEDENDE ANSATTE

Styret fastsetter retningslinjer for godtgjørelse til ledende ansatte, herunder administrerende direktørs godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser. Godtgjørelse til styret og hovedledelsen, herunder lønn, bonus og pensjonskostnader, er redegjort for i note 9 til årsregnskapet.

Bonusen for alle ansatte med unntak av hovedledelsen er oppad begrenset til to måneders lønn. Samlet bonusnivå beregnes ved en kombinasjon av resultatindikatorer for hele selskapet og resultatindikatorer for den enheten den enkelte er ansatt i og egne resultater.

For medlemmene av hovedledelsen brukes individuelle resultatindikatorer for å fastsette maksimalt bonuspotensial, som kan variere fra 40 prosent til 100 prosent av grunnlønnen. I tillegg deltar visse medlemmer av

hovedledelsen i et treårig incentivprogram (med start i 2015) knyttet til Aker BP-aksjens relative kursutvikling i forhold til en referanseindeks basert på snittet av Oslo Børs' energiindeks og Stoxx 600 Europe Oil & Gas-indeksen. Samlede utbetalinger i 2018 er oppad begrenset til 60 prosent av øverste leders årlige grunnlønn eller et pengebeløp.

Selskapet har fortsatt en innskuddsbasert ordning begrenset oppad til 12G for alle ansatte, inkludert hovedledelsen.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

13. INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON

Aker BP har en proaktiv dialog med analytikere, investorer og andre som har interesser i selskapet. Selskapet bestreber seg på å gi markedet løpende relevant informasjon til rett tid på en effektiv måte som sikrer likebehandling, og har et klart mål om å tiltrekke seg både norske og utenlandske investorer og fremme økt aksjelikviditet.

Alle børsmeldinger gjøres tilgjengelig samtidig via nettstedet til Oslo Børs, www.newsweb.no, og på selskapets nettsted (www.akerbp.com). Meldingene sendes også ut til nyhetsbyråer og andre nettbaserte tjenester.

Aker BP offentliggjør sitt foreløpige årsregnskap innen utgangen av februar, i forbindelse med rapporten for fjerde kvartal. Hele årsrapporten, med det godkjente, reviderte årsregnskapet og årsberetningen, foreligger senest tre uker før generalforsamlingen. Informasjon som sendes til aksjonærene, legges samtidig ut på nettstedet.

Selskapets finansielle kalender for det kommende år offentliggjøres som en børsmelding og er tilgjengelig på selskapets nettsted senest 31. desember hvert år, i samsvar med de løpende forpliktelser for selskaper som er notert på Oslo Børs.

Aker BP holder åpne presentasjoner i forbindelse med offentliggjøringen av selskapets kvartalsregnskap. Presentasjonene overføres via webcast for investorer som ikke har anledning til eller ønske om å være til stede på presentasjonene. På presentasjonene gjennomgår hovedledelsen resultatene, markedsforholdene og selskapets fremtidige aktiviteter og kommenterer disse.

Kommunikasjon mot investormarkedet er høyt prioritert hos ledelsen i selskapet. Individuelle møter organiseres for et bredt spekter av eksisterende og potensielle nye investorer og analytikere. Selskapet deltar også på relevante bransje- og investorkonferanser.

De siste to ukene før selskapets resultater offentliggjøres, vil Aker BP redusere kontakten med analytikere, investorer og journalister. I denne tiden vil selskapet begrense sine møter med investorer og analytikere og ikke gi noen kommentarer til mediene eller andre parter om selskapets resultater og utsikter. Dette gjøres for å sikre at alle berørte parter i markedet blir behandlet likt.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

14. OVERTAKELSER

Styret har vedtatt egne retningslinjer for hvordan det skal opptre dersom et overtakelsestilbud blir fremsatt, noe man bør ha i henhold til anbefalingen. Det overordnede prinsippet for vurdering av et overtakelsestilbud, er likebehandling av aksjonærene. Prinsippet er at styret og ledelsen i en overtakelsesprosess har et uavhengig ansvar for likebehandling av aksjonærene, og at den daglige driften av selskapet ikke skal forstyrres mer enn nødvendig. Ledelsen har ansvar for å sikre at styret gjøres kjent med ethvert potensielt overtakelsestilbud, mens styret har ansvar for å sikre at aksjonærene holdes underrettet og får rimelig tid til å vurdere tilbudet.

Med mindre det foreligger særlige grunner, vil ikke styret treffe tiltak for å forhindre eller vanskeliggjøre et tilbud på selskapets aksjer eller hindre budprosessen uten samtykke fra aksjonærene.

Dersom det kommer inn et tilbud på Aker BPs aksjer, skal styret avgi en uttalelse med vurdering av tilbudet og en begrunnet anbefaling om aksjonærene bør akseptere tilbudet eller ikke. Dersom styret ikke er i stand til å komme med en anbefaling til aksjonærene, skal det redegjøre for årsakene.

Transaksjoner som innebærer salg av hele eller en stor del av selskapet, må vedtas av generalforsamlingen.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

15. REVISOR

Generalforsamlingen velger revisor og godkjenner revisors godtgjørelse. Styret avholder jevnlig møte med revisor uten at representanter fra selskapets ledelse er til stede, for å gjennomgå prosedyrer for intern kontroll og drøfte eventuelle svakheter og forslag til forbedring. Revisor deltar på styremøter for å diskutere årsregnskapet.

Revisor deltar på alle møter i revisjons- og risikoutvalget og møter utvalget uten at selskapets ledelse er til stede. En gang i året fremlegger revisor hovedtrekkene i den årlige revisjonsplanen for selskapet for revisjons- og risikoutvalget. Revisors uavhengighet til selskapet vurderes årlig. Revisjonsutvalget gjennomførte en fullstendig evaluering av revisor i 2016. Revisor kan yte visse revisjonsrelaterte og andre tjenester til selskapet, forutsatt at disse ikke er i strid med dens plikter som revisor. Selskapet har utarbeidet retningslinjer for både revisjonsoppdrag og andre tjenester.

I årsregnskapet skiller det mellom godtgjørelse til revisor og honorar for andre tjenester. I presentasjonen til generalforsamlingen viser styreleder fordelingen mellom godtgjørelse til revisor og honorar for andre tjenester.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

ÅRSREGNSKAP 2016

ÅRSREGNSKAP MED NOTER

OVERSIKT OVER ÅRSREGNSKAP MED NOTER

Resultatregnskap
Oppstilling av totalresultat
Oppstilling av finansiell stilling
Oppstilling av endring i egenkapital
Oppstilling over kontantstrømmer
Noter til regnskapet
Note 1 Sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper
Note 2 Betydelige transaksjoner og hendelser
Note 3 Virksomhetssammenslutning
Note 4 Datterselskaper
Note 5 Segmentinformasjon
Note 6 Utforskningskostnader
Note 7 Varelager
Note 8 Inntekt
Note 9 Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt totale lønnskostnader
Note 10 Revisors godtgjørelse
Note 11 Finansposter
Note 12 Skatt
Note 13 Resultat per aksje
Note 14 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler
Note 15 Nedskrivninger
Note 16 Kundefordringer
Note 17 Andre kortsiktige fordringer
Note 18 Andre langsiktige eiendeler
Note 19 Betalingsmidler
Note 20 Aksjekapital og aksjonærinformasjon
Note 21 Obligasjonslån
Note 22 Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser
Note 23 Derivater
Note 24 Annen rentebærende gjeld
Note 25 Annen kortsiktig gjeld
Note 26 Leieavtaler, finansieringsforpliktelser, garantier og betingede forpliktelser
Note 27 Transaksjoner med nærstående parter
Note 28 Finansielle instrumenter
Note 29 Investering i felleskontrollerte driftsordninger
Note 30 Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)
Note 31 Hendelser etter balansedagen
Erklæring fra styret og administrerende direktør
Alternative prestasjonsindikatorer
Uavhengig revisors beretning

RESULTATREGNSKAP

1 januar - 31 desember (USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2016	2015	2016	2015
Petroleumsinntekter		1 260 803	1 158 683	1 129 939	1 158 683
Annen inntekt		103 326	63 119	-12 242	63 119
Total inntekt	8	1 364 129	1 221 802	1 117 697	1 221 802
Utforskningskostnader	6	147 453	76 404	138 878	76 404
Produksjonskostnader		226 818	141 000	166 219	141 000
Avskrivninger	14	509 027	480 959	495 876	480 959
Nedskrivninger	14, 15	71 375	430 468	71 375	430 468
Andre driftskostnader		21 993	51 608	24 549	51 608
Driftskostnader		976 665	1 180 438	896 897	1 180 438
Driftsresultat		387 464	41 364	220 800	41 364
Renteinntekter		5 795	3 098	5 516	3 098
Annen finansinntekt		42 871	65 385	64 068	65 385
Rentekostnader		82 161	82 774	89 438	82 774
Annen finanskostnad		63 515	140 679	81 101	140 679
Netto finansposter	11	-97 011	-154 971	-100 955	-154 971
Resultat før skattekostnad		290 453	-113 607	119 844	-113 607
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	12	255 482	199 045	84 874	199 045
Årets resultat		34 971	-312 652	34 971	-312 652
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		236 582 807	202 618 602	236 582 807	202 618 602
Gevinst/tap (-) etter skatt per aksje (i USD)	13	0,15	-1,54	0,15	-1,54

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT

1. januar - 31. desember (USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2016	2015	2016	2015
Årets resultat		34 971	-312 652	34 971	-312 652
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)					
Omregningsdifferanse		-59	-	-59	-
Aktuariell gevinst/tap pensjon		-	17	-	17
Totalresultat som tilfaller egenkapitaleiere i morselskap		34 911	-312 636	34 911	-312 636

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING


(USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
EIENDELER					
Immaterielle eiendeler					
Goodwill	14	1 846 971	767 571	1 846 971	762 159
Aktiverte leteutgifter	14	395 260	289 980	395 260	289 980
Andre immaterielle eiendeler	14	1 332 813	648 030	1 332 813	638 983
Varige driftsmidler					
Varige driftsmidler	14	4 441 796	2 979 434	4 441 796	2 979 126
Finansielle eiendeler					
Langsiktige fordringer		47 171	3 782	47 171	3 782
Andre langsiktige eiendeler	18	12 894	12 628	1 932 014	230 317
Sum anleggsmidler		8 076 905	4 701 425	9 996 025	4 904 347
Varer					
Varelager	7	69 434	31 533	69 434	31 533
Fordringer					
Kundefordringer	16	170 000	85 546	170 000	85 546
Andre kortsiktige fordringer	17	422 932	105 190	422 932	99 221
Andre kortsiktige plasseringer		-	2 907	-	2 907
Skattefordring	12	400 638	126 391	139 443	108 393
Kortsiktige derivater	23	-	45 217	-	45 217
Betalingsmidler					
Betalingsmidler	19	115 286	90 599	115 286	79 299
Sum omløpsmidler		1 178 290	487 384	917 096	452 117
SUM EIENDELER		9 255 196	5 188 809	10 913 121	5 356 464

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
EGENKAPITAL OG GJELD					
Egenkapital					
Aksjekapital	20	54 349	37 530	54 349	37 530
Overkurs		3 150 567	1 029 617	3 150 567	1 029 617
Annen egenkapital		-755 709	-728 121	-755 709	-728 121
Sum egenkapital		2 449 207	339 026	2 449 207	339 026
Avsetning for forpliktelser					
Utsatt skatt	12	1 045 542	1 356 114	1 045 542	1 444 386
Langsiktig fjernings- og nedstengingsforpliktelser	22	2 080 940	412 805	2 080 940	412 805
Andre avsetninger for forpliktelser		218 562	1 638	218 562	1 638
Obligasjonslån	21	510 337	503 440	510 337	503 440
Annen rentebærende gjeld	24	2 030 209	2 118 935	2 030 209	2 118 935
Langsiktige derivater	23	35 659	62 012	35 659	62 012
Kortsiktig gjeld					
Leverandørgjeld		88 156	51 078	88 156	48 681
Offentlige trekk og avgifter		39 048	9 060	39 048	8 639
Betalbar skatt	12	92 661	-	92 661	-
Kortsiktige derivater	23	5 049	13 506	5 049	13 506
Kortsiktig gjeld mot datterselskap		-	-	-	93 804
Kortsiktig fjernings- og nedstengingsforpliktelser	22	75 981	10 520	75 981	10 520
Annen kortsiktig gjeld	25	583 844	310 675	2 241 770	299 072
Sum gjeld		6 805 988	4 849 783	8 463 914	5 017 438
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		9 255 196	5 188 809	10 913 121	5 356 464



Øyvind Eriksen, Chair of the Board



Anne Marie Cannor, Deputy Chair



Gro Kjelland, Board member



Bjørn Thore Synsvoll Ribesen, Board member



Lone Margrethe Olstad, Board member



Karl Johnrly Hersvik, Chief Executive Officer


Styret og administrerende direktør i Aker BP ASA
Akerkvarftet, 2. mars 2017



Kjell Inge Røkke, Board member




Trond Brandsrud, Board member



Bernard Looney, Board member



Terje Solheim, Board member



Kate Thomson, Board member

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL - KONSERN OG MORSELSKAP

(USD 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Annen innskutt egenkapital	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser*			
Egenkapital per 31.12.2014	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-872 972	-415 485	651 662
Totalresultat 01.01.2015 - 31.12.2015	-	-	-	17	-	-312 652	-312 636	-312 636
Egenkapital per 31.12.2015	37 530	1 029 617	573 083	-88	-115 491	-1 185 625	-728 121	339 026
Emisjon	16 820	2 120 950	-	-	-	-	-	2 137 769
Betalt utbytte	-	-	-	-	-	-62 500	-62 500	-62 500
Totalresultat 01.01.2016 - 31.12.2016	-	-	-	-	-59	34 971	34 911	34 911
Egenkapital per 31.12.2016	54 349	3 150 567	573 083	-88	-115 550	-1 213 154	-755 709	2 449 207

* Presentasjonsvaluta har retrospektivt blitt endret til amerikanske dollar (USD) som om USD alltid har vært presentasjonsvalutaen. For hver kategori av egenkapitalen per 1. januar 2013, har de historiske valutakursene blitt benyttet ved omregning til USD. Av den grunn har det oppstått en omregningsdifferanse, siden presentasjonsvalutaen er ulik funksjonell valuta i periodene før endringen av funksjonell valuta til USD som ble gjennomført den 15. oktober 2014. For hver periode som presenteres før endring av funksjonell valuta, benyttes sluttkurs ved omregning av utgående balanse av sum egenkapital.

OPPSTILLING OVER KONTANTSTRØMMER

1. januar - 31. desember (USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2016	2015	2016	2015
KONTANTSTRØMMER FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER					
Resultat før skattekostnad		290 453	-113 607	119 844	-113 607
Betalte skatter i perioden		-1 419	-320 618	-1 419	-320 618
Periodens mottatte skattebetalinger		212 944	87 662	208 036	87 662
Avskrivninger	14	509 027	480 959	495 876	480 959
Nedskrivninger	14, 15	71 375	430 468	71 375	430 468
Kalkulatorisk rente i nåverdieregning av fjerningsforpliktelser	11, 22	47 977	26 351	33 473	26 351
Rentekostnader	11	160 808	127 620	168 084	127 620
Rentebetalinger		-161 634	-124 276	-161 634	-124 276
Verdiendring av derivater til virkelig verdi over resultatet	8, 11	10 408	-793	10 408	-793
Amortisering av rente- og etableringskostnader	11	17 915	17 480	17 915	17 480
Gevinst ved endring av pensjonsordning	8	-115 616	-	-	-
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon		-	-2 878	-	-2 878
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	6	51 669	11 682	51 669	11 682
Endring i lager, kundefordringer og leverandørgjeld		-317 488	-13 060	-317 488	-13 060
Endring i fjerningsforpliktelser mot resultatet		-1 131	-1 569	-3 373	-1 569
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		120 365	81 048	198 631	91 579
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		895 652	686 467	891 397	696 999
KONTANTSTRØMMER FRA INVESTERINGSAKTIVITETER					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	22	-12 237	-12 508	-9 995	-12 508
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	14	-935 755	-917 150	-934 410	-917 150
Netto kontantvederlag betalt for og betalingsmidler overdratt fra BP Norge AS		423 990	-	-27 507	-
Oppkjøp av Premier Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)		-	-125 600	11 300	-136 900
Oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS		-	-	-	-88 000
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	14	-181 492	-113 051	-180 825	-35 582
Utbytte fra BP Norge AS		-	-	451 497	-
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-705 494	-1 168 310	-689 940	-1 190 141
KONTANTSTRØMMER FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER					
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-	-70 938	-	-70 938
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-612 825	-330 000	-612 825	-330 000
Netto-opptak av langsiktig gjeld		512 013	685 620	512 013	685 620
Betalt utbytte		-62 500	-	-62 500	-
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		-163 312	284 683	-163 312	284 683
Netto endring i betalingsmidler		26 846	-197 160	38 145	-208 460
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		90 599	296 244	79 299	296 244
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-2 158	-8 485	-2 158	-8 485
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	19	115 286	90 599	115 286	79 299
SPESIFIKASJON AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT					
Bankinnskudd		106 369	86 201	106 369	75 156
Bundne bankinnskudd		8 917	4 398	8 917	4 143
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	19	115 286	90 599	115 286	79 299

Noter

Generell informasjon

Aker BP ASA («Aker BP eller selskapet») er et oljeselskap involvert i leting, utbygging og produksjon av olje og gass på den norske kontinentalsokkelen.

Selskapet er et allmennaksjeselskap som er registrert og hjemmehørende i Norge. Aksjene er notert på Oslo Børs. Selskapets registrerte forretningsadresse er Oksenøyveien 10, 1366 Lysaker, Norge.

Den 30. september 2016 ervervet selskapet BP Norge AS gjennom en transaksjon bestående av aksjer og kontanter. Etter oppkjøpet eier BP Gruppen 30 prosent av selskapet, mens Aker ASA som tidligere eide 49,99 prosent nå har en eierandel på 40 prosent per 31 Desember 2016. I perioden før 2016 ble selskapet konsolidert inn i regnskapet til Aker ASA, men gitt den reduserte eierandelen som følge av transaksjonen konsolideres selskapet ikke i 2016. I tilknytning til oppkjøpet skiftet selskapet navn fra Det norske oljeselskap ASA til Aker BP ASA med tilhørende endring av ticker på Oslo børs fra DETNOR til AKERBP.

Konsernregnskapet til Aker BP består av morselskapet Aker BP ASA og datterselskapet BP Norge AS som er blitt konsolidert fra oppkjøpsdato 30. september 2016. Den første desember 2016 ble aktiviteten fra BP Norge AS overført til Aker BP ASA. Datterselskapene Det norske oil (tidligere Premier Oil Norge AS) og Det norske exploration AS (tidligere Svenska petroleum AS) ble likvidert i 2016. For mer informasjon om datterselskaper se note 4.

Årsregnskapet ble godkjent av styret 2. mars 2017 og vil bli presentert for godkjenning på generalforsamlingen den 5. april 2017.

Note 1 – Sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper

1.1 Basis for utarbeidelse av årsregnskap

Selskapets årsregnskap er utarbeidet i overensstemmelse med regnskapsloven og de internasjonale regnskapsstandardene (IFRS) som er vedtatt av EU.

Regnskapet er utarbeidet basert på historisk kost, med unntak av følgende regnskapsposter:

- finansielle instrumenter til virkelig verdi over resultatet
- lån, fordringer og andre finansielle forpliktelser som er regnskapsført til amortisert kost.

Regnskapet er utarbeidet etter ensartede regnskapsprinsipper for like transaksjoner og hendelser under ellers like forhold.

Det er foretatt noe mindre endringer i presentasjon av poster i resultatregnskapet siden 2015. Amortisering av fjerningsforpliktelse er nå inkludert i regnskapslinjen annen finanskostnad mens den tidligere ble presentert som del av rentekostnad. I tillegg er presentasjon av pensjon ikke lenger skilt ut på egen linje som følge av overgang fra ytelse- til innskuddsordning.

Alle beløp har blitt avrundet til nærmeste hele tusen dersom ikke annet er angitt. Som et resultat av avrundinger vil ikke nødvendigvis tallene i en eller flere rader eller kolonner i regnskapet og notene summere seg opp til tilhørende totalsum.

1.2 Funksjonell- og presentasjonsvaluta

Funksjonell valuta for Aker BP ASA er amerikanske dollar (USD) og presentasjonsvaluta for konsernet er USD.

1.3 Viktige regnskapsvurderinger, estimater og forutsetninger

Utarbeidelse av finansregnskap i overensstemmelse med IFRS krever at ledelsen foretar vurderinger, beregner estimater og legger til grunn forutsetninger som påvirker anvendelsen av regnskapsprinsipper og regnskapsførte beløp for eiendeler og gjeld. Videre krever IFRS at ledelsen gir opplysninger om betingede eiendeler og gjeld på balansedagen, samt rapporterte inntekter og kostnader i løpet av regnskapsperiodene.

De viktigste vurderingene ledelsen har foretatt når det gjelder anvendelse av regnskapsprinsipper gjelder følgende:

Goodwillallokering og metode for nedskrivningstest: I nedskrivningstester allokteres goodwill til de kontantgenererende enheter («KGE»), eller grupper av kontantgenererende enheter, som forventes å oppnå synergier fra virksomhetssammenslutningen som genererte denne. En riktig allokering av goodwill krever at ledelsen gjør vurderinger, og dette kan påvirke etterfølgende nedskrivning i vesentlig grad. Teknisk goodwill er en kategori av goodwill som oppstår som følge av en motpost til utsatt skatt i virksomhetssammenslutninger som beskrevet i punkt 1.8 nedenfor. Det foreligger ingen spesifikk IFRS-veiledning med hensyn til teknisk goodwill, og ledelsen har derfor benyttet den generelle veiledningen vedrørende allokering av goodwill i nedskrivningstestene. Som utgangspunkt vil teknisk goodwill bli allokert til de enkelte KGE ved nedskrivningstester, mens residualgoodwill vil bli allokert på selskapsnivå på tvers av alle KGE-er basert på de spesifikke fakta og omstendigheter rundt virksomhetsoverdragelsen.

Ved nedskrivningstesten for teknisk goodwill har utsatt skatt som er innregnet i tilknytning til kjøpte lisenser redusert netto regnskapsført verdi før nedskrivning. Dette er gjort for å unngå en umiddelbar nedskrivning av all teknisk goodwill. Når initiell innregnet utsatt skatt reduseres, vil mer goodwill være utsatt for nedskrivning. Fremover vil avskrivning av merverdier fra oppkjøpsanalysen medføre redusert utsatt skatteforpliktelse.

Ved salg av lisenser hvor selskapet historisk har innregnet utsatt skatt og goodwill i en virksomhetssammenslutning, har både goodwill og utsatt skatt fra oppkjøpet blitt inkludert i gevinst/tapsberegningen. Ved regnskapsføring av nedskrivning som et resultat av nedskrivningstest på slike lisenser er de samme forutsetninger anvendt for å måle nedskrivningen. Slik unngår man at nedskrivningsbeløpet som innregnes blir oppgrosset med skattebeløpet og med det blir større enn det opprinnelige beløpet etter skatt som ble betalt i virksomhetssammenslutningen.

Regnskapsestimater brukes for å fastsette rapporterte beløp, inkludert muligheten for realisasjon av visse eiendeler, estimere forventet levetid for materielle og immaterielle eiendeler, skattekostnad og annet. Selv om disse estimatene er basert på ledelsens beste skjønn og vurderinger av tidligere og nåværende hendelser og handlinger, kan de faktiske resultater avvike fra estimatene. Estimater og de underliggende forutsetningene blir jevnlig evaluert. Endringer i estimater blir innregnet når de nye estimatene kan fastsettes med tilstrekkelig grad av sikkerhet. Endringer i regnskapsmessige estimater innregnes i den perioden estimatendringene oppstår. Hovedkildene for usikkerhet ved bruk av estimater for selskapet er relatert til følgende:

Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver: Estimater på olje- og gassreserver er utarbeidet av interne eksperter i overensstemmelse med industristandarder. Estimaterne er basert på Aker BPs egne vurderinger av intern informasjon, samt informasjon fra operatørene. I tillegg er reserver sertifisert av en uavhengig tredjepart. Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver omfatter de estimerte mengder råolje, naturgass og kondensater som geologiske og tekniske data med rimelighet anslår å være gjenvinnbare fra kjente reservoarer under eksisterende økonomiske og operasjonelle forhold, per den dato estimatene utarbeides. I estimatene er det lagt til grunn priser ut fra dagens marked, med unntak av allerede kontraktsfestede prisendringer.

Påviste og sannsynlige reserver og produksjonsvolumer benyttes til beregning av avskrivninger av olje- og gassfelt ved bruk av produksjonsenhetsmetoden. Reserveestimater benyttes også under nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler. Endringer i oljepriser og kostnadsestimater kan endre reserveestimater, og dermed tidspunktet for når felt blir ulønnsomme, noe som påvirker tidspunkt for nedstengings- og fjerningsaktivitetene. Endringer i reserveestimater kan også forårsakes av endringer i produksjonsprofil, eller oppstå som følge av ny informasjon om reservoaret. Fremtidige endringer i påviste og sannsynlige olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på avskrivninger, feltets levetid, nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler, samt driftsresultat.

Leting – «Successful efforts»-metoden: Regnskapspraksis i Aker BP er å foreta en midlertidig balanseføring av utgifter relatert til boring av letebrønner, i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassreserver. Disse utgiftene bokføres som aktiverte letetekstnader i finansregnskapet. Dersom det ikke blir funnet ressurser, eller hvis ressursene blir vurdert ikke å være teknisk eller kommersielt utvinnbare, blir utgiftene knyttet til letebrønner kostnadsført. Vurderinger av hvorvidt disse utgiftene fortsatt skal balanseføres eller kostnadsføres i perioden kan ha vesentlig betydning for driftsresultatet i perioden.

Anskaffelseskostnader: Utgifter ved erverv av letelisenser blir balanseført og vurdert for nedskrivning hvis det foreligger indikatorer. Se punkt 1.11 og 1.12 for ytterligere detaljer.

Måling av virkelig verdi: Med jevne mellomrom må virkelig verdi av ikke-finansielle eiendeler og forpliktelser fastsettes, for eksempel når selskapet kjøper en virksomhet, skal foreta forholdsmessig allokering av kjøpesum i en eiendelstransaksjon eller når selskapet måler gjenvinnbart beløp for en eiendel eller kontantgenererende enhet til virkelig verdi fratrukket salgskostnader. Virkelig verdi er prisen som vil mottas ved salg av en eiendel eller betaling for å overføre en forpliktelse i en velordnet transaksjon mellom markedsdeltakere på måletidspunktet. Virkelig verdi på en eiendel eller forpliktelse måles ved bruk av de forutsetningene som markedsdeltakere vil legge til grunn ved prissetting av eiendelen eller forpliktelsen under forutsetning av at markedsdeltakerne opptrer i sine økonomiske beste interesser.

En måling av virkelig verdi av en ikke-finansiell eiendel tar hensyn til markedsdeltakernes evne til å generere økonomiske fordeler ved å bruke eiendelen på best mulig måte, eller ved å selge den til en annen markedsdeltaker som vil bruke eiendelen på best mulig måte. Konsernet benytter verdsettelsesmetoder som er tilpasset forholdene og hvor det foreligger tilstrekkelig informasjon for å måle virkelig verdi

ved mest mulig bruk av relevante observerbare inndata og minst mulig bruk av ikke-observerbare inndata. Virkelig verdi av oljefelt i produksjon og utvikling baseres normalt på en metode for diskonterte kontantstrømmer, hvor fastsettelse av inndata i modellen krever vurderinger fra ledelsen, som beskrevet i avsnittet under vedrørende nedskrivninger.

Nedskrivning/reversering av nedskrivning: Aker BP har betydelige investeringer i eiendeler med lang levetid. Endringer i forventet fremtidig verdi/kontantstrøm knyttet til individuelle eiendeler kan medføre at bokført verdi på enkelte eiendeler nedskrives til estimert gjenvinnbar verdi. Nedskrivninger, med unntak av nedskrivninger av goodwill, skal reverseres dersom betingelsene for nedskrivning ikke lenger foreligger. Vurdering av hvorvidt en eiendel har verdifall, eller om en nedskrivning skal reverseres, kan være komplisert og bygger på skjønn og forutsetninger. Komplexiteten er eksempelvis knyttet til estimering av relevante fremtidige kontantstrømmer ved beregning av bruksverdi, fastsettelse av vurderingsenheter og eventuelt fastsettelse av eiendelenes netto salgsverdi.

Nedskrivningsvurderinger krever langsiktige antakelser vedrørende en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, blant annet fremtidig markedspris på olje, selskapets langsiktige oljeprisforutsetninger, oljeproduksjon, valutakurser og diskonteringsrenter. For å kunne fastsette disse må også terminpriskurver (olje), produksjonsestimater, kostnadsestimater (capex og opex) og endelig restverdi på eiendeler estimeres. På samme måte kreves det nøye vurderinger når en eiendels netto salgsverdi skal fastsettes, dersom det ikke finnes et observerbart marked som kan gi informasjon om en eiendels netto salgsverdi. Se note 14 «Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler» og note 15 «Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler» for detaljer vedrørende nedskrivning.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser: Selskapet har betydelige forpliktelser forbundet med nedstengning og fjerning av offshoreinstallasjoner ved produksjonsperiodens utløp. Forpliktelser relatert til nedstengning og fjerning knyttet til langsiktige eiendeler blir regnskapsført til virkelig verdi på det tidspunkt forpliktelsene pådras. Ved første gangs regnskapsføring av en forpliktelse blir forventet utgift balanseført som produksjonsanlegg og avskrevet over eiendelens økonomiske levetid, fra produksjonsstart. Gjeldende lover og regler, samt teknologisk utvikling, gjør det vanskelig å estimere utgifter knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktiviteter, spesielt når disse ligger langt frem i tid. Estimaten inkluderer blant annet kostnader basert på et antatt fjerningskonsept basert på kjent teknologi, anslag på utgiftene til marine operasjoner, leie av tungløftlektere og borerigg. Som et resultat av dette innebærer førstegangs innregning nøye overveielse av forpliktelsen og tilhørende balanseført kostnad relatert til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser ført i regnskapet, inkludert påfølgende justering av disse postene. Grunnet usikkerheten beskrevet over, kan det forekomme betydelige justeringer i estimatene for forpliktelsene som kan påvirke fremtidige finansielle resultater. Se note 22 for detaljer vedrørende nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

Inntektsskatt: Selskapet kan pådra seg betydelige beløp i betalbar skatt og regnskapsfører også vesentlige endringer i utsatt skatt eller utsatt skattefordel. Disse størrelsene bygger alle på ledelsens tolkning av gjeldende lover, forskrifter og aktuell rettspraksis. Kvaliteten på disse estimatene er i stor grad avhengig av ledelsens evne til å anvende komplekse regelverk, samt identifisere endringer av gjeldende lovverk. Se note 12 for detaljer vedrørende utsatt skatt og betalbar skatt.

1.4 Transaksjoner i utenlandsk valuta

Transaksjoner og balanseposter

Transaksjoner i utenlandsk valuta omregnes til valutakurs på transaksjonstidspunktet. Pengeposter i utenlandsk valuta i oppstilling av finansiell stilling blir omregnet til valutakurs på balansedagen ved periodens slutt. Ikke-monetære poster som måles til historisk kost omregnes til kurs på transaksjonstidspunktet. Ikke-monetære poster i utenlandsk valuta som måles til virkelig verdi omregnes til valutakursene som gjaldt på tidspunktet for beregning av virkelig verdi. Valutagevinster eller -tap resultatføres løpende i regnskapsperioden.

Konsernselskaper

Resultater og oppstilling av finansiell stilling for selskaper som har en annen funksjonell valuta enn presentasjonsvaluta omregnes til presentasjonsvaluta som følger:

- (i) Eiendeler og forpliktelser for hver oppstilling av finansiell stilling presentert omregnes til kurs på balansedato.
- (ii) Inntekter og kostnader for hver resultatoppstilling presentert omregnes ved bruk av gjennomsnittskurs for perioden. Dersom gjennomsnittskurs ikke er en rimelig tilnærming til den akkumulerte effekten av å benytte faktiske transaksjonskurser, er inntekter og kostnader omregnet ved å benytte kursen på transaksjonsdato.
- (iii) Egenkapitaltransaksjoner er omregnet ved kurs på transaksjonsdato.

Omregningsdifferanser som følge av dette er ført mot andre inntekter og kostnader. Den samme metoden er benyttet for omregning av morselskapets regnskap til USD som presentasjonsvaluta for perioder forut for endring i funksjonell valuta til USD.

1.5 Inntektsføring

Salg av petroleumsprodukter inntektsføres på basis av selskapets ideelle andel av produksjonen i perioden, uavhengig av faktisk salg (rettighetsmetoden).

Dette gjennomføres ved at overløft av petroleum, representert ved en positiv forskjell mellom faktisk salg og ideell andel av produksjon blir regnskapsført som en forpliktelse (utsatt inntekt) og ikke inntektsført. Ved underløft av petroleum oppstår en eiendel og tilhørende inntekt.

Overløft presenteres som kortsiktig gjeld, mens underløft presenteres som kortsiktig fordring. Verdi av over-/underløft settes til estimert salgsverdi fratrukket estimerte salgskostnader. Andre inntekter resultatføres når levering av varer og tjenester har funnet sted og det vesentligste av risiko og kontroll er overført. Gevinster ved salg av eiendeler som beskrevet i punkt 1.9 er inkludert i andre inntekter.

Tariffinntekter fra prosessering av olje og gass er inntektsført i henhold til underliggende avtaler.

Inntekter presenteres eksklusiv skatter og avgifter knyttet til petroleumsprodukter.

Utbytte inntektsføres når aksjonærens rettighet til å motta utbytte er fastsatt av generalforsamlingen.

Renter inntektsføres i henhold til effektiv rentemetode når den er opptjent.

1.6 Andel i felleskontrollerte ordninger

IFRS definerer felleskontrollert ordning som en ordning hvor to eller flere parter har felles kontroll. Felles kontroll er en kontraktsregulert deling av kontroll i en ordning, som bare eksisterer når beslutninger om de relevante aktiviteter (de som i vesentlig grad påvirker avkastningen fra ordningen) krever enstemmighet fra partene som deler kontroll.

Selskapet har eiendeler i lisenser på norsk kontinentalsokkel. I henhold til IFRS 11 Felleskontrollerte ordninger er en felleskontrollert driftsordning en ordning hvor partene som har felles kontroll har rettigheter til eiendelene og svarer for forpliktelsene knyttet til ordningen. Selskapet regnskapsfører investeringer i felleskontrollerte driftsordninger (olje- og gasslisenser), ved å regnskapsføre sin andel av eiendelens inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm under de respektive postene i selskapets finansregnskap.

For de lisensene som ikke vurderes å være en felleskontrollert driftsordning i henhold til definisjonen i IFRS 11 fordi det ikke er felles kontroll, regnskapsfører selskapet sin andel av inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm linje for linje i finansregnskapet i henhold til de relevante IFRS-er.

1.7 Klassifisering i oppstilling av finansielle stilling

Omløpsmidler og kortsiktig gjeld inkluderer poster som forfaller til betaling mindre enn ett år etter utgangen av rapporteringsperioden, samt poster som er knyttet til ordinær virksomhet. Neste års avdrag på langsiktig gjeld blir klassifisert som kortsiktig gjeld. Finansielle investeringer i aksjer klassifiseres som omløpsmidler, mens strategiske investeringer og andre eiendeler klassifiseres som anleggsmidler.

1.8 Virksomhetssammenslutning og goodwill

En virksomhetssammenslutning foreligger når en ervervet enkelteienel eller gruppe av eiendeler utgjør en virksomhet (en samling av aktiviteter eller eiendeler som styres og forvaltes med det formål å gi avkastning til investorene). Virksomheten består av innsatsfaktorer og prosesser som utøves på disse innsatsfaktorene og som har en evne til å skape produkter.

Kjøpt virksomhet innregnes i regnskapet fra overtakelsestidspunktet. Overtakelsestidspunktet defineres som det tidspunkt selskapet oppnår kontroll over de finansielle og driftsmessige forhold. Dette tidspunkt kan avvike fra det tidspunkt eierandeler faktisk overføres. Solgt virksomhet innregnes i regnskapet frem til salgstidspunktet.

Sammenligningstall korrigeres ikke for kjøpt, solgt eller avvirket virksomhet.

Oppkjøpsmetoden benyttes som regnskapsmetode ved kjøp av virksomhet. Anskaffelseskost måles til virkelig verdi av eiendeler benyttet til vederlag, inkludert betingede vederlag, egenkapitalinstrumenter som utstedes og forpliktelser pådratt i forbindelse med overføring av kontroll. Anskaffelseskost måles mot virkelig verdi av de kjøpte eiendeler og forpliktelser. Identifiserbare immaterielle eiendeler innregnes ved oppkjøp dersom de kan utskilles eller oppfyller det kontraktsrettslige kriteriet. Dersom anskaffelseskost ved oppkjøpet overstiger virkelig verdi av netto eiendeler på oppkjøpstidspunktet (når overtaker får kontroll med overdrager), oppstår det goodwill. Dersom virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler overstiger anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet, vil overskytende beløp inntektsføres på overtakelsestidspunktet.

Goodwill allokteres til kontantstrømgenererende enheter eller grupper av kontantstrømgenererende enheter som forventes å ha fordel av synergieffekter av virksomhetssammenslutningen. Allokering av goodwill kan variere avhengig av basis for initiell innregning.

Hoveddelen av selskapets goodwill er relatert til kravet om å regnskapsføre utsatt skatt på forskjellen mellom virkelig verdi og de relaterte skattemessige verdier («teknisk goodwill»). Fastsettelsen av virkelig verdi på lisenser er basert på kontantstrømmer etter skatt. Dette skyldes at slike lisenser kun omsettes i markedet etter skatt basert på vedtak fra Finansdepartementet i tråd med § 10 i petroleumsskatteloven. Kjøper er derfor ikke berettiget til å kreve skattefradrag for den delen av vederlaget som overstiger overtatt

skatteposisjon fra selger. Det foretas avsetning for utsatt skatt av differansen mellom anskaffelseskost og overtatt skattemessig avskrivningsbase i henhold til IAS 12 punkt 15 og 24. Motpost til denne utsatte skatten er goodwill, som også kalles «teknisk goodwill», grunnet at opphavet skyldes den utsatte skatten. Teknisk goodwill testes for nedskrivning separat for hver kontantgenererende enhet som har gitt opphav til den tekniske goodwill. En kontantgenererende enhet kan være individuelle oljefelt, eller en gruppe av oljefelt som er knyttet til den samme infrastruktur/produksjonsutstyr.

Estimering av virkelig verdi og goodwill kan justeres i inntil 12 måneder etter overtakelsen dersom nye opplysninger har kommet til om fakta og omstendigheter som forelå på overtakelsestidspunktet og som, dersom disse hadde vært kjent, ville ha påvirket målingen av de beløpene som er innregnet fra og med dette tidspunktet.

Oppkjøpsrelaterte utgifter ut over emisjons- og låneopptaksutgifter kostnadsføres etter hvert som de pådras.

1.9 Kjøp, salg og byte av lisenser

Ved oppkjøp av lisenser som gir rettigheter til leting etter og utvinning av petroleum, vurderes det for hvert oppkjøp om kjøpet skal klassifiseres som virksomhetssammenslutning (se punkt 1.8) eller kjøp av eiendel. Som hovedregel vil kjøp av lisenser som er under utbygging eller er i produksjon bli behandlet som virksomhetssammenslutning. Andre kjøp av lisenser blir som regel behandlet som kjøp av eiendel og beskrevet nedenfor.

Olje- og gassproduserende lisenser

For lisenser i utbyggingsfasen blir anskaffelseskostnaden allokert mellom balanseførte leteutgifter, lisensrettigheter og produksjonsanlegg.

I forbindelse med avtale om kjøp/byte av andeler blir det mellom partene fastsatt en effektiv dato for overtakelse av netto kontantstrøm (ofte satt til 01.01. i kalenderåret, som også normalt vil være transaksjonsdato for skatteformål). I perioden mellom effektiv dato og gjennomføringsdato vil selger inkludere den kjøpte andelen i selgers regnskap. I henhold til kjøpsavtalen skjer det et oppgjør mot selger av netto kontantstrøm fra eiendelen i perioden fra effektiv dato til gjennomføringsdato (Pro & Contra-oppgjør). Pro & Contra-oppgjøret vil bli justert mot gevinst/tap hos selger og mot eiendelen hos kjøper, idet oppgjøret (etter reduksjon for skatt) anses som en del av vederlaget i transaksjonen. Fra og med gjennomføringsdato inkluderes inntekter og kostnader fra den relevante lisensen i resultatet hos kjøper, som definert i 1.8 over.

Skattemessig vil kjøper medta til beskatning netto kontantstrøm (Pro & Contra) og eventuelle øvrige inntekter og kostnader fra og med effektiv dato.

Det gjøres ikke avsetning for utsatt skatt knyttet til erverv av lisenser som er definert som kjøp av eiendeler.

Farm-in avtaler

Farm-in-avtaler blir vanligvis inngått i letefasen og kjennetegnes ved at selger avstår fra fremtidige økonomiske fordeler, i form av reserver, i bytte mot reduserte fremtidige finansieringsforpliktelser. Et eksempel kan være at en lisensandel overtas mot dekning av selgers andel av utgiftene relatert til boring av en brønn. I letefasen bokfører selskapet normalt farm-in-avtaler basert på historisk kost, da virkelig verdi oftest er vanskelig å måle.

Bytte (Swaps)

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av den eiendelen som avstås, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi av verken ervervet eller avhendet eiendel er reelt målbar. I letefasen bokfører selskapet normalt bytter basert på historisk kost, da virkelig verdi oftest er vanskelig å måle.

1.10 Unitisering

I henhold til norsk lov er en unitisering påkrevd dersom en petroleumsforekomst dekker mer enn én utvinningstillatelse og disse utvinningstillatelsene har ulike rettighetshavergrupper. Det må oppnås enighet om en mest mulig rasjonell samordning av felles utbygging og eierskapsfordeling av petroleumsforekomsten. En unitiseringsavtale må godkjennes av Olje- og energidepartementet.

Selskapet bokfører unitiseringer i letefasen basert på historisk kost, da det ofte er vanskelig å måle virkelig verdi. For unitiseringer som involverer lisenser som ikke er i letefasen, blir det vurdert hvorvidt dette skal anses som en transaksjon med forretningsmessig innhold. I så tilfelle blir unitiseringen bokført til virkelig verdi.

1.11 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Generelt

Varige driftsmidler bokføres til historisk kost. Avskrivning av andre eiendeler enn olje- og gassfelt blir fordelt lineært over estimert levetid og justert for nedskrivning og endring i utraneringsverdi dersom det er aktuelt.

Bokført verdi på varige driftsmidler består av anskaffelseskost fratrukket akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Påkostninger på leide lokaler aktiveres og avskrives over gjenværende leieperiode hvis innregningskriteriene for en eiendel er oppfylt.

Forventet økonomisk levetid for varige driftsmidler blir vurdert årlig, og i tilfeller hvor disse varierer betydelig fra tidligere estimater, blir avskrivningsperioden endret tilsvarende. Estimattendringen innregnes fremadrettet ved at den resultatføres i perioden da endringen finner sted og i fremtidige perioder dersom endringen påvirker begge.

Utrangeringsverdien av en eiendel er det estimerte beløpet selskapet vil innbringe ved salg av eiendelen etter fradrag for estimerte salgskostnader, hvis eiendelen allerede var av den alder og standard som er forventet på slutten av dens levetid.

Ordinære reparasjons- og vedlikeholdskostnader som påløper knyttet til den daglige driften, blir belastet resultatregnskapet i den perioden de oppstår. Kostnader til vesentlige reparasjoner og vedlikehold er inkludert i eiendelens bokførte verdi.

Gevinst og tap ved salg fastsettes ved å sammenholde salgssum med bokført verdi, og inkluderes henholdsvis i andre driftsinntekter og andre driftskostnader. Eiendeler holdt for salg blir rapportert til det laveste av bokført verdi og virkelig verdi fratrukket salgskostnader.

Driftsmidler knyttet til oljevirkosomheten

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

Balansførte letekostnader blir klassifisert som immaterielle eiendeler, og blir omklassifisert til materielle eiendeler ved start av utbygging. For regnskapsformål regnes feltet å gå inn i utbyggingsfasen når det kan påvises tekniske forutsetninger for kommersiell levedyktighet av å utvinne feltet, normalt når konseptvalg foretas. Alle kostnader forbundet med utbygging av kommersielle olje- og/eller gassfelt blir balansført som materielle eiendeler. Utgifter relatert til driftsforberedelser blir kostnadsført løpende.

Selskapet benytter «successful efforts»-metoden ved regnskapsføring av lete- og utviklingskostnader. Alle letekostnader, inkludert seismiske anskaffelser, seismiske studier, bruk av egen tid, med unntak av kostnader knyttet til erverv av lisenser og boring av letebrønner, blir kostnadsført løpende. Den aktiverte letekostnaden per rapporteringsdato blir kostnadsført i de tilfeller hvor: evalueringen av letebrønnen er avsluttet før årsregnskapet er godkjent, leteboring fortsatt pågår i påfølgende periode etter rapporteringsdatoen, og resultatet av boreoperasjonen er negativt.

Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig balansført i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassressurser. Slike utgifter kan stå oppført i balansen i mer enn ett år. Hovedkriteriene er at det enten foreligger fastlagte planer for fremtidig boring i lisensen, eller at en utbyggingsbeslutning forventes å foreligge i nær fremtid. Dersom ingen ressurser blir funnet, eller dersom ressursene anses å ikke være teknisk eller kommersielt utvinnbare, vil kostnader relatert til boringen av letebrønnene bli utgiftsført.

Ervervede lisensrettigheter blir innregnet som immaterielle eiendeler på ervervstidspunktet. Ervervede lisensrettighetene som relaterer seg til felt i letefasen, blir stående som immaterielle eiendeler også når feltene går over i utbyggings- og produksjonsfasen.

Avskrivning av olje- og gassfelt

Balansførte letekostnader, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass, balansføres som produksjonsanlegg inkludert brønner og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Ervervede eiendeler som benyttes til utvinning og produksjon av petroleumsforekomster, herunder lisensrettigheter, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige reserver. Reservegrunnlaget som benyttes for avskrivningsformål oppdateres minst én gang i året. Alle endringer i reservene som påvirker avskrivningsberegningen blir reflektert prospektivt.

1.12 Nedskrivning

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler (inkludert lisensrettigheter, eksklusiv goodwill) med begrenset levetid blir vurdert for potensielt verdifall når hendelser eller endringer i omgivelsene indikerer at bokført verdi på eiendeler er høyere enn gjenvinnbart beløp.

Vurderingsenheter ved vurdering av verdifall bestemmes av det laveste nivået hvor det er mulig å identifisere kontantstrømmer som er uavhengige av kontantstrømmene fra andre grupperinger av anleggsmidler. For olje- og gaseiendeler blir dette gjort på felt- eller lisensnivå. For balanseførte leteutgifter testes verdifall for hver brønn. Nedskrivning resultatføres når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens netto salgsverdi og bruksverdi. I vurdering av bruksverdi er forventet fremtidig kontantstrøm diskontert til nåverdi ved å benytte en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer dagens markedsvurderinger på tidsverdien og den spesifikke risikoen på eiendelen. Diskonteringsrenten er avledet fra beregnet gjennomsnittlig kapitalkostnad (vektet gjennomsnittlig kapitalavkastningskrav - WACC).

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt i de ulike lisensene på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Levetiden for feltene for nedskrivningsformål fastsettes til det tidspunkt kontantstrøm fra drift er negativ.

For ervervede letelisenser vil en vurdering bli foretatt i henhold til avsnitt 1.11 over – en vurdering av hvorvidt planer for fremtidige aktiviteter foreligger eller, dersom aktuelt, en evaluering av hvorvidt utbygging vil bli besluttet i nær fremtid.

En tidligere bokført nedskrivning reverseres kun hvis det har oppstått endringer i estimatene brukt ved beregningen av gjenvinnbart beløp, men ikke til et høyere beløp enn om nedskrivningen tidligere ikke hadde blitt bokført. Slike reverseringer blir ført i resultatet. Etter en reversering blir avskrivningsbeløpet justert i fremtidige perioder for å fordele eiendelens reviderte bokførte verdi, fratrukket eventuell restverdi, på et systematisk grunnlag over eiendelens fremtidige økonomiske levetid.

Goodwill

Goodwill testes årlig for verdifall eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et vesentlig verdifall.

Nedskrivning av goodwill gjøres ved å vurdere gjenvinnbar verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwill er relatert til. Nedskrivning foretas dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn balanseført verdi av feltet/lisensen inklusive tilhørende goodwill og utsatt skatt som beskrevet i pkt. 1.8. Nedskrivning av verdifall på goodwill kan ikke reverseres i senere perioder. Selskapet utfører nedskrivningstest i løpet av fjerde kvartal hvert år.

Ved salg av en lisens hvor selskapet historisk har innregnet utsatt skatt og goodwill i en virksomhetsoverdragelse, vil både goodwill og utsatt skatt fra virksomhetsoverdragelsen inngå i gevinst-/tapsberegningen. Ved nedskrivning av slike lisenser som følge av nedskrivningstester, anvendes tilsvarende forutsetning ved måling av nedskrivningsbeløpet, slik at en unngår skattemessig oppgrossing av nedskrivningsbeløpet. Regnskapsført nedskrivning blir da ikke høyere enn det opprinnelige beløp som ble betalt i virksomhetssammenslutningen.

1.13 Finansielle instrumenter

Selskapet har klassifisert finansielle instrumenter i følgende kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser:

- Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet (hovedsakelig derivater)
- Utlån og fordringer
- Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet (derivater)
- Andre finansielle forpliktelser

Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked er klassifisert som utlån og fordringer.

Andre finansielle forpliktelser omfatter forpliktelser som ikke er holdt for omsetning eller klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet".

For finansielle instrumenter som ikke omsettes i et aktivt marked, blir virkelig verdi fastsatt ved verdsettingsmetoder. Slike metoder kan omfatte bruk av priser i nylig gjennomførte transaksjoner i markedet, referanse til nåværende virkelig verdi på sammenlignbare instrumenter, diskonterte kontantstrømmer eller andre verdsettingsmetoder.

En analyse av virkelig verdi på finansielle instrumenter og nærmere detaljer vedrørende hvordan de er målt er gitt i note 28.

1.14 Nedskrivning av finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler vurdert til amortisert kost nedskrives når det ut fra objektive bevis er sannsynlig at instrumentets kontantstrømmer har blitt påvirket i negativ retning av en eller flere begivenheter som har inntrådt etter førstegangs regnskapsføring av instrumentet. I tillegg må begivenheten som medfører tap ha en innvirkning på estimerte fremtidige kontantstrømmer som kan beregnes pålitelig. Nedskrivningsbeløpet resultatføres. Dersom årsaken til nedskrivningen i en senere periode bortfaller, og bortfallet kan knyttes objektivt til en hendelse som skjer etter at verdifallet er innregnet, reverseres den tidligere nedskrivningen. Reverseringen skal ikke resultere i at den bokførte verdien av den finansielle eiendelen overstiger beløpet for det som amortisert kost ville ha vært, dersom verdifallet ikke var blitt innregnet på tidspunktet da nedskrivningen blir reversert. Reversering av tidligere nedskrivning presenteres på samme linje som den opprinnelige nedskrivningen.

1.15 Forskning og utvikling

Forskning er originale og planlagte undersøkelser som foretas med sikte på å oppnå ny vitenskapelig eller teknisk kunnskap eller forståelse. Utvikling er anvendelse av forskningsfunn eller annen kunnskap på en plan eller et design for produksjon av nye eller vesentlig forbedrede materialer, innretninger, produkter, prosesser, systemer eller tjenester før kommersiell produksjon eller bruk kommer i gang.

Konsesjonsverket for lisenser på norsk sokkel stimulerer til gjennomføring av forsknings- og utviklingsaktivitet. Selskapet driver kun forskning og utvikling gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensene. Det er selskapets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling som vurderes med hensyn til balanseføring. Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler blir balanseført når følgende kriterier er oppfylt:

- Selskapet kan demonstrere at de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; demoversjon;
- Selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den;
- Selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den;
- Den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler;
- Selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen, ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen, og;
- Selskapet evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen mens den er under utvikling.

Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

Utgifter som balanseføres inkluderer materialkostnader, direkte lønnskostnader og en andel av direkte henførbare fellesutgifter. Utviklingskostnader balanseføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger.

Balanseførte utviklingskostnader avskrives over eiendelens estimerte levetid.

1.16 Presentasjon av lønns- og administrasjonskostnader

Selskapet presenterer lønns- og driftskostnader basert på funksjonene utbyggings-, drifts- og utforskningsaktiviteter basert på registrerte timer arbeidet. Som grunnlag benyttes brutto lønns- og driftskostnader redusert med allerede fakturerte beløp til opererte lisenser.

1.17 Leieavtaler

Selskapet som leietaker

Leieavtaler hvor selskapet overtar en vesentlige del av risiko og avkastning som er forbundet med eierskap av eiendelen, er finansielle leieavtaler. Ved leieperiodens begynnelse innregnes finansielle leieavtaler til et beløp tilsvarende det laveste av virkelig verdi og minsteleiens nåverdi, fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Ved beregning av leieavtalens nåverdi benyttes den implisitte rentekostnaden i leiekontrakten dersom det er mulig å beregne denne. I motsatt fall benyttes selskapets marginale lånerente. Direkte utgifter knyttet til etablering av leiekontrakten er inkludert i eiendelens kostpris.

Finansielle leieavtaler innregnes som varige driftsmidler i balansen, og har samme avskrivningstid som selskapets øvrige avskrivbare eiendeler. Dersom det ikke foreligger en rimelig sikkerhet for at selskapet vil overta eierskapet ved utløpet av leieperioden, avskrives eiendelen over den korteste av periodene for leieavtalens løpetid og for eiendelens økonomiske levetid.

Operasjonelle leieavtaler

Leieavtaler hvor det vesentligste av risiko og avkastning som er forbundet med eierskap av eiendelen ikke er overført, klassifiseres som operasjonelle leieavtaler. Leiebetalinger klassifiseres som driftskostnad og resultatføres lineært over kontraktperioden.

1.18 Kundefordringer

Kundefordringer er oppført i balansen til pålydende etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap gjøres på grunnlag av individuelle vurderinger av de enkelte fordringene. Kjente tap på krav kostnadsføres løpende.

1.19 Låneutgifter

Låneutgifter som er direkte henførbare til anskaffelse, tilvirkning eller produksjon av en kvalifiserende eiendel skal balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost. Balanseføring av kapitaliserte lånekostnader skjer kun i utbyggingsfasen. Andre låneutgifter kostnadsføres i den perioden de påløper.

En kvalifiserende eiendel er en eiendel som krever en lang periode for å bli klar for påtenkt bruk eller salg. Kvalifiserende eiendeler er vanligvis knyttet til store utviklings- eller utbyggingsprosjekter.

1.20 Varelager

Reservedeler

Reservedeler er vurdert til lavest av kostpris og netto salgsverdi etter FIFO-prinsippet (first-in, first-out). Kostnader inkluderer råmaterialer, frakt og direkte produksjonskostnader i tillegg til deler av indirekte kostnader.

1.21 Betalingsmidler

Kontanter og kontantekvivalenter består av kasse, bankinnskudd, samt andre kortsiktige meget likvide investeringer med opprinnelig forfall på tre måneder eller mindre. Kassekreditt er inkludert som kortsiktige lån i balansen.

1.22 Rentebærende gjeld

Alle lån blir opprinnelig bokført til anskaffelseskost, som er virkelig verdi på mottatt beløp fratrukket utstedelseskostnader tilknyttet lånet.

Etter første gangs regnskapsføring blir rentebærende lån senere målt til amortisert kost med bruk av effektiv rentemetode; alle differanser mellom anskaffelsesbeløp (etter transaksjonskostnader) og innløsningsverdi blir løpende ført i resultatregnskapet frem til forfallstidspunkt. Amortisert kost blir beregnet ved å ta hensyn til alle utstedelseskostnader samt rabatt eller premie på oppgjørsdato.

1.23 Skatt

Generelt

Betalbar skatt/skatt til gode for inneværende og tidligere perioder måles til beløpet som forventes å mottas fra eller betales til skattemyndighetene.

Skattekostnad består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt/skattefordel er beregnet på alle forskjeller mellom regnskapsmessig og skattemessig verdi på eiendeler og gjeld, med unntak av midlertidig forskjell knyttet til erverv av lisenser som er definert som eiendelskjøp.

Balansført verdi av utsatt skattefordel blir vurdert og redusert i den utstrekning det ikke lenger er sannsynlig at fremtidig inntjening vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene. Ikke balansført utsatt skattefordel blir revurdert ved hver balansedag, og balansføres i den utstrekning det er sannsynlig at fremtidig inntjening eller gjeldende skatteregler vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene.

Utsatt skatt og skattefordel måles til skattesatsene som er forventet å gjelde på det tidspunkt der skattefordelen blir realisert eller skatteforpliktelsen innfridd, basert på skatterater og skatteregler som er vedtatt eller i det vesentlige er vedtatt på balansedagen.

Betalbar skatt og utsatt skatt er regnskapsført direkte mot egenkapitalen eller i oppstilling av totalresultat i den grad skattepostene relaterer seg direkte til egenkapitaltransaksjoner eller andre deler av totalresultatet.

Utsatt skatt og utsatt skattefordel er vist netto dersom: det eksisterer en lovlig rett til nettoføring; den utsatte skattefordelen og forpliktelsen relaterer seg til samme skattesubjekt; skatten skal betales til skattemyndighetene.

Petroleumsbeskatning

Aker BP er som et utvinningsselskap underlagt spesialbestemmelsene i petroleumsskatteloven. Inntekter fra salg av petroleumsprodukter på norsk kontinentalsokkel gir grunnlag for ordinær skattesats og særskattesats under petroleumsskatteloven. Skatteraten for ordinær selskapskatt var 27 prosent fram til 1. januar 2014 da den ble endret til 27 prosent. Skatteraten for særskatt var 51 prosent fram til samme dato, da den ble endret til 53 prosent. Fra 1. januar 2017 er satsene endret ytterligere til henholdsvis 24 og 54 prosent, som vil påvirke beregningen av utsatt skatt i 2016.

Skattemessige avskrivninger

Rørledninger og produksjonsinnretninger kan avskrives med inntil 16 2/3 prosent årlig, dvs. lineært over seks år. Avskrivningen kan påbegynnes etter hvert som utgiftene blir pådratt. Ved avslutning av produksjonen på et felt kan gjenværende kostpris føres til fradrag i avslutningsåret.

Friinntekt

Friinntekt er et særlig inntektsfradrag i grunnlaget for beregning av særskatt. Friinntekten beregnes på grunnlag av investeringer i rørledninger og produksjonsinnretninger, og kan ses på som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget. Friinntekten utgjorde frem til 5. mai 2013 7,5 prosent pr. år i fire år, til sammen 30 prosent av investeringen. Fra 5. mai er satsen 5,5 prosent pr. år i fire år (5,4 prosent fra 2017), til sammen 22 prosent av investeringen (21,6 prosent fra 2017). For noen av selskapets eldre felter gjelder overgangsreglene som tillater bruk av gammel friinntektsats på 7,5 prosent frem til produksjonsstart. Friinntekten innregnes i det år som den kommer til fradrag i selskapenes selvangivelse og påvirker således periodeskatt på tilsvarende måte som en permanent forskjell.

Finansposter

Gjeldsrenter med tilhørende valutatap/gevinst (netto finanskostnader på rentebærende gjeld) fordeles mellom sokkel- og landjurisdiksjon. Fradraget på sokkelen beregnes som netto finanskostnader på rentebærende gjeld, multiplisert med 50 prosent av forholdet mellom skattemessig nedskrevet verdi pr. 31. desember i inntektsåret av formuesobjektene tilordnet sokkelen, og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret.

Resterende finanskostnader, valutagevinst og tap og alle renteinntektene fordeles til land.

Udekket tap i landjurisdiksjon som er et resultat av fordelingen av netto finanskostnader kan allokere til sokkel og til fradrag i alminnelig inntekt.

Kun 50 prosent av øvrige tap i landjurisdiksjon tillates ført mot sokkel og til fradrag i alminnelig inntekt.

Leteutgifter

Selskapene kan kreve utbetalt fra staten skatteverdien av pådratte leteutgifter for så vidt disse ikke overstiger årets skattemessige underskudd allokert til sokkelvirksomhet. Fordringen er inkludert i linjen skattefordring i balansen.

Skattemessig underskudd

Særskattepliktige virksomheter kan uten tidsbegrensning kreve fremført underskudd med tillegg av en rente. Tilsvarende fremføringsadgang gjelder også for ubenyttet friinntekt. Skatteposisjonen kan overdras ved realisasjon av samlet virksomhet eller ved fusjon. Alternativt kan skatteverdien kreves utbetalt fra staten dersom selskapets petroleumsvirksomhet opphører. Skattemessig underskudd vil bli reklassifisert fra utsatt skatt til betalbar skatt på tidspunktet petroleumsvirksomheten opphører, eller overføres til et annet selskap.

1.24 Ansatteytelser

Pensjonsordninger

Gevinst og tap på avkortning eller oppgjør av en ytelsesbasert pensjonsordning innregnes i resultatet når avkortningen eller oppgjøret inntreffer. Avviklingen av ytelsesordningen for ansatte i BP Norge AS i 2016 ble innregnet i henhold til dette prinsippet. En innskuddsplan erstattet ytelsesordningen, og selskapet betaler innskudd for fulltidsansatte tilsvarende 7 prosent av lønn opp til 7,1G og 25,1 prosent mellom 7,1 og 12G. Pensjonspremiene kostnadsføres etter hvert som de påløper.

Det er innført en avtalefestet pensjonsordning (AFP) for alle ansatte. Denne ordningen er behandlet som en innskuddsbasert pensjon, og kostnadsføres løpende

1.25 Avsetninger

En avsetning blir regnskapsført når selskapet har en faktisk forpliktelse (juridisk eller selvpålagt) som følge av en tidligere hendelse dersom: det er sannsynlig at økonomiske ytelser vil bli påkrevd for å gjøre opp forpliktelsen og beløpets størrelse kan estimeres pålitelig. Avsetninger vurderes ved slutten av hver periode og justeres for å reflektere beste estimat.

Hvis tidseffekten er vesentlig, diskonteres avsetninger med en diskonteringsrente før skatt som reflekterer markedets prissetning av tidsverdien av penger og risiko spesifikt knyttet til forpliktelsen. Ved diskontering blir bokført verdi av avsetningene økt i hver periode for å reflektere endring i tidspunkt for forfall av forpliktelsen. Denne økningen kostnadsføres som en rentekostnad.

Nedstengnings- og fjerningskostnader:

I henhold til konsesjonsvilkårene for de lisenser som selskapet deltar i, kan den norske stat ved produksjonsopphør eller når lisensperioden utløper, pålegge rettighetshaverne å fjerne installasjonene helt eller delvis.

Ved første gangs innregning av en nedstengings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører selskapet nåverdien av fremtidige utgifter til nedstenging og fjerning. En tilsvarende eiendel regnskapsføres som varig driftsmiddel, og avskrives ved bruk av produksjonshetsmetoden. Endring i tidsverdi (nåverdi) av forpliktelsen knyttet til nedstenging og fjerning, kostnadsføres som en finanskostnad, og øker balanseført forpliktelse for fremtidige utgifter til nedstenging og fjerning. Endring i beste estimat for utgifter knyttet til nedstenging og fjerning regnskapsføres mot balansen. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsen er risikofri rente tillagt et kredittrisikoelement.

1.26 Segment

Selskapets virksomhet har siden etableringen i sin helhet foregått innenfor ett og samme segment, definert som undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge. Selskapets virksomhet foregår kun på norsk sokkel, og ledelsen følger opp selskapet på dette nivået. Finansiell informasjon vedrørende geografisk fordeling og store kunder er presentert i note 5.

1.27 Resultat per aksje

Resultat per aksje er beregnet ved å dividere ordinært resultat som tilfaller aksjonærer i morselskapet på veid gjennomsnitt av totalt utestående aksjer. Utstedte aksjer i løpet av året blir vektet i forhold til hvilket tidspunkt de ble utstedt. Utvannet resultat per aksje beregnes som årsresultat dividert på et veid gjennomsnitt av utestående aksjer i løpet av perioden justert for effekten av eventuelle opsjoner

1.28 Betingede forpliktelser og eiendeler

For utenom tilfeller av virksomhetssammenslutninger, er verken betingede forpliktelser eller betingede eiendeler er innregnet i regnskapet.

En betinget forpliktelse er en mulig forpliktelse som oppstår som følge av en tidligere hendelse og hvis eksistens bare vil bli bekreftet ved at det i fremtiden inntreffer eller ikke inntreffer én eller flere usikre hendelser som ikke i sin helhet er innenfor foretakets kontroll; eller en eksisterende forpliktelse som oppstår av tidligere hendelser men som ikke er innregnet fordi det ikke er sannsynlig at en strøm av ressurser som omfatter økonomiske fordeler ut fra foretaket vil kreves for å gjøre opp forpliktelsen eller forpliktelsen kan ikke måles på en pålitelig måte.

Det opplyses i note om betingede forpliktelser, med unntak av betingede forpliktelser hvor sannsynligheten for forpliktelsen er meget lav.

En betinget eiendel er en mulig eiendel som oppstår av tidligere hendelser og hvis eksistens bare vil bli bekreftet ved at det i fremtiden inntreffer eller ikke inntreffer en eller flere usikre hendelser som ikke i sin helhet er innenfor foretakets kontroll. Det blir gitt noteinformasjon om slike eiendeler dersom det er sannsynlig at en fordel vil tilfalle selskapet.

1.29 Endringer i regnskapsstandarder og fortolkninger som:

Har trådt i kraft:

Anvendte regnskapsprinsipper er konsistente med prinsippene anvendt i foregående regnskapsperiode, med unntak av følgende endringer i IFRS som har blitt implementert med virkning fra 1. januar 2016 relevant for konsernet.

Utstedt, men har ikke trådt i kraft:

Standardene og fortolkningene som er vedtatt frem til tidspunkt for avleggelse av finansregnskapet, men hvor ikrafttredelsestidspunkt er frem i tid, er oppgitt under. De endringer som er forventet å påvirke konsernet er opplyst om under. Selskapets intensjon er å implementere de relevante endringene på ikrafttredelsestidspunktet, under forutsetning av at EU godkjenner endringene før avleggelse av finansregnskapet.

IFRS 9 Finansielle instrumenter

I juli 2014 publiserte IASB den endelige versjonen av IFRS 9, Finansielle instrumenter, som reflekterer alle faser av IASB sitt prosjekt vedrørende finansielle instrumenter. Standarden erstatter IAS 39 Finansielle – innregning og måling, samt alle tidligere versjoner av IFRS 9. Standarden innebærer endringer knyttet til klassifisering og måling, sikringsbokføring og nedskrivning. IFRS 9 vil gjelde med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2018 eller senere, med tidligere anvendelse tillat. Foruten for sikringsbokføring er retrospektiv anvendelse påkrevd, men sammenligningstall er ikke obligatorisk. For sikringsbokføring er kravene generelt anvendt prospektivt med noen få unntak. Implementering av IFRS 9 forventes ikke å ha vesentlig effekt på konsernet

IFRS 15 Inntekter fra kundekontrakter

IFRS 15 ble utstedt i mai 2014 og etablerer en femstegsmodell som gjelder for inntekter fra kundekontrakter. Etter IFRS 15 skal inntekter innregnes til et beløp som gjenspeiler vederlaget selskapet forventer å ha rett til i bytte for varene eller tjenestene overført til en kunde.

Prinsippene i IFRS 15 innebærer en mer strukturert tilnærming til måling og innregning av inntekter. Standarden gjelder for alle selskaper og erstatter alle nåværende inntektsføringskrav i henhold til IFRS. En full eller modifisert retrospektiv anvendelse for regnskapsår som starter 1. januar 2018 eller senere er påkrevd, med tidliganvendelse tillatt. I 2016 har selskapet gjort foreløpige vurderinger av IFRS 15 og disse vil bli oppdatert med funn fra et pågående og mer omfattende analysearbeid. Videre vurderer selskapet presiseringene gitt av IASB i april 2016 og vil følge opp videre utvikling. Det er usikkert hvorvidt rettighetsmetoden, som anvendes av selskapet i dag, vil være tillatt under IFRS 15. Selskapet vurderer om metoden fortsatt kan anvendes basert på andre standarder, som eksempelvis IFRS 9. Endelig konklusjon er ikke klar. Selskapet fortsetter å vurdere effekten av IFRS 15 og planlegger å implementere standarden på tidspunktet den blir effektiv (1. januar 2018).

IFRS 16 Leieavtaler

IFRS 16 ble utstedt i januar 2016 og erstatter den gjeldende standarden om leieavtaler IAS 17. Den nye standarden endrer regnskapsføringen av leieavtaler som er behandlet som operasjonelle leieavtaler under gjeldende standard. Den krever at alle leieavtaler, uavhengig av type og med noen få unntak, skal innregnes i leietakers balanse som en eiendel med en tilhørende forpliktelse. Standarden er effektiv fra 1. januar 2019, men har ikke blitt endelig godkjent av EU. Selskapet er i prosess for å vurdere effekten av IFRS 16, men det er ikke gjennomført noe kvantitative beregninger. Effekten kan bli vesentlig og vil avhenge av antallet og størrelsen på leiekontrakter som er regnskapsført som operasjonelle leieavtaler under gjeldende standard.

Note 2 Betydelige transaksjoner og hendelser

Viktige hendelser i 2016

2016 har vært et begivenhetsrikt år for selskapet. Gjennom oppkjøpet av BP Norge AS har selskapet styrket sin posisjon som det ledende uavhengige oljeselskapet på norsk kontinentalsokkel. Selskapet er i rute med integrasjonsprosessen og holder fast ved ambisjonen om å betale kvartalsvise utbytter fra og med fjerde kvartal 2016.

Oljeproduksjon fra det Aker BP opererte feltet Ivar Aasen startet 24. desember 2016. Prosjektet hadde en total kostnadsramme på NOK 27,4 milliarder og det ble ferdigstilt innenfor planlagt tidsramme og budsjett, uten noen alvorlige hendelser.

Note 3 Virksomhetssammenslutning

30. september 2016 fullførte Aker BP oppkjøpet av 100 prosent av aksjene i BP Norge AS. Transaksjonen ble offentliggjort 10. juni 2016 og Aker BP utstedte 135,1 millioner nye aksjer til BP Group som kompensasjon for aksjene i BP Norge AS. Selskapet betalte også et kontantvederlag på USD 251 millioner. Hovedårsaken til oppkjøpet var å skape en sterk industriell plattform med en ressursportefølje i verdensklasse og finansiell styrke til å utnytte det attraktive vekstpotensialet på norsk kontinentalsokkel. Lisensporteføljen til BP Norge AS har begrenset fremtidig investeringsforpliktelse og høy produksjon i nær fremtid som komplementerer oppstart av Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

For regnskapsformål samsvarer transaksjonstidspunktet med fullførelsen av oppkjøpet 30. september 2016. Skattemessig overtakelsesdato er 1. januar 2016. Oppkjøpet betraktes som en virksomhetssammenslutning og er bokført etter oppkjøpsmetoden i henhold til IFRS 3. Kjøpsprisallokering (PPA) er benyttet til å allokere kontantvederlaget til virkelig verdi av eiendeler og forpliktelser fra BP Norge AS. Kjøpsprisallokeringen er gjennomført per regnskapsmessig transaksjonstidspunkt 30. september 2016. Aksjevederlaget ble verdsatt basert på sluttkurs fra Oslo Børs (NOK 127) 30. september 2016.

Hver identifiserbar eiendel eller forpliktelse måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet, i henhold til retningslinjer i IFRS 13. Standarden definerer virkelig verdi som den pris som ville blitt oppnådd ved salg av en eiendel eller betalt for å overføre en forpliktelse i en velordnet transaksjon mellom markedsdeltagere på måletidspunktet. Denne definisjonen understreker at virkelig verdi representerer en markedsbasert måling, og ikke en foretaksspesifikk måling. I målingen av virkelig verdi, benytter selskapet forutsetninger som markedsaktører ville brukt når de verdsetter eiendeler og forpliktelser under nåværende markedsbetingelser, herunder forutsetninger om risiko. Overtatte varige driftsmidler er verdsatt etter kostprismetoden (gjenskaffelseskost), mens immaterielle eiendeler er verdsatt etter resultatmetoden.

Kundefordringer blir regnskapsført til brutto pålydende beløp, siden fordringene er mot store og betalingsdyktige kunder. Historisk har det ikke vært noen nedskrivninger av kundefordringer i BP Norge AS.

Innregnede eiendeler og forpliktelser på overtakelsestidspunktet var som følger

(USD 1 000)	30.09.2016
Andre immaterielle eiendeler	759 962
Utsatt skattefordel	941 221
Varige driftsmidler	921 081
Langsiktige fordringer*	41 546
Langsiktig skattefordring	5 860
Varelager	20 860
Kundefordringer	14 053
Andre kortsiktige fordringer	66 618
Kortsiktig skattefordring	4 881
Betalingsmidler	674 543
Sum eiendeler	3 450 626
Langsiktig fjernings- og nedstengningsforpliktelser	1 607 683
Andre avsetninger for forpliktelser**	357 307
Leverandørgjeld	16 001
Offentlige trekk og avgifter	13 209
Kortsiktig fjernings- og nedstengningsforpliktelser	72 537
Annen kortsiktig gjeld	154 521
Sum gjeld	2 221 257
Sum identifiserbare netto eiendeler	1 229 368
Oppkjøpsvederlag	2 388 322
Goodwill som følge av oppkjøpet***	1 158 954

* Fordringen mot BP Group relaterer seg til visse forpliktelser som dekkes av selger i henhold til aksjekjøpsavtalen.

** Andre avsetninger for forpliktelser består hovedsakelig av negative riggekontraksverdier inngått av BP Norge AS på tidspunkt før oppkjøpet 30. september 2016 til dårligere vilkår enn gjeldende markedsvilkår.

*** Ingen del av goodwill vil være skattemessig fradragsberettiget.

Goodwill på USD 1 159 millioner oppstår på grunn av følgende faktorer:

1. Muligheten til å realisere synergier som oppstår gjennom å kunne forvalte en portefølje med både overtatte og eksisterende felt på den norske kontinentalsokkel (ordinær goodwill).
2. Kravet om å innregne utsatt skatt og utsatt skattefordel på forskjellen mellom allokert virkelig verdi og skattemessige verdier på eiendeler og forpliktelser overtatt ved virksomhetssammenslutning. Målingen av virkelig verdi på lisenser under utbygging og lisenser i produksjon er basert på kontantstrømmer etter skatt, ettersom lisensene bare selges i et etter-skattmarked basert på godkjenning fra Finansdepartementet i henhold til petroleumsskatteloven paragraf 10. I henhold til IAS 12.15 og 12.19 innregnes utsatt skatt på forskjellene mellom allokerte virkelige verdier og gjenværende skattegrunnlag. Motposten til denne utsatte skatten er goodwill. Dermed oppstår goodwill som en teknisk motpost til den utsatte skatteforpliktelsen (teknisk goodwill).

Avstemming av goodwill fra oppkjøpet av BP Norge AS (USD 1 000)	30.09.2016
Goodwill relatert til utsatt skatt - teknisk goodwill	944 903
Goodwill relatert til synergier - ordinær goodwill	214 051
Total goodwill fra oppkjøpet av BP Norge AS	1 158 954
Nedskrivninger, se note 15	51 366
Netto goodwill fra oppkjøpet av BP Norge AS per 31. desember 2016	1 107 588

Verdsettelsen ovenfor baserer seg på nåværende tilgjengelig informasjon om virkelige verdier på overtakelsestidspunktet. Dersom ny informasjon blir tilgjengelig innen 12 måneder fra overtakelsestidspunktet, kan selskapet endre vurderingen av virkelig verdi i kjøpsprisallokeringen, i henhold til retningslinjer i IFRS 3.

Dersom overtakelsestidspunktet hadde vært ved årets begynnelse ville årets inntekt i konsernet økt med USD 514 millioner og resultatet vært USD 3 millioner lavere. Oppkjøpet har ingen innvirkning på totalresultatet for 2016.

Morselskap

Den 1. desember 2016 ble alle eiendeler og forpliktelser i BP Norge AS overført til Aker BP. Regnskapsføringen av overføringen var basert på konsernkontinuitet, slik at regnskapsførte verdier ble videreført på konsernnivå i henhold til kjøpsprisallokeringen fra 30. september 2016. Den eneste gjenværende eiendelen i BP Norge AS etter overføringen, foruten en fordring mot Aker BP som oppstod ved overføring av virksomhet i BP Norge, er et fremførbart underskudd per 1. januar 2016. Den utsatte skattefordelen er regnskapsført som en kortsiktig skattefordring i konsernregnskapet og forventes å bli refundert av norske skattemyndigheter.

Ved overføring av aktiviteten som beskrevet over, ble verdien av eiendeler og forpliktelser i BP Norge AS erstattet med aksjeverdien i selskapsregnskapet til Aker BP ASA. Samtidig var regnskapsført verdi av netto eiendeler i BP Norge AS USD 11,3 millioner lavere på tidspunktet for tingsutbyttet enn ved datoen for kjøpsprisallokeringen. Dette beløpet tilsvarer netto resultat i konsernregnskapet i perioden mellom kjøpsprisallokeringstidspunktet og tingsutbyttet, og er bokført som annen finanskostnad i selskapsregnskapet til Aker BP ASA.

Note 4 Datterselskaper

BP Norge AS ble kjøpt opp 30. september 2016 og er konsolidert inn i konsernregnskapet i henhold til beskrivelsen i note 3. I tillegg har selskapet tre datterselskaper som ikke er konsolidert i konsernregnskapet i 2016 på grunn av vesentlighetshensyn:

Det norske oljeselskap AS (100 prosent)

Det norske oljeselskap AS, tidligere Marathon Oil Norge AS, ble kjøpt opp av Aker BP i oktober 2014. All aktivitet ble overført til Aker BP 31. oktober 2014. Eneste gjenværende eiendel i selskapet per årsslutt 2016 er betalingsmidler tilsvarende selskapet aksjekapital på USD 1,0 millioner.

Alvheim AS (65 prosent)

Selskapets forretningsvirksomhet er å være juridisk eier av MST Alvheim, det flytende produksjonsskipet som brukes til å produsere olje og gass fra Alvheimfeltet. Kostnader og inntekter knyttet til betjeningen av MST Alvheim tilfaller partnerne på Alvheimfeltet. På den måten har Alvheim AS kun det formelle eierskapet til produksjonsfasilitetene og den faktiske verdien av produksjonsfasilitetene tilfaller partnerne av Alvheimfeltet. Aker BP eier 65 prosent av Alvheim AS, noe som samsvarer med eierandelen i Alvheimfeltet.

Sandvika Fjellstue AS (100 prosent)

Sandvika Fjellstue AS eier et konferansesenter i Sandvika i Verdal, som brukes av Aker BP.

All aktivitet i datterselskapet Det norske oil AS (tidligere Premier Oil Norge AS) ble overført til Aker BP 28. februar 2016 og datterselskapet ble deretter likvidert. Aktiviteten i januar og februar har derfor blitt konsolidert inn i konsernregnskapet. All aktivitet i datterselskapet Det norske exploration AS (tidligere Svenska Petroleum Exploration AS) ble overført til Aker BP i 2015 og selskapet ble likvidert i løpet av 2016.

Se note 18 for ytterligere informasjon vedrørende datterselskaper.

Note 5 Segmentinformasjon

Selskapets virksomhet er i sin helhet knyttet til utforskning og produksjon av petroleum i Norge. Selskapets aktiviteter vurderes å ha en homogen risiko- og avkastningsprofil før skatt, og hele virksomheten er geografisk lokalisert i Norge. Selskapet opererer således innenfor ett og samme driftssegment, som samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets hovedledelse. Inntektene i 2016 knytter seg i all vesentlighet til fem hovedkunder hvor salget utgjorde henholdsvis USD 441 millioner, USD 276 millioner, USD 272 millioner, USD 157 millioner og USD 107 millioner for konsernet og USD 317 millioner, USD 276 millioner, USD 157 millioner og USD 107 millioner til morselskapet. I 2015 knyttet inntektene seg i all hovedsak til tre kunder hvor salget utgjorde henholdsvis USD 785 millioner, USD 279 millioner og USD 107 millioner (konsern og morselskap).

Note 6 Utforsningskostnader

Spesifikasjon av utforsningskostnader (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Seismikk	29 321	12 530	29 304	12 530
Arealavgift	13 291	8 634	13 076	8 634
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	41 284	10 390	41 284	10 390
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	10 385	1 292	10 385	1 292
Andre utforsningskostnader	53 171	43 559	44 828	43 559
Sum utforsningskostnader	147 453	76 404	138 878	76 404

Konsernet endret klassifiseringen av utforsningskostnader i løpet av 2016. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

Note 7 Varelager

Varelager består av utstyr til boring av letebrønner og reservedeler til produksjons- og utbyggingslisenser.

Note 8 Inntekter

Spesifikasjon av petroleumsinntekter (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Bokførte flytende petroleumsinntekter	1 120 094	1 044 548	1 021 551	1 044 548
Bokførte gassinntekter	128 436	110 909	96 879	110 909
Tariffinntekter	12 274	3 227	11 509	3 227
Sum petroleumsinntekter	1 260 803	1 158 683	1 129 939	1 158 683

Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)

Flytende petroleum	23 830 388	19 307 898	21 645 073	19 307 898
Gass	4 512 648	2 593 733	3 343 534	2 593 733
Sum produserte volumer	28 343 036	21 901 630	24 988 607	21 901 630

Andre inntekter (USD 1 000)

Realisert gevinst/tap (-) på oljederivater	30 199	14 962	30 199	14 962
Urealisert gevinst/tap (-) på oljederivater	-46 399	45 217	-46 399	45 217
Gevinst på lisenstransaksjon	20	856	20	856
Annen inntekt*	119 506	2 084	3 938	2 084
Sum andre inntekter	103 326	63 119	-12 242	63 119

* Andre inntekter er hovedsakelig relatert til endring i pensjonsordning for ansatte i BP Norge AS. Etter oppkjøpet 30. september 2016 ble pensjonsordningen for BP Norge AS ansatte endret fra kollektiv ytelsesordning til innskuddsordning. Effekten av oppgjøret er at pensjonsforpliktelsen er fraregnet, og pensjonsmidlene er benyttet til å utstede fripoliser til alle ansatte som oppgjør for forpliktelsen.

Se note 23 og 28 for informasjon om råvarederivater.

Note 9 Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt totale lønnskostnader

Spesifikasjon av lønn og lønnsrelaterte ytelser (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Lønnskostnader	142 383	116 519	117 835	116 519
Pensjonskostnader*	-79 648	7 904	8 654	7 904
Arbeidsgiveravgift	22 645	16 708	17 739	16 708
Andre personalkostnader	3 541	1 928	2 310	1 928
Sum lønnskostnader	88 920	143 059	146 538	143 059

* Den negative pensjonskostnaden er relatert til endring av pensjonsordning som er beskrevet i note 8.

Antall sysselsatte årsverk i regnskapsåret	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Europa	742	479	602	479
Sørøst-Asia	15	29	15	29
Sum	757	508	616	508

Per 31. desember 2016 var antall ansatte i konsernet 1 371. Per 31. desember 2015 var antall ansatte i konsernet 534, hvorav 523 var ansatt i morselskapet og 11 i datterselskapet Det norske oil AS.

Ytelser til ledende ansatte i 2016* (USD 1 000)	Lønn	Bonus ⁹⁾	Natural ytelser	Annet	Samlet godtgjørelse	Pensjons kostnad	Antall aksjer totalt (in 1 000)**	Eierandel
Karl Johnny Hersvik (administrerende direktør)	575	880	2	-	1 457	17	-	-
Øyvind Bratsberg (spesialrådgiver) ¹⁾	450	249	2	4	704	17	49	0,0 %
Alexander Krane (finansdirektør)	383	254	8	1	647	17	12	0,0 %
Gro G. Haatvedt (direktør leiting)	409	387	2	6	804	72	8	0,0 %
Olav Henriksen (direktør prosjekter)	390	393	2	-	785	72	-	-
Geir Solli (direktør drift) ²⁾	386	229	6	50	670	17	25	0,0 %
Leif G. Hestholm (direktør HMS) ³⁾	270	76	2	16	364	17	-	-
Per Harald Kongelf (direktør forbedring) ⁴⁾	125	57	1	120	302	6	-	-
Arne Tommy Sigmundstad (direktør boring og brønn) ⁵⁾	136	51	1	185	373	7	-	-
Ole-Johan Molvig (reservoardirektør) ⁶⁾	285	41	2	19	347	17	-	-
Jorunn Kvåle (direktør HMS) okt-des ⁷⁾	52	8	-	-	60	-	-	-
Eldar Larsen (direktør drift) okt-des ⁸⁾	84	13	1	1	99	-	-	-
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2016	3 546	2 637	26	401	6 610	261	94	0,0 %

¹⁾ Konstituert direktør boring og brønn frem til 31. juli 2016.

²⁾ Direktør drift frem til 30. november 2016.

³⁾ Direktør HMS frem til 30. november 2016.

⁴⁾ Startet i selskapet 5. september 2016. Beløp under "annet" inkluderer signeringsbonus.

⁵⁾ Startet i selskapet 1. august 2016. Beløp under "annet" inkluderer signeringsbonus.

⁶⁾ Ny posisjon i hovedledelsen fra 1. desember 2016.

⁷⁾ Lønnsbeløp fra 30. september 2016. Direktør HMS fra 1. desember 2016.

⁸⁾ Lønnsbeløp fra 30. september 2016. Direktør drift fra 1. desember 2016.

⁹⁾ Beløp representerer estimert bonus for 2016, ikke faktisk bonusutbetaling. Fra totalbeløpet i denne kolonnen utgjør USD 980 tusen seg til LTIP.

* Alle ytelser til ledende ansatte er utbetalt i NOK og omregnet ved en årlig USD/NOK gjennomsnittskurs på 8,399.

** Antall aksjer ved årsslutt. Aksjene er kjøpt av den enkelte selv og er ikke del av ytelsen til den enkelte.

Ytelser til ledende ansatte i 2015* (USD 1 000)	Lønn	Bonus ⁴⁾	Natural ytelser	Annet	Samlet godtgjørelse	Pensjons kostnad	Antall aksjer totalt (in 1 000)**	Eierandel
Karl Johnny Hersvik (administrerende direktør)	537	436	2	0	975	20	-	-
Øyvind Bratsberg (konstituert direktør boring og brønn)	447	138	2	4	591	20	49	0,0 %
Alexander Krane (finansdirektør)	366	248	8	1	623	20	12	0,0 %
Gro G. Haatvedt (direktør leting)	390	317	2	8	717	143	8	0,0 %
Gudmund Evju (konstituert direktør teknologi og feltutvikling) ¹⁾	209	27	2	48	287	20	89	0,0 %
Olav Henriksen (direktør prosjekter) ²⁾	349	322	2	683	1 355	111	-	-
Kjetil Kristiansen (direktør HR)	295	93	5	3	396	20	-	-
Rolf J. Brøske (direktør kommunikasjon)	195	62	2	4	263	20	3	0,0 %
Geir Solli (direktør drift)	427	173	5	56	661	21	25	0,0 %
Kjetil Ween (direktør boring og brønn) ³⁾	178	-	2	604	784	15	-	-
Elke R. Njaa (direktør utviklingsprosjekter)	316	83	2	27	428	19	-	-
Leif G. Hestholm (direktør HMS)	315	82	2	18	417	20	-	-
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2015	4 024	1 982	37	1 455	7 498	449	186	0,0 %

¹⁾ Tiltrådte hovedledelsen 12. juni 2015.

²⁾ Tiltrådte 19. januar 2015. Beløp inkludert under "annet" relaterer seg til signeringsbonus.

³⁾ Fratrådte hovedledelsen 12. juni 2015. Beløp inkludert under "annet" relaterer seg til sluttvederlag.

⁴⁾ Opptjent i 2015, utbetales i 2016.

* Alle ytelser til ledende ansatte er utbetalt i NOK og omregnet ved en årlig USD/NOK gjennomsnittskurs på 8,074.

** Antall aksjer ved årsslutt. Aksjene er kjøpt av den enkelte selv og er ikke del av ytelsen til den enkelte.

Honoraroversikten nedenfor inkluderer ordinært styrehonorar og honorar for deltakelse i styrets undervalg. Også honorar til valgkomité er inkludert. Honorar til styremedlemmer ansatt i Aker eller BP Group blir betalt til selskapene, ikke til styremedlemmene personlig. Enkelte av styremedlemmene har eierandeler i selskapet. Oversikten nedenfor viser antall aksjer og eierandel i selskapet som er eid både direkte og indirekte via nærstående. Indirekte eie gjennom andre selskaper er inkludert i sin helhet dersom eierandelen er 50 prosent eller mer.

Honorarer i 2016		Honorar (USD 1 000)	Antall aksjer totalt (in 1000)	Eierandel
Navn	Kommentarer			
Øyvind Eriksen	Styreleder fra 11. mars 2016. Leder av kompensasjonsutvalget.	89	-	-
Anne Marie Cannon	Nestleder fra 17. april 2013. Medlem av revisjonsutvalget.	76	6	0,0 %
Gro Kjelland	Styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av revisjonsutvalget	57	-	-
Kjell Inge Røkke ¹⁾	Styremedlem fra 17. april 2013.	45	-	-
Trond Brandsrud	Styremedlem fra 11. mars 2016. Leder av revisjonsutvalget fra 28. april 2016.	45	-	-
Emil Brustad-Nilsen	Varamedlem fra 11. mars 2016.	4	-	-
Terje Solheim	Ansattvalgt styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av kompensasjonsutvalget fra 28. april 2016.	24	1	0,0 %
Bjørn Thore Ribesen	Ansattvalgt styremedlem fra 11. mars 2016.	15	20	0,0 %
Lone Margrethe Olstad	Ansattvalgt styremedlem fra 11. mars 2016.	15	-	-
Aage Ertsgaard (1.vara)	Ansattvalgt varamedlem fra 11. mars 2016.	2	7	0,0 %
Kristin Gjertsen (2.vara)	Ansattvalgt varamedlem fra 11. mars 2016.	2	6	0,0 %
Ifor Sellevoll Roberts (3.vara)	Ansattvalgt varamedlem fra 11. mars 2016.	4	8	0,0 %
Bernard Looney	Styremedlem fra 30. september 2016.	-	-	-
Kate Thomson	Styremedlem fra 30. september 2016. Medlem av revisjonsutvalget fra 4. oktober 2016.	-	-	-
Arild Støren Frick	Leder valgkomité fra 13. april 2015.	4	-	-
Finn Haugan	Medlem valgkomité.	2	-	-
Hilde Myrberg	Medlem valgkomité.	2	-	-
Medlemmer frem til 11. mars 2016				
Kristin Gjertsen	Ansattvalgt styremedlem frem til 11. mars 2016.	9	6	0,0 %
Sverre Skogen	Styreleder frem til 11. mars 2016. Leder av kompensasjonsutvalget frem til 11. mars 2016.	41	-	-
Jørgen C Arentz Rostrup	Styremedlem frem til 11. mars 2016. Leder av revisjonsutvalget frem til 11. mars 2016.	37	4	0,0 %
Gudmund Evju	Ansattvalgt styremedlem frem til 11. mars 2016.	7	89	0,0 %
Camilla Oftebro	Ansattvalgt varamedlem frem til 11. mars 2016.	1	-	-
Tormod Førland	Ansattvalgt varamedlem frem til 11. mars 2016.	1	36	0,0 %
Kristin Aine	Ansattvalgt varamedlem frem til 11. mars 2016.	1	-	-
Medlemmer frem til 30. september 2016				
Kitty Hall (Kat. J. Martin)	Styremedlem frem til 11. mars 2016.	45	-	-
Kjell Pedersen	Styremedlem frem til 30. september 2016. Medlem av kompensasjonsutvalget frem til 30. september 2016.	38	1	0,0 %
Sum honorar		566	185	0,1 %

¹⁾ Hr. Røkke og hans kone eier og kontrollerer TRG, som eier 68,2 prosent av Aker ASA, som via et datterselskap eier 40,0 prosent av Aker BP.

Honorarer i 2015		Honorar	Antall aksjer	
Navn	Kommentarer	(USD 1 000)	totalt	Eierandel
			(in 1000)	
Sverre Skogen	Styreleder fra 17. april 2013. Leder av kompensasjonsutvalget.	117	-	-
Anne Marie Cannon	Nestleder styret fra 17. april 2013. Medlem av revisjonsutvalget.	82	4	0,0 %
Jørgen C. Arentz Rostrup	Styremedlem fra 17. april 2013. Leder av revisjonsutvalget.	83	4	0,0 %
Kitty Hall (Kat J. Martin)	Styremedlem fra 17. april 2013.	61	-	-
Kjell Inge Røkke	Styremedlem fra 17. april 2013.	19	-	-
Gro Kielland	Styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av revisjonsutvalget fra 18. april 2015.	74	-	-
Kjell Pedersen	Styremedlem fra 18. april 2015. Medlem av kompensasjonsutvalget.	31	-	-
Gudmund Evju	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014.	26	89	0,0 %
Kristin Gjertsen	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av kompensasjonsutvalget.	31	6	0,0 %
Terje Solheim	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014.	20	1	0,0 %
Kristin Alne (1. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 18. april 2015.	2	-	-
Tormod Førland (2. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	5	36	0,0 %
Camilla Oftebro (3. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	3	-	-
Arild Støren Frick	Leder valgkomité fra 13. april 2015.	2	-	-
Finn Haugan	Medlem valgkomité.	4	-	-
Hilde Myrberg	Medlem valgkomité.	4	-	-
Medlemmer før generalforsamlingen i april 2015:				
Tom Røtjer	Styremedlem fra 19. April 2012. Medlem av komp.utv. Fratrådt 18. april 2015.	25	7	0,0 %
Inge Sundet	Ansattevalgt styremedlem fra 8. august 2012 til 18. april 2015.	12	15	0,0 %
Kjetil Kristiansen	Leder valgkomité til 13. april 2015.	3	-	-
Sum honorar		602	163	0,0 %

Retningslinjer og oppfyllelse av disse i 2016

Lederlønnspolitikken for 2016 fulgte de retningslinjer som var inkludert i årsberetningen for 2015, og som ble fremlagt for rådgivende avstemning på den ordinære generalforsamlingen i april 2016.

Retningslinjer for 2017

Styret har etablert retningslinjer for 2017 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2017.

Ledende ansatte mottar en grunnlønn og kan delta i de samme generelle ordningene som gjelder for alle ansatte i selskapet vedrørende bonusprogram, pensjonsordninger og andre naturalytelser. Selskapet har en bonusordning for både ledende og andre ansatte. I spesielle tilfeller kan selskapet tilby særlige bonusordninger for å rekruttere personell, inkludert kompensasjon for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver.

Bonusordninger for ledende ansatte er nærmere beskrevet i eget avsnitt i selskapets årsberetning. Anslått opptjent bonus for 2016 under de ulike bonusordningene, inkludert treårig insentivplan, er inkludert i bonuskolonnen i tabellen over.

Justeringer av grunnlønn til administrerende direktør fastsettes av styret. Justeringer i grunnlønn for øvrige ledende ansatte fastsettes av administrerende direktør innenfor ramme for lønnsoppgjør fastsatt av styret.

Det er opp til styret å bestemme hvorvidt bonuser skal utbetales basert på tidligere års prestasjoner. Bonus for 2016 vil bli utbetalt i april 2017.

Det er etablert en låneordning for selskapets ansatte som innebærer at alle faste ansatte kan låne opptil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Långiver er én utvalgt bank, og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansattelån var i 2016 USD 1,3 millioner. Tilsvarende tall for 2015 var USD 1,6 millioner. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Selskapet tar sikkerhet for kausjonen i form av tilleggsavtale med den ansatte som gir selskapet motregningsrett i feriepenge og lønn i oppsigelsesperiode. Banken administrerer ordningen og krever inn rentebetalinger/avdrag og foretar misligholdsoppfølging. Selskapet betaler en lav årlig administrasjonsavgift for dette arbeidet. Denne ordningen ble avsluttet for nye medlemmer i forbindelse med oppkjøpet av BP Norge AS slik at ingen nye lån har blitt tatt opp siden 1. desember 2016. Eksisterende lån følger allerede inngåtte betalingsplaner og ansatte har ingen mulighet til refinansiering.

Note 10 Revisors godtgjørelse

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - KPMG	788	568	718	568
Honorar for revisjonsrelaterte tjenester - KPMG	80	294	80	294
Sum godtgjørelse til revisor	868	862	798	862

Note 11 Finansposter

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Renteinntekter	5 795	3 098	5 516	3 098
Realisert gevinst på derivater	3 138	2 679	3 138	2 679
Avkastning på finansielle plasseringer	-	39	-	39
Verdiendringer derivater	35 991	18 250	35 991	18 250
Valutagevinst	3 742	44 416	24 939	44 416
Sum annen finansinntekt	42 871	65 385	64 068	65 385
Rentekostnader	160 808	127 620	168 084	127 620
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-96 562	-62 326	-96 562	-62 326
Amortiserte lånekostnader	17 915	17 480	17 915	17 480
Sum rentekostnader	82 161	82 774	89 438	82 774
Realisert tap på derivater	7 675	51 584	7 675	51 584
Verdiendringer derivater	-	62 739	-	62 739
Kalkulatorisk rente fjerningsforpliktelse	47 977	26 351	33 473	26 351
Annen finanskostnad*	7 864	6	39 953	6
Sum annen finanskostnad	63 515	140 679	81 101	140 679
Sum netto finansposter	-97 011	-154 971	-100 955	-154 971

* Morselskapstallene inkluderer konsernkontinuitetsjusteringen som beskrevet i note 3 i tillegg til andre justeringer på aksjeverdien til BP Norge AS.

Konsernet endret presentasjon av kalkulatorisk rente fjerningsforpliktelse i 2016. Denne er nå inkludert i regnskapslinjen annen finanskostnad, men ble i tidligere perioder inkludert i rentekostnader. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

Raten (vektet gjennomsnittrente) som er benyttet for å fastsette andelen av lånekostnad til kapitalisering for 2016 er 6,33 prosent. Tilsvarende tall for 2015 var 6,0 proseni

Note 12 Skatt

Spesifikasjon av årets skatteinntekt (-)/skattekostnad (+)(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Årets betalbare skatt/leterefusjon	-131 488	49 776	-130 663	49 776
Endringer i betalbar skatt knyttet til tidligere år	-2 747	-11 580	-1 519	-11 580
Årets skatteinntekt (-)/kostnad (+)	-134 235	38 196	-132 182	38 196
Endring utsatt skatt knyttet til tidligere perioder	15 100	6 921	5 226	6 921
Endring utsatt skatt	374 617	153 927	211 830	153 927
Utsatt skatteinntekt (-)/kostnad (+)	389 717	160 849	217 055	160 849
Netto skatteinntekt (-)/kostnad (+)	255 482	199 045	84 874	199 045
Effektiv skattesats i %	88%	-175 %	71%	-175 %

Spesifikasjon av årets skatteinntekt (-)/kostnad (+)(USD 1 000)	Skattesats	Konsern		Morselskap	
		2016	2015	2016	2015
25 %/27 % selskapsskatt av resultat før skatt	25 %	72 613	-30 674	29 961	-30 674
53 %/51 % særskatt av resultat før skatt	53 %	153 940	-57 940	63 518	-57 940
Skatteeffekt av friinntekt	53 %	-103 313	-93 513	-99 890	-93 513
Endring i skattesats *		-2 888	265	-2 888	265
Permanente forskjeller - nedskrivning av goodwill	78 %	62 053	332 631	62 053	332 631
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	78 %	2 163	-59 857	-594	-59 857
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	78 %	55 692	-243 175	51 381	-243 175
Skatteeffekt av finansposter og andre 25 %/27 %	53 %	-21 335	185 202	-19 729	185 202
Revaluering av skatteverdier**	78 %	28 901	164 348	-9 730	164 348
Utnyttelse av ervervet fremførbart underskudd***		-	-5 524	-	-5 524
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	78 %	7 656	7 282	10 791	7 282
Sum årets skatteinntekt (-)/kostnad(+)		255 482	199 045	84 874	199 045

* Skattesatsen for alminnelig selskapsskatt ble endret fra 25 prosent til 24 prosent fra 1. januar 2017. Satsen for særskatt ble samtidig endret fra 53 prosent til 54 prosent.

** Skattebalanser er i NOK og konverteres til USD til periodens sluttkurs. Når NOK svekkes mot USD, øker skatteraten, ettersom det blir mindre gjenværende skattemessige avskrivninger målt i USD.

*** For oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS ble ervervet fremførbart underskudd bokført til dets forholdsmessige andel av virkelig verdi. Beløpet USD 5 524 tusen representerer forskjellen mellom virkelig verdi og nominell verdi.

I henhold til lovbestemte krav, skal beregningen av betalbar skatt utarbeides i NOK. Dette kan påvirke skatteraten når funksjonell valuta er forskjellig fra NOK.

Revalueringen av betalbar skatt er presentert som valutagevinst/tap i resultatregnskapet, mens revaluering av skattebalanser knyttet til utsatt skatt presenteres som skattekostnad

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Varige driftsmidler	-1 775 189	-1 138 666	-1 775 189	-1 138 666
Balanseførte letekostnader	-308 303	-236 191	-308 303	-236 191
Andre immaterielle eiendeler	-932 700	-368 911	-932 700	-396 804
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	1 674 332	330 193	1 674 332	330 193
Finansielle instrumenter	9 776	7 637	9 776	7 637
Andre avsetninger	157 183	-18 251	157 183	-18 251
Underskudd til fremføring 24 %/25 %	9 542	23 786	9 542	7 696
Underskudd til fremføring 54 %/53 %	119 815	44 289	119 815	-
Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)	-1 045 542	-1 356 114	-1 045 542	-1 444 386

Spesifikasjon av endring i utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel(+)(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Utsatt skatt/utsatt skattefordel 1.1	-1 356 114	-1 286 357	-1 444 386	-1 286 357
Endring utsatt skatt	-374 617	-153 927	-211 830	-153 927
Reklassifisering av fremførbart underskudd	-238 866	-	84 368	-
Utsatt skatt relatert til oppkjøp*	942 611	91 151	535 893	2 879
Endringer for tidligere perioder	-18 555	-6 921	-9 587	-6 921
Utsatt skatt relatert til OCI og egenkapita	-1	-59	-1	-59
Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)	-1 045 542	-1 356 114	-1 045 542	-1 444 386

* Utsatt skattefordel fra BP Norge AS har blitt nettoført mot utsatt skatteforpliktelse i Aker BP da virksomheten i BP Norge AS ble overført til Aker BP i løpet av fjerde kvartal 2016.

Spesifikasjon av endring i skattefordring (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Skattefordring/betalbar skatt 1.1	126 391	-189 098	108 393	-189 098
Årets skatt i resultatregnskapet	131 488	-49 776	130 663	-49 776
Skattefordring/gjeld relatert til oppkjøp	255 873	108 047	-71 071	90 049
Betalt skatt/skattefusjon	-211 525	232 956	-123 102	232 956
Endringer relatert til tidligere år	-1 681	11 580	-1 545	11 580
Revaluering av betalbar skatt	7 430	12 682	3 444	12 682
Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)	307 977	126 391	46 783	108 393
Skattefordring	400 638	126 391	139 443	108 393
Betalbar skatt	-92 661	-	-92 661	-

Note 13 Resultat per aksje

Resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne i morselskapet som var på USD 35 millioner (USD -312,7 millioner i 2015) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret, som var på 236,6 millioner (202,6 millioner i 2015). Det er ingen opsjoner eller konvertible obligasjoner i selskapet. Dette betyr at det ikke er noen forskjell mellom resultat per aksje og utvannet resultat per aksje.

(USD 1 000)	Konsern	
	2016	2015
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer i morselskapet	34 971	-312 652
Gjennomsnittlig antall ordinære aksjer gjennom året (i tusen)	236 583	202 619
Resultat per aksje i USD	0,15	-1,54

Note 14 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

VARIGE DRIFTSMIDLER - KONSERN*

2016 - Konsern (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Sum
Balanseført verdi 31.12.2015	1 493 795	1 470 881	14 758	2 979 434
Anskaffelseskost 31.12.2015	1 505 779	2 514 487	35 506	4 055 772
Oppkjøp av BP Norge AS	-	921 081	-	921 081
Tilgang	752 795	177 144	12 603	942 542
Avgang	-	-	4 001	4 001
Reklassifisering**	-1 349 900	1 337 853	12 028	-19
Anskaffelseskost 31.12.2016	908 674	4 950 566	56 137	5 915 377
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12. 2015	11 984	1 043 606	20 748	1 076 338
Avskrivning	-	411 400	6 491	417 891
Nedskrivning	-10 418	-6 191	-	-16 609
Avgang/reklassifisering avskrivninger	-	-156	-3 882	-4 038
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2016	1 566	1 448 659	23 357	1 473 582
Balanseført verdi 31.12.2016	907 108	3 501 908	32 779	4 441 796

2015 - Konsern (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Sum
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 324 556	1 856 371	35 684	3 216 612
Tilgang	743 328	77 933	-178	821 084
Reklassifisering	-562 106	580 182	-	18 077
Anskaffelseskost 31.12.2015	1 505 779	2 514 487	35 506	4 055 772
Avgang/reklassifisering avskrivninger 31.12.2015	11 984	1 043 606	20 748	1 076 338
Balanseført verdi 31.12.2015	1 493 795	1 470 881	14 758	2 979 434

* Varige driftsmidler er i oversikten ovenfor ikke splittet mellom mor- og konsernselskap fordi sluttbalansen er identisk som følge av overføring av aktivitet fra BP Norge AS til Aker BP ASA som fant sted 1. desember 2016, som beskrevet i note 3.

** Reklassifisering er hovedsakelig relatert til Ivar Aasen som gikk over i produksjonsfasen i fjerde kvartal 2016.

Aktiverte leteutgifter er reklassifisert til "anlegg under utbygging" når feltet går inn i utbyggingsfasen. Dersom utviklingsplaner i ettertid blir vurdert på ny, vil tilhørende kostnader fremdeles være inkludert i "anlegg under utbygging" og blir ikke reklassifisert til "aktiverte leteutgifter". Felt under utbygging reklassifiseres til "produksjonsanlegg" ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonshetsmetoden. Inventar, kontormaskiner o.l. avskrives lineært over levetiden, eks. 3-5 år. Fjernings- og nedstengningskostnad inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegg og anlegg under utbygging.

Se note 15 for informasjon vedrørende nedskrivninger.

IMMATERIELLE EIENDELER - KONSERN*

2016 - Konsern (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler			Aktiverte leterbrønner	Goodwill
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
Balanseført verdi 31.12.2015	646 487	1 543	648 030	289 980	767 571
Anskaffelseskost 31.12.2015	789 316	9 149	798 465	289 980	1 561 880
Oppkjøp av BP Norge AS	759 962	-	759 962	-	1 158 954
Tilgang*	25 519	-1 383	24 137	157 337	-
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	265	265	51 669	-
Reklassifisering	406	-	406	-388	-
Anskaffelseskost 31.12.2016	1 575 203	7 501	1 582 705	395 260	2 720 835
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12. 2015	142 829	7 606	150 435	-	794 309
Avskrivning	91 254	-118	91 136	-	-
Nedskrivning	8 429	-	8 429	-	79 555
Avgang/reklassifisering avskrivninger	157	-265	-108	-	-
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2016	242 670	7 223	249 892	-	873 864
Balanseført verdi 31.12.2016	1 332 534	279	1 332 813	395 260	1 846 971

2015 - Konsern (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler			Aktiverte leterbrønner	Goodwill
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12. 2014	712 237	9 064	721 301	291 619	1 556 468
Avskrivning	73 185	85	73 269	32 014	5 412
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	11 682	-
Reklassifisering	3 895	-	3 895	-21 971	-
Anskaffelseskost 31.12.2015	789 316	9 149	798 465	289 980	1 561 880
Avgang/reklassifisering avskrivninger 31.12.15	142 829	7 606	150 435	-	794 309
Balanseført verdi 31.12.2015	646 487	1 543	648 030	289 980	767 571

* Immaterielle eiendeler er i oversikten ovenfor ikke splittet mellom mor- og konsernselskap fordi sluttbalansen er identisk som følge av overføring av aktivitet fra BP Norge AS til Aker BP ASA som fant sted 1. desember 2016, som beskrevet i note 3.

Pantsikkerhet for lånet er alle lisenser (produserende og under utvikling), forsikringspoliser, varelager (såkalt "floating charge") samt utestående kundefordringer

Software avskrives lineært over levetiden (tre år). Lisenser relatert til felt i produksjon avskrives etter produksjonsenhetsmetoder

Avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Avskrivning av varige driftsmidler	417 891	405 869	404 740	405 869
Avskrivning av immaterielle eiendeler	91 136	75 090	91 136	75 090
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	509 027	480 959	495 876	480 959
Nedskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)				
Nedskrivning/reversering (-) av varige driftsmidler	-16 609	3 092	-16 609	3 092
Nedskrivning/reversering (-) av immaterielle eiendeler	8 429	2 832	8 429	2 832
Nedskrivning av goodwill	79 555	424 544	79 555	424 544
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet	71 375	430 467	71 375	430 468

Se note 15 for informasjon angående nedskrivninger.

Note 15 Nedskrivninger

Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle KGE, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Per 31. desember 2016 har det vært en nedgang i langsiktige prisforutsetninger sammenlignet med 31. desember 2015, hvilket anses som en nedskrivningsindikator. To typer nedskrivningstester har blitt gjennomført:

- Nedskrivningstest for varige driftsmidler og tilhørende immaterielle eiendeler, utenom goodwill
- Nedskrivningstest for goodwill

Når balanseført verdi av en eiendel eller en KGE overstiger gjenvinnbart beløp, gjennomføres nedskrivning. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket kostnader ved å selge, og eiendelens bruksverdi. Nedskrivningstesting av eiendeler og goodwill som ikke kommer fra oppkjøpet av BP Norge AS er basert på bruksverdi, i samsvar med nedskrivningstestene gjort i første til tredje kvartal 2016. For eiendeler og goodwill regnskapsført i forbindelse med oppkjøpet av BP Norge AS er nedskrivningstesten basert på virkelig verdi. I vurdering av både virkelig verdi og bruksverdi benyttes forventede framtidige kontantstrømmer, neddiskontert til netto nåverdi ved bruk av en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer markedsbasert tidsverdi av penger, samt risiko spesifikk for eiendelen. Diskonteringsrenten er utledet fra et vektet kapitalavkastningskrav (WACC) for markedsaktører. Framtidige kontantstrømmer projiseres ut fra estimert levetid på feltene. Denne kan overstige fem år. Dersom ikke noe annet er beskrevet, er de samme forutsetningene lagt til grunn for både virkelig verdi og bruksverdi.

For produserende lisenser og lisenser i utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere framtidige kontantstrømmer etter skatt. Nedenfor følger en oversikt av de sentrale forutsetningene som er benyttet ved nedskrivningstestene per 31. desember 2016.

Olje- og gasspriser

Framtidig prisnivå er en nøkkelforutsetning i analysen, og har vesentlig effekt på netto nåverdi. Forventet prisnivå er basert på ledelsens estimater og observerbare markedsdata. Informasjon om markedsprisene i nær framtid kan innhentes i markedet for framtidige kontrakter. På lang sikt er informasjon om framtidige priser mindre pålitelige, ettersom det er færre observerbare markedstransaksjoner. I nedskrivningstesten er derfor oljeprisen basert på forwardkurven for perioden fra 2017 til utgangen av 2019. Fra 2020 er prisforutsetningen basert på ledelsens langsiktige prisforutsetninger.

Nominell oljepris basert på forwardkurven i nedskrivningstesten er som følger:

ÅR	USD/BOE
2017	58,5
2018	58,5
2019	58,0
Fra 2020 (i reelle priser) - virkelig verdi*	65,0
Fra 2020 (i reelle priser) - bruksverdi	75,0

* I henhold til vilkårene i IAS 36, som definert av IFRS 13 definisjon av virkelig verdi, reflekterer langsiktig oljeprisestimat forventningen til en markedsaktør på vurderingstidspunktet gitt gjeldende markedsforhold.

Olje og gass reserver

Framtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Gjenvinnbart beløp er sensitivt for endringer i reservene. For ytterligere informasjon vedrørende reserver, se note 1 avsnitt 1.3 som omhandler sentrale regnskapsprinsipper, estimater og forutsetninger.

Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten er basert på selskapets vektete kapitalavkastningskrav (WACC). Benyttet kapitalstruktur i WACCen er utledet fra kapitalstrukturen i sammenlignbare selskaper og andre markedsaktører med en optimal struktur. Egenkapitalkostnaden er basert på forventet avkastningskrav for selskapets investorer. Gjeldskostnaden er basert på rentebærende gjeld spesifikk for overtatte eiendeler. Betafaktorene evalueres årlig på grunnlag av offisielt tilgjengelige markedsdata om identifiserte sammenlignbare selskaper.

Basert på det ovennevnte er nominell diskonteringsrente etter skatt satt til 7,5 prosent, som er en endring fra 8,5 prosent fra tidligere kvartal i 2016.

Valutakurser

Aker BP sin funksjonelle valuta er USD. I tråd med metodikken som er benyttet på fremtidige oljepriser er forwardperioden for valutakurser fra 2017 til og med 2019. Selskapets langsiktige valutakursforutsetninger benyttes fra 2020 og utover. Dette resulterer i at følgende USD/NOK kurser benyttes i nedskrivningstestene ved årsslutt 2016:

ÅR	USD/NOK
2017	8,59
2018	8,53
2019	8,46
Fra 2020	7,50

Inflasjon

Den langsiktige inflasjonsraten antas å være 2,5 prosent.

Nedskrivningstest av eiendeler utenom goodwill

Nedskrivningstester for eiendeler unntatt goodwill ble gjennomført før den årlige nedskrivningstesten på goodwill. Hvis disse eiendelene anses å være gjenstand for verdifall, vil eiendelen nedskrives før nedskrivningstesten gjennomføres for goodwill. Bokført verdi av eiendelene er summen av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler på verdsettelsesdatoen.

Fra kjøpsprisallokeringen i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS i 2014 ble enkelte letelisenser tillagt verdi. I løpet av 2016 har selskapet konkludert med å avslutte aktivitetene for noen av disse letelisensene og gjenstående regnskapsmessige verdier ble derfor nedskrevet. Videre ble fjerningsestimatene for flere felt redusert i 2016. Enkelte av disse feltene var tidligere nedskrevet til null, og reduksjonen i fjerningseiendelen fikk dermed en umiddelbar effekt i resultatregnskapet i form av reversert nedskrivning. Effekten av reduserte fjerningsestimater motvirkes av reduserte priser og andre endringer i forutsetninger fra tidligere nedskrivningstester. Nedskrivningen fra 2015 på Gina Krog har blitt reversert i 2016, hovedsakelig som følge av økte priser i forwardperioden.

Nedenfor følger en oversikt over nedskrivningene og bokført verdi på KGE som har vært gjenstand for nedskrivning eller reversert nedskrivning ved årsslutt 2016:

KGE (USD 1 000)	Nedskrivning / reversering (-)		Gjenvinnbart beløp / bokført verdi
	Immateriell	Varige	
Gina Krog	-	-10 418	127 411
KGE-er uten gjenvinnbart beløp	8 429	-6 191	-
Sum	8 429	-16 609	127 411

Nedskrivningstest goodwill

For nedskrivningsformål er goodwill ervervet ved virksomhetssammenslutninger før nedskrivninger ved årsslutt 2016 allokert slik:

Goodwill allokering (USD 1 000)

Gjenværende teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS per 1. januar 2016	431 320
Teknisk goodwill fra oppkjøpet av BP Norge AS	944 903
Ordinær goodwill	505 768
Gjenværende teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	42 399

Teknisk goodwill er allokert til hver enkelt KGE som grunnlag for nedskrivningstester. Ordinær goodwill er allokert til en gruppe KGE-er som inkluderer både ervervede felt og eksisterende Aker BP felt, ettersom dette hovedsakelig relaterer seg til skatte- og organisasjonsmessige synergier og potensialet til å utnytte synergieffekter i en portefølje bestående av både kjøpte og eksisterende felt på norsk kontinentalsokkel. Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger er hovedsakelig allokert til Johan Sverdrup (USD 23 millioner) og Ivar Aasen (USD 8 millioner). Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger allokert til andre lisenser anses ikke vesentlig sett i forhold til samlet bokført verdi på goodwill.

Nedskrivningstest ordinær goodwill

Som nevnt ovenfor, er ordinær goodwill allokert på tvers av alle KGE-er i nedskrivningstesten. Samlet gjenvinnbart beløp overstiger bokført verdi med betydelig margin. Således gjennomføres ingen nedskrivning av ordinær goodwill.

Nedskrivningstest på teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS og BP Norge AS

Bokført verdi av KGE-ene består av bokført verdi av oljefeltene tillagt tilhørende teknisk goodwill. I gjennomført nedskrivningstest, er bokført verdi justert med gjenværende andel av utsatt skatt som goodwill oppsto fra, for å unngå umiddelbar nedskrivning av all teknisk goodwill.

Bokført verdi av KGE-ene med nedskrivning av teknisk goodwill i 2016 er kalkulert som følger:

(USD 1 000)	
Balanseført verdi av oljefelt og varige driftsmidler	3 232 433
+ Teknisk goodwill	1 216 550
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 860 547
Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger	2 588 437

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og bokført verdi.

(USD 1 000)	Ula/Tambar	Valhall/Hod	Alvheim*
Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	264 960	1 112 465	1 211 012
Gjenvinnbart beløp (inkludert "tax amortization benefit")	235 551	1 090 508	1 182 823
Nedskrivning 2016	29 409	21 957	28 189

* Alvheim KGE ble nedskrevet i første kvartal 2016 basert på forutsetningene beskrevet i første kvartalsrapport 2016.

Som gjengitt i tabellen overfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, bli mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Dette kan medføre fremtidige nedskrivninger selv om andre forutsetninger holdes konstant. I 2016 er hovedårsaken til nedskrivningen reduksjon i langsiktige prisforutsetninger, samt en overordnet oppdatering av andre relevante forutsetninger.

Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser hvordan nedskrivningen av goodwill allokert til KGE-ene Ula/Tambar, Valhall/Hod og Alvheim ville blitt påvirket av endringer i de forskjellige forutsetningene, forutsatt at øvrige forutsetninger forblir konstante.

Forutsetning (USD 1 000)	Endring	Endring i goodwillnedskrivning etter	
		økning i forutsetning	reduksjon i forutsetning
Olje- og gasspris	+/- 20 %	-51 366	407 227
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5 %	-51 366	103 151
Diskonteringsrente	+/- 1 % poeng	60 010	-25 170
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK	-51 366	92 536
Inflasjon	+/- 1 % poeng	-39 489	83 553

Nedskrivningstest i 2015

På samme måte som i 2016, var nedskrivninger i 2015 hovedsakelig relatert til teknisk goodwill fra oppkjøp. Metodikk for nedskrivningstest var lik som i 2016, som beskrevet i denne noten.

Følgende forutsetninger ble lagt til grunn i 2015:

- diskonteringsrente på 8,5 prosent nominelt etter skatt (WACC)
- en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent
- en langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 7,00 (forward kurven første fem år)
- langsiktig oljepris på 85 USD/fat (forward kurven første fem år).

Oppsummering av nedskrivninger/reverseringer

Følgende nedskrivninger/reverseringer (-) er regnskapsført:

(USD 1 000)	Konsern og morselskap	
	2016	2015
Nedskrivning av andre immaterielle eiendeler/lisensrettigheter	8 429	2 832
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	-16 608	3 092
Nedskrivning av teknisk goodwill	79 555	424 544
Sum nedskrivninger	71 376	430 468

Note 16 Kundefordringer

Selskapets kunder er store og kredittverdige oljeselskaper. Kundefordringer består av fordringer relatert til salg av petroleum.

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Fordringer vedrørende salg av petroleum	170 000	85 546	170 000	85 546
Sum kundefordringer	170 000	85 546	170 000	85 546

Aldersfordelingen av kundefordringene per 31. desember for konsernet er som følger:

Ar (USD 1 000)	Sum	Ikke forfalt	<30 d	30-90d	>90d
2015	85 546	84 453	764	-	329
2016	170 000	134 928	34 413	659	-

Note 17 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Forskuddsbetalinger	40 730	21 634	40 730	21 634
Tilgode merverdiavgift	7 913	6 121	7 913	5 429
Underløft av petroleum	70 003	3 696	70 003	3 696
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	86 429	1 866	86 429	1 866
Andre fordringer, hovedsakelig fra lisenser	217 857	71 873	217 857	66 595
Sum andre kortsiktige fordringer	422 932	105 190	422 932	99 221

Note 18 Andre langsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Aksjer i Alvheim AS	10	10	10	10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021	1 021	1 021	1 021
Aksjer i BP Norge AS	-	-	1 919 120	-
Aksjer i Det norske Exploration AS	-	-	-	93 804
Aksjer i Det norske oil AS	-	-	-	123 885
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 814	1 814	1 814
Investeringer i datterselskaper	2 845	2 845	1 921 965	220 534
Husleiedeposittum	1 553	1 512	1 553	1 512
Andre langsiktige fordringer	8 496	8 272	8 496	8 272
Sum andre langsiktige fordringer	12 894	12 628	1 932 014	230 317

Alvheim AS, Det norske oljeselskap AS (tidligere Marathon Oil Norge AS) og Sandvika Fjellstue AS har blitt vurdert som uvesentlig for konsolideringsformå

Oppkjøpet av BP Norge AS ble fullført 30. september 2016 og selskapet er konsolidert inn i grupperegnskapet som beskrevet i note 3. Det norske oil AS og Det norske exploration AS har blitt avviklet i løpet av andre kvartal 2016.

Note 19 Betalingsmidler

Betalingsmidler består av bankkonti samt kortsiktige plasseringer som utgjør deler av selskapets transaksjonslikviditet.

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Bankinnskudd	106 369	86 201	106 369	75 156
Bundne midler (skattetrekk)	8 917	4 398	8 917	4 143
Sum betalingsmidler	115 286	90 599	115 286	79 299
Ubenyttet trekkrettighet rullerende kredittfasilitet (se note 24)	550 000	550 000	550 000	550 000
Ubenyttet trekkrettighet reservebasert lånefasilitet (se note 24)	1 805 000	731 370	1 805 000	731 370

Note 20 Aksjekapital og aksjonærinformasjon

(USD 1 000)	Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015
Aksjekapital	54 349	37 530
Antall aksjer (antall i 1 000)	337 737	202 619
Pålydende per aksje er NOK	1,00	1,00

Konsernet gjennomførte en rettet emisjon i tredje kvartal 2016, som økte antall utestående aksjer med 135,1 millioner til 337,7 millioner aksjer. De nye aksjene har en pålydende verdi på NOK 1 og en overkurs på NOK 126 per aksjer. Selskapet har kun én aksjeklasse og alle aksjer har lik stemmerett.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS per 31. desember 2016	Antall aksjer (i 1 000)	Eierandel
AKER CAPITAL AS	135 098	40,00 %
BP GLOBAL INVESTMENTS LIMITED	101 309	30,00 %
FOLKETRYGDFONDET	15 271	4,52 %
STATE STREET BANK AND TRUST COMP	2 697	0,80 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE (IV)	2 685	0,79 %
STATE STREET BANK AND TRUST COMP	1 925	0,57 %
VPF NORDEA KAPITAL	1 847	0,55 %
VPF NORDEA AVKASTNING	1 799	0,53 %
KLP AKSJENORGE	1 770	0,52 %
VERDIPAPIRFONDET ALFRED BERG GAMBA	1 688	0,50 %
STATE STREET BANK AND TRUST COMP	1 671	0,49 %
DANSKE INVEST NORSKE INSTIT. II.	1 561	0,46 %
DNB LIVSFORSIKRING ASA	1 405	0,42 %
JPMORGAN CHASE BANK, N.A., LONDON	1 381	0,41 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE SELEKTI	1 295	0,38 %
JPMORGAN CHASE BANK, N.A., LONDON	1 290	0,38 %
MORGAN STANLEY & CO. INTERNATIONAL	1 265	0,37 %
JPMORGAN CHASE BANK, N.A., LONDON	1 169	0,35 %
J.P. MORGAN BANK LUXEMBOURG S.A.	1 072	0,32 %
STATE STREET BANK AND TRUST COMP	1 065	0,32 %
ANDRE	58 474	17,31 %
Sum	337 737	100 %

Note 21 Obligasjonslån

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
DETNR02 ¹⁾	214 827	208 744	214 827	208 744
DETNR03 ²⁾	295 510	294 696	295 510	294 696
Sum obligasjoner	510 337	503 440	510 337	503 440

¹⁾ Obligasjonen er tatt opp i NOK, løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 mnd. NIBOR +6,5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvis rentebetaling. Lånet er usikret. Selskapet har inngått rentebytteavtaler slik at lånet er i USD til betalingsvilkår LIBOR +6,81 prosent kvartalsvis.

I mai 2016 fikk selskapet aksept av obligasjonseierne i DETNR02 om den samme tilleggs pakken for lånevilkår (covenant) som for selskapets reservebaserte lånefasilitet ("RBL") og rullerende kredittfasilitet ("RCF"), som beskrevet i note 24. Som kompensasjon ble det avtalt at obligasjonseierne vil få tilbakebetalt 104 prosent av lånets hovedstol ved forfall i 2020.

I oktober 2016 fikk selskapet aksept for å fjerne utbytterestriksjonen, mot en gjeldsgradtest på 4,5x (netto rentebærendegjeld / EBITDAX). Videre har obligasjonseierne mottatt en salgsoption tilsvarende eventuelle utbyttebetalinger fra Aker BP til en salgsspris på 107. Som kompensasjon vil DETNR02 obligasjoner bli tilbakebetalt til 107 prosent av pålydende ved forfall i 2020, opp fra tidligere 104 prosent som følge av lånevilkårendringene beskrevet ovenfor.

²⁾ Selskapet gjennomførte i mai 2015 en plassering av et nytt syvårig «PIK Toggle» subordinert obligasjonslån på USD 300 millioner med en fastrente på 10,25 prosent. Obligasjonen har en tilbakekjøpsoppsjon fra år fire og inkluderer en mulighet til å utsette rentebetalinger. Lånet har ingen finansielle lånevilkår.

Note 22 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern og morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015
Avsetning per 1.januar	423 325	489 051
Fjerningsforpliktelser fra oppkjøpet av BP Norge AS	1 680 206	-
Påløpte fjerningskostnader	-12 237	-12 508
Kalkulatorisk rente - nåverdieregning	47 977	26 351
Endring i estimat og påløpt forpliktelse på nye felt	17 650	-79 569
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	2 156 921	423 325
Fordeling mellom langsiktige og kortsiktige forpliktelser		
Kortsiktige	75 981	10 520
Langsiktige	2 080 940	412 805
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	2 156 921	423 325

Fjernings- og nedstengingsforpliktelser er i oversikten ovenfor ikke splittet mellom mor- og konsernselskap fordi sluttbalansen er identisk som følge av overføring av aktivitet fra BP Norge AS til Aker BP ASA som fant sted 1. desember 2016, som beskrevet i note 3.

Hoveddelen av selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelser er knyttet til de produserende feltene.

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring av fjerning som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. Beregningene forutsetter en inflasjon på 2,5 prosent og en nominell diskonteringsrente før skatt på mellom 4,14 prosent og 6,35 prosent.

Note 23 Derivater

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Urealisert gevinst på råvarederivater	-	45 217	-	45 217
Sum kortsiktige derivater klassifisert som eiendeler	-	45 217	-	45 217
Sum derivater klassifisert som eiendeler	-	45 217	-	45 217
Urealisert tap på valutakontrakter	5 073	7 840	5 073	7 840
Urealisert tap på rentebytteavtaler	30 586	54 172	30 586	54 172
Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelse	35 659	62 012	35 659	62 012
Urealisert tap på valutakontrakter	3 868	13 506	3 868	13 506
Urealisert tap på råvarederivater	1 181	-	1 181	-
Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelse	5 049	13 506	5 049	13 506
Sum derivater klassifisert som forpliktelse	40 708	75 518	40 708	75 518

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Råvarederivater er benyttet for å sikre risikoen for en oljeprisnedgang. Selskapet benytter rentebytteavtaler for å sikre sin renteesponering, inkludert en valuta- og rentebytteavtale (cross currency interest rate swap). Valutaterminer er benyttet for å veksle om USD til utenlandsk valuta, hovedsakelig NOK, EUR og GBP, for å sikre kostnader i disse valutaene. Per i dag blir alle derivatene regnskapsført til markedsverdi med endringer i virkelig verdi over resultatet. I resultatregnskapet er endring i verdi av råvarederivater klassifisert som annen inntekt, mens endring i andre derivater er klassifisert under finansposter.

Note 24 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Reservebasert lånefasilitet	2 030 209	2 118 935	2 030 209	2 118 935
Sum annen rentebærende gjeld	2 030 209	2 118 935	2 030 209	2 118 935

RBL-fasiliteten ble etablert i oktober 2014 og er en syvårig sikret lånefasilitet på USD 3 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på USD 1 milliard. Fasiliteten ble i forbindelse med oppkjøpet av BP Norge AS økt til USD 4 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på USD 1 milliard.

Renten er fra 1 - 6 mnd. LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,1 prosent av ubenyttet kreditt.

Tilgjengelig optrekkbeløp for andre halvår 2016 ble justert til USD 2,9 milliarder (opp fra NOK 2,8 milliarder i første halvår 2016). Etter at tidligere BP Norge eiendeler ble inkludert RBL-fasiliteten og den halvårlige redetermineringsprosessen i desember 2016, ble tilgjengelig optrekkbeløp endret til USD 3,9 millioner per 31. desember 2016.

RCF på USD 550 millioner ble ferdigstilt med en gruppe banker i juni 2015. Lånet har en løpetid på fire år fra 2015 med en 1+1 års forlengelsesopsjon gitt enighet fra långiverne. Lånet har en margin på 4 prosent, som vil øke med 0,5 prosent årlig etter tre, fire og fem år, samt en margin på benyttet kreditt på 1,5 prosent. I tillegg påløper det en beredskapsprovisjon på 2,0 prosent på ubenyttet kreditt. Denne fasiliteten har ikke blitt benyttet per 31. desember 2016.

I april 2016 fikk selskapet bankkonsortiets aksept for en endring av lånevilkårene og som følger av dette er lånevilkårene i selskapets RBL og RCF oppdatert som følger: gjeldsgrad skal være maksimalt 6 i kvartalene som starter fra 30. juni 2016 og slutter 31. desember 2017, deretter maksimalt 5,5 mellom 31. mars 2018 til og med 31. desember 2018, deretter maksimalt 6 mellom 31. mars 2019 til og med 31. desember 2019 og deretter maksimalt 3,5. Rentedeckningsgrad skal være minimum 2 i kvartalene som starter fra 30. juni 2016 og slutter 30. september 2017, deretter minimum 2,3 fra 31. desember 2017 til og med 30. september 2018, deretter minimum 2 fra og med 31. desember 2018 til og med 31. desember 2019 og deretter minimum 3,5.

Selskapet ferdigstilte i oktober 2016 en prosess med bankkonsortiet for å få endret enkelte bestemmelser i RBL og RCF, inkludert fjerning av utbytterestriksjoner, betinget en gjeldsgradstest på 4,5x (netto rentebærende gjeld / EBITDAX).

Pantsikkerhet for lånet er alle lisenser (produserende og under utvikling), forsikringspoliser, varelager (såkalt "floating charge") samt utestående fordringer.

Note 25 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	81 686	33 444	81 686	31 212
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	360 222	184 010	360 222	177 643
Meruttak av petroleum	20 000	17 088	20 000	17 088
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil / BP Norge AS*	36 199	12 009	36 199	12 009
Annen kortsiktig gjeld**	85 737	64 125	1 743 662	61 120
Sum annen kortsiktig gjeld	583 844	310 675	2 241 770	299 072

* De negative kontraktsverdiene er relatert til en riggkontrakter inngått av Marathon Oil Norge AS og BP Norge AS, som var forskjellig fra dagens markedsvilkår på oppkjøpstidspunktet. Den virkelige verdien ble basert på forskjellen mellom markedspris og kontraktspris. Balansen ble delt mellom kortsiktig og langsiktig gjeld basert på kontantstrømmer i kontrakten, og amortiseres over kontraktens levetid.

**Annen kortsiktig gjeld inkluderer ubetalt lønn og feriepenger, avsetning for mulig tap på kontrakter og påløpte renter. For morselskapet består annen kortsiktig gjeld også av en selgerkreditt gitt fra BP Norge AS.

Note 26 Leieavtaler, finansieringsforpliktelser, garantier og betingede forpliktelser

Selskapet har inngått operasjonelle leieavtaler knyttet til riggkontrakter og andre lisensrelaterte leiekontrakter, kontorlokaler og IT-tjenester. De fleste leieavtalene har en opsjon om forlengelse. Leieavtalene inneholder ikke restriksjoner på selskapets utbyttepolitikk eller finansiering.

Leieforpliktelser knyttet til eierskap i lisenser:

Riggkontrakter

Selskapet har en leieavtale fram til juli 2016 om leie av Transocean Winner, som nå borer i Alvheimområdet. Selskapet har inngått en ny leieavtale for Transocean Artic, for boring i Alvheimområdet, fra desember 2016 til august 2017. Lisenspartnerne har godkjent boreplanene for riggen som strekker seg over hele leieperioden og derfor presenteres kun Aker BP sin andel av forpliktelsene.

På vegne av partnerne i Ivar Aasen inngikk selskapet i 2013 en avtale med Maersk Drilling om leveranse av en oppjekkbar rigg til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen. Riggen bruke til å bore produksjonsbrønner på Ivar Aasen-feltet. Kontraktperioden er på fem år, med opsjon for inntil syv år.

På vegne av partnerne i Valhall har selskapet inngått en avtale om leveranse av Maersk Invincible i mai 2017. Riggen skal brukes til fjerningsaktiviteter (P&A) på Valhallområdet. Kontraktperioden er på fem år, med opsjon for inntil to år.

Andre lisensrelaterte leiekostnader

Selskapet har også inngått leieavtaler for standby- og forsyningsfartøyer som benyttes på Aker BP opererte lisenser. Selskapet har også andre operasjonelle leieforpliktelser knyttet til sin eierandel i partneropererte felter.

Leiekostnader knyttet til riggkontrakter og fartøykontrakter er inkludert i resultatregnskapet som følger:

(USD 1 000)*	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Leiebetalinger	139 724	156 551	136 707	156 551
Sum	139 724	156 551	136 707	156 551

Minimum fremtidige leieforpliktelser for rigg og annen operasjonell leieavtaler er som følger:

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Innen ett år	132 298	116 777	132 298	116 777
Ett til fem år	360 555	175 953	360 555	175 953
Etter fem år	73 684	-	73 684	-
Sum	566 538	292 729	566 538	292 729

* Alle tall representerer Aker BP sin eierandel siden riggkostnad er fullt ut allokert til lisensene for den forventede boreperioden.

Andre kontraktuelle forpliktelser

Selskapet har fremtidige forpliktelser på USD 520 millioner i partneropererte lisenser (USD 824 millioner i 2015). Videre har selskapet fremtidig forpliktelser (utenom leieforpliktelser) for det større Alvhøimområdet på rundt USD 27 millioner per årsslutt 2016. Tilsvarende beløp ved årsslutt 2015 var USD 146 millioner. På vegne av partnerne i Valhallområdet har selskapet inngått forpliktelser på tilsammen USD 9 millioner. Disse beløpene er ikke inkludert i noen tabeller.

Aker BP har inngått avtaler om transport av petroleumsprodukter og andre forpliktelser i forbindelse med operasjoner på offshore installasjoner på USD 597 millioner.

Leieforpliktelser - leie av kontorlokaler og IT-tjenester

Kostnader i forbindelse med ikke-kansellerbar leie av kontorlokaler og IT-tjenester er inkludert i resultatregnskapet som følger:

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2016	2015	2016	2015
Leiebetalinger	16 261	12 835	15 644	12 835
Innbetalinger på fremleieavtaler	-100	-391	-100	-391
Sum	16 161	12 444	15 545	12 444

Minimum fremtidig forpliktelser i forbindelse med leie av kontorlokaler og IT-tjenester er som følger:

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Innen ett år	50 210	4 757	50 210	4 757
Ett til fem år	42 329	11 550	42 329	11 550
Etter fem år	12 173	6 299	12 173	6 299
Sum	104 712	22 606	104 712	22 606

Selskapet har inngått en ny leieavtale for kontorlokaler i Oslo som utløper i 2027. Den gamle leieavtalen utløpte i 2016. Selskapet har to leieavtaler i Trondheim (begge vil være utløpt innen 2020) og én i Harstad (utløper i 2020). Selskapet har også inngått en ny leieavtale for kontorbygg i Stavanger som utløper i 2023. Den gamle avtalen utløpte i 2016. Som et resultat av oppkjøpet av BP Norge AS har selskapet overtatt ytterligere leieavtaler for kontorer i Stavanger som løper til 2021.

Erstatningsansvar/forsikring

Som andre rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel har selskapet et ubegrenset ansvar for skadeforvoldelse, inkludert forurensing. Selskapet har forsikret sitt pro rataansvar på norsk sokkel på linje med øvrige oljeselskaper. Anleggene og ansvaret er dekket av en driftsforsikringspolise.

Garantier

Selskapet hadde etablert en låneordning som innebar at de fast ansatte kunne låne inntil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Långiver er én utvalgt bank, og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansatte er USD 1,3 millioner per 31. desember 2016. Tilsvarende beløp for 2015 var USD 1,6 millioner.

Garantier har også blitt stilt i forbindelse med etablering av kredittfasiliteter.

Usikre forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, inkludert skattetvister. Potensielle skattekrav relatert til tidligere skattepliktig inntekt i kjøpte selskaper, kan kreves refundert av selger. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser basert på selskapets beste estimater og i tråd med IAS 37 og IAS 12. Ledelsen er av den oppfatning at ingen av tvistene vil føre til betydelige forpliktelser for selskapet.

Note 27 Transaksjoner med nærstående parter

Transaksjoner med nærstående parter

Ved utgangen av 2016 er Aker (Aker Capital AS) og BP Global Investments Limited de to største aksjonærene i Aker BP, med en eierandel på henholdsvis 40,00 and 30,00 prosent hver. Oversikt over de 20 største aksjonærene fremkommer i note 20.

Transaksjoner med nærstående parter gjennomføres etter armlengdeprinsippet.

Nærstående part (USD 1 000)	Fordringer (+)/forpliktelser (-)	Konsern		Morselskap	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Aker Engineering	Leverandørgjeld	-	26	-	26
Aker Solutions	Leverandørgjeld	-3 205	88	-3 205	88
Aker Subsea Solutions	Leverandørgjeld	-	279	-	279
Andre Aker Group selskaper	Leverandørgjeld	-35	-	-35	-
BP Shipping	Leverandørgjeld	-458	-	-458	-
BP Fuels and Lubricants	Leverandørgjeld	-67	-	-67	-
Andre BP Group selskaper	Leverandørgjeld	-56	-	-56	-
Frontica Advantage AS	Leverandørgjeld	-146	-	-146	-
BP Oil International Ltd.	Kundefordring	141 415	-	141 415	-
BP Gas Marketing	Kundefordring	16 136	-	16 136	-
BP America Production	Kundefordring	83	-	83	-
Andre BP Group selskaper	Kundefordring	139	-	139	-

Nærstående part (USD 1 000)	Inntekter (-)/kostnader (+)	Konsern		Morselskap	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Aker Achievements	Annen personalkostnad	22	40	22	40
Aker ASA	Software og styregodtgjørelse	230	640	230	640
Aker Business Services	Utviklingskostnader	-	952	-	952
Aker Engineering	Utviklingskostnader	-	137	-	137
Aker Geo (First Geo AS)	Utforskningskostnader	758	619	758	619
Aker Kværner	Andre driftskostnader	133	3	133	3
Aker Pharma Holdco	Andre driftskostnader	101	148	101	148
Aker Solutions	Utviklingskostnader	25 433	637	18 131	637
Aker Solutions Holding AS	Andre driftskostnader	327	-	327	-
Aker Subsea Solutions	Utviklingskostnader	835	22 919	835	22 919
AKOFS Offshore Operations AS	Utviklingskostnader	334	-	334	-
BP Exploration Operating Co	Andre driftskostnader	4 376	-	940	-
BP International	Andre driftskostnader	9 990	-	2	-
BP Shipping	Andre driftskostnader	916	-	458	-
BP EOC	Andre driftskostnader	932	-	8	-
BP Gas Marketing	Andre driftskostnader	294	-	-	-
BP Fuels and Lubricants	Andre driftskostnader	81	-	26	-
BP Business Service Centre	Andre driftskostnader	101	-	101	-
Andre BP Group selskaper	Andre driftskostnader	347	-	1	-
BP Oil International	Salg av olje og NGL	-242 593	-	-149 075	-
BP Gas Marketing	Salg av gass	-46 207	-	-17 504	-
Fornebuporten Holding AS	Andre driftskostnader	1 260	-	1 260	-
Fornebuporten Næring 3 AS	Andre driftskostnader	454	-	454	-
Frontica Advantage AS	Andre driftskostnader	752	-	752	-
Frontica Business Solutions AS	Andre driftskostnader	435	-	435	-
Andre Aker selskaper	Andre driftskostnader	105	-	105	-

Majoriteten av transaksjonene med BP konsernselskaper vist ovenfor gjelder midlertidige støttetjenester i forbindelse med oppkjøpet. Etter fullførelsen av fusjonen mellom BP Norge og Det norske den 30. september 2016, fortsatte BP konsernet og yte støttetjenester til Aker BP på områder som IT-systemer og infrastruktur, diverse ingeniørtjenester og salg og markedsføring av petroleumsprodukter.

Note 28 Finansielle instrumenter

Kapitalstruktur og egenkapital

Hovedformålet med selskapets styring av kapitalstrukturen er å maksimere avkastningen til eierne ved å sikre konkurransedyktige betingelser for både egen- og fremmedkapita

Størrelsen på selskapets ressursbase har stor betydning for selskapets kapitaltilgang og lånebetingelser. Økningen i ressurser, rapporterte reserver av egenkapitalandel som følge av større oppkjøp de seneste årene har betydelig styrket selskapets evne til å oppnå gode betingelser og vilkår på fremmedkapital. Selskapet søker å optimalisere kapitalstrukturen ved å balansere avkastning til egenkapital mot selskapets likviditetsbehov.

Selskapet overvåker endringer i finansieringsbehov, risiko, eiendeler og kontantstrøm. Kapitalsammensetningen vurderes løpende. For å opprettholde ønsket kapitalstruktur vurderer selskapet flere typer instrumenter som å refinansiere gjeld, kjøpe eller utstede nye aksjer eller gjeldsinstrumenter, salg av eiendeler eller tilbakebetaling av kapital til eierne.

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser

Selskapet har følgende finansielle eiendeler og forpliktelser: finansielle eiendeler og forpliktelser til virkelig verdi over resultatet, utlån og fordringer, samt andre forpliktelser. De to sistnevnte er regnskapsført til amortisert kost, mens den første er regnskapsført til virkelig verdi.

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser - konsern og morselskap

	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi	Finansielle forpliktelser målt til	
	Øremerket ved	Lån og	Øremerket ved	amortisert kost.	Sum
31.12.2016	førstegangsinnregning	fordringer	førstegangsinnregning		
Eiendeler					
Kundefordringer	-	170 000	-	-	170 000
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾	-	382 202	-	-	382 202
Betalingsmidler	-	115 286	-	-	115 286
Sum finansielle eiendeler	-	667 488	-	-	667 488
Forpliktelser					
Derivater	-	-	-	40 708	40 708
Leverandørgjeld	-	-	-	88 156	88 156
Obligasjonslån	-	-	-	510 337	510 337
Reservebasert lånefasilitet	-	-	-	2 030 209	2 030 209
Annen kortsiktig gjeld	-	-	-	622 893	622 893
Sum finansielle forpliktelser	-	-	-	3 251 595	3 292 303

¹⁾ Forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da de ikke er å anse som finansielle instrumenter.

31.12.2015	Finansielle eiendeler til virkelig verdi Øremerket ved førstegangsinnregning	Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til virkelig verdi Øremerket ved førstegangsinnregning	Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost.	Sum
Eiendeler					
Andre kortsiktige finansielle eiendeler	2 907	-	-	-	2 907
Kundefordringer	-	85 546	-	-	85 546
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾	-	83 556	-	-	83 556
Derivater	45 217	-	-	-	45 217
Andre langsiktige fordringer	-	12 628	-	-	12 628
Betalingsmidler	-	90 599	-	-	90 599
Sum finansielle eiendeler	48 124	272 329	-	-	320 453
Forpliktelser					
Derivater	-	-	-	75 518	75 518
Leverandørgjeld	-	-	-	51 078	51 078
Obligasjonslån	-	-	-	503 440	503 440
Reservebasert lånefasilitet	-	-	-	2 118 935	2 118 935
Annen kortsiktig gjeld	-	-	-	319 735	319 735
Sum finansielle forpliktelser	-	-	-	2 993 188	3 068 706

¹⁾ Forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da de ikke er å anse som finansielle instrumenter.

Finansiell risiko

Selskapet har finansiert virksomheten med en reservebasert lånefasilitet (se note 24) og to obligasjonslån (se note 21). I tillegg har selskapet finansielle instrumenter som kundefordringer, leverandørgjeld o.l. som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. For sikringsformål har selskapet ulike sikringsinstrumenter, men sikringsbokføring blir ikke brukt. Råvarederivater blir brukt for å redusere risiko knyttet til reduksjon i oljepriser. Valutakontrakter og opsjoner blir brukt til å redusere valutarisiko relatert til kontantstrømmer. Selskapet anvender rentebytteavtaler i utenlandsk valuta og rentederivater som et ledd i å håndtere sin eksponering mot rentendringer.

De viktigste finansielle risiki selskapet er eksponert for er relatert til olje og gass pris, valuta, renter og kapitalbehov.

Selskapets risikostyring, herunder den finansielle risikostyring, skal sikre at risiko av betydning blir identifisert, analysert og håndtert på en systematisk og kostnadseffektiv måte. Etablerte styringsrutiner gir et godt grunnlag for rapportering og oppfølging av den risiko selskapet er eksponert for.

(i) Råvarepriserisiko

Inntekter i Aker BP kommer fra salg av petroleumsprodukter og inntektsstrømmene er derfor eksponert for endringer i olje- og gasspris. Som følge av nåværende ustabile markroforhold vil selskapet kontinuerlig vurdere muligheter for å inngå sikringskontrakter som en del av løpende risikostyring. I desember 2016 inngikk selskapet nye råveresikringskontrakter for 2017. Dette inkluderer salgsoptjoner med salgpris på USD 50 per fat for rundt 15 prosent av estimert oljeproduksjon i 2017, tilsvarende rundt 50 prosent av etter-skatt verdi. I 2016 hadde selskapet inngått salgsoptjoner med salgpris på USD 55 per fat for rundt 20 prosent av estimert 2016 produksjon fra tidligere Det norske oljeselskap (før oppkjøpet av BP Norge AS).

Tabellen under viser råvarederivatenes sensitivitet for potensielle endringer i fremtidig forwardpris for olje per 31. desember 2016, forutsatt at øvrige forutsetninger forblir konstante. Beregningen er basert kun på forwardkurven for 2017, siden selskapet ikke har sikret produksjon etter 2017. Effekten presentert nedenfor gjelder kun endring av virkelig verdi på råvarederivater og inkluderer ikke andre resultateffekter som følge av endringer i oljepriser.

(USD 1 000)	Økning/reduksjon i oljepris	31.12.2016	31.12.2015
Effekt på resultat før skatt:	+ 30 %	-6 613	-47 084
	- 30 %	28 750	44 613

(ii) Valutarisiko

Selskapets inntekter fra salg av olje og gass er hovedsakelig i dollar (USD), euro (EUR) og pund (GBP), mens kostnadene i hovedsak er fordelt mellom NOK, USD, EUR og GBP. Salgsinntekter og kostnader i samme valuta reduserer noe av valutarisikoen. Valutaderiverater kan benyttes til å redusere valutarisiko ytterligere.

Tabellen under viser resultateffekten av endringer i USD/NOK-kurs. Andre valutakurser er ikke inkludert siden denne eksponeringen anses som uvesentlig.

(USD 1 000)	Endring i valutakurs	31.12.2016	31.12.2015
Effekt på resultat før skatt*:	+ 10 %	-35 467	32 383
	- 10 %	38 465	-35 715

* Sensitivitetene presentert over inkluderer effekten av valutaderiverater.

Tabellen under viser selskapets eksponering mot NOK per 31. desember:

Eksponering relatert til (USD 1 000)	31.12.2016	31.12.2015
Fordringer, bankinnskudd, andre kortsiktige fordringer og plasseringer	867 226	192 536
Leverandørgjeld, betalbar skatt og andre kortsiktige forpliktelser	-604 001	-251 506
Obligasjonslån	-	-215 689
Nettoeksponering mot NOK	263 225	-274 658

Selskapet er også eksponert for endringer i andre valutakurser som GBP/USD og EUR/USD, men beløpene er ikke vesentlige.

(iii) Renterisiko

Selskapet er utsatt for renterisiko på låneopptak, samt ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for selskapets fremtidige kontantstrømmer. Selskapet har per 31. desember 2016 en total låneforpliktelse på USD 2,5 milliarder, fordelt på to langsiktige obligasjonslån og en reservebasert kredittfasilitet. Tilsvarende forpliktelser per 31. desember 2015 var på USD 2,6 milliarder.

Vilkårene for selskapets lån er beskrevet i note 21 og 24. Renterisiko vedrørende de likvide midlene er relativt begrenset. Følgende tabell viser selskapets sensitivitet for potensielle endringer i rentenivået, som er rimelig sannsynlig:

Endring i rentenivå i basispunkter (USD 1 000)	31.12.2016	31.12.2015	
Effekt på resultat før skatt:			
	+ 100 punkter	-9 844	-24 932
	- 100 punkter	9 089	24 864

For å beregne sensitivitet av renteendringer, er flytende rente blitt endret med + / - 100 basispunkter.

Tabellen viser effekten på resultatet i 2016 knyttet til endringer i forventet fremtidig rente. Slike endringer i forventet fremtidig rentenivå påvirker virkelig verdi av rentebytter på balansedagen. Den flytende renten mottatt i rentebytteavtaler er knyttet til en tilsvarende flytende rentebetaling for lånet/obligasjonen, og endringer i virkelig verdi på rentebytteavtaler har redusert renterisikoen med USD 16,6 millioner i følsomheten angitt i tabellen over.

(iv) Likviditetsrisiko / likviditetsstyring

Likviditetsrisiko er risikoen for at selskapet ikke vil være i stand til å betjene sine finansielle forpliktelser etterhvert som de forfaller.

Det utarbeides i tillegg løpende prognoser på kort (12 mnd.) og lang sikt (fem år) for å planlegge selskapets likviditetsbehov. Disse planene oppdateres fortløpende for ulike scenarier og inngår som en del av det løpende beslutningsgrunnlaget for ledelsen og styret i selskapet.

Den overskytende likviditet er definert som en portefølje bestående av likvide midler utover midler plassert på ordinære driftsbankkonti og ubenyttede trekkrammer. Overskuddslikviditet inkluderer dermed høyrentekonti og finansielle plasseringer i banker, pengemarkedsinstrumenter og obligasjoner. For overskuddslikviditeten er kravet til lav likviditetsrisiko (dvs. risiko for realisering på kort varsel) generelt viktigere enn maksimal avkastning.

Selskapets mål for plassering og forvaltning av overskuddskapital er lav risikoprofil med god likviditet.

Selskapets overskuddslikviditet per 31. desember 2016 er hovedsakelig plassert i bank. Selskapet har en beholdning av betalingsmidler per 31. desember 2016 på USD 115 millioner (2015: USD 91 millioner). Salgsinntekter og kostnader følges opp på daglig basis med hensyn til styring av likviditetsrisiko.

Tabellen nedenfor viser en oversikt over forfallsstrukturen for selskapets finansielle forpliktelser, basert på udiskonterte kontraktuelle betalinger:

31.12.2016	Regnskapsført verdi	Kontraktsmessige kontantstrømmer				Sum
		Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	over 5 år	
<i>Ikke-derivativ finansielle forpliktelser:</i>						
Obligasjonslån	510 337	48 221	48 221	354 929	312 642	764 012
Reservebasert kredittfasilitet	2 030 209	108 072	108 072	2 400 949	-	2 617 093
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	88 156	88 156	-	-	-	88 156
<i>Derivativ finansielle forpliktelser:</i>						
Derivater	40 708	5 052	3 699	31 956	-	40 708
Sum per 31.12.2016	2 669 410	249 501	159 992	2 787 834	312 642	3 509 969

31.12.2015	Regnskapsført verdi	Kontraktsmessige kontantstrømmer				Sum
		Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	over 5 år	
<i>Ikke-derivativ finansielle forpliktelser:</i>						
Obligasjonslån	503 440	47 886	47 841	355 056	343 819	794 602
Reservebasert kredittfasilitet	2 118 935	84 986	84 986	258 096	2 238 142	2 666 210
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	51 078	51 078	-	-	-	51 078
<i>Derivativ finansielle forpliktelser:</i>						
Derivater	75 518	13 506	4 980	57 032	-	75 518
Sum per 31.12.2015	2 748 971	197 456	137 806	670 184	2 581 961	3 587 408

(v) Kreditt risiko

Risiko for at motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser anses som liten, da det historisk sett ikke har vært tap på fordringer. Selskapets kunder er store og kredittverdige oljeselskaper, og det har derfor ikke vært nødvendig å foreta avsetninger for tap på krav.

I forvaltningen av selskapets likvide midler prioriteres lav kreditt risiko. Likvide midler er hovedsakelig plassert i bankinnskudd som har lav kreditt risiko.

Maksimal kreditt risikoeksponering er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i balansen. Selskapet anser sin maksimale risikoeksponering å være balanseført verdi av kundefordringer og andre kortsiktige fordringer og plasseringer, se note 16 og 17.

Fastsettelse av virkelig verdi

Virkelig verdi på valutaterminkontrakter er fastsatt ved bruk av valutakurser ved slutten av rapporteringsperioden. Virkelig verdi på rentebytteavtaler er fastsatt ved bruk av forventet flytende rente ved slutten av perioden. Virkelig verdi på derivater er fastsatt ved bruk av Brent forwardkurven ved slutten av rapporteringsperioden. Virkelig verdi er bekreftet av Bloomberg. Se note 23 for detaljert informasjon om derivatene.

Følgende av selskapets finansielle instrumenter er ikke verdsatt til virkelig verdi: kundefordringer, andre kortsiktige fordringer, andre langsiktige fordringer, kortsiktige lån og andre rentebærende forpliktelser.

Balanseført verdi av betalingsmidler og lån er tilnærmet lik virkelig verdi på grunn av at disse instrumentene har kort forfallstid. Tilsvarende er balanseført verdi av kundefordringer, andre fordringer, leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld tilnærmet lik virkelig verdi da de inngås til normale betingelser.

Obligasjonslånene fra september 2013 og mai 2015 er notert på Oslo Børs, og virkelig verdi fastsettes til børskurs per 31. desember 2016. Virkelig verdi av RBL-fasiliteten er antatt å være lik bokført verdi.

Under følger en sammenligning av balanseførte verdier og virkelig verdi for selskapets finansielle instrumenter, med unntak av de finansielle instrumentene der balanseført verdi er en rimelig tilnærming til virkelig verdi (for eksempel kundefordringer og leverandørgjeld, samt instrumenter regnskapsført til virkelig verdi).

Virkelig verdi på finansielle instrumenter (USD 1 000)	31.12.2016		31.12.2015	
	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost:</i>				
Obligasjonslån	510 337	584 400	503 440	484 139
Annen rentebærende gjeld	2 030 209	2 030 209	2 118 935	2 118 935
Sum finansielle forpliktelser	2 540 546	2 614 609	2 622 375	2 603 074

Virkelig verdihierarki:

Selskapet klassifiserer virkelig verdimålinger ved å bruke et virkelig verdihierarki som reflekterer signifikansen av den input som brukes i utarbeidelsen av målingene. Hierarkiet har følgende nivåer:

Nivå 1 - input er noterte priser (ujusterte) i aktive markeder for identiske eiendeler eller forpliktelser.

Nivå 2 - input er annet enn noterte priser inkludert i nivå 1 som er observerbare for eiendeler eller forpliktelser, enten direkte (dvs. som priser) eller indirekte (dvs. utledet fra priser).

Nivå 3 - input for eiendeler eller forpliktelser som ikke er basert på observerbare markedsdata (ikke-observerbar input).

Selskapet har ingen nivå 3 eiendeler eller forpliktelser.

31.12.2016		Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansielle instrumenter innregnet til virkelig verdi (USD 1 000)				

Finansielle eiendeler eller forpliktelser målt til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet:

Derivater	-	40 708	-
-----------	---	--------	---

31.12.2015		Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansielle instrumenter innregnet til virkelig verdi (USD 1 000)				

Finansielle eiendeler eller forpliktelser målt til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet:

Derivater	-	120 735	-
Markedsbaserte finansielle plasseringer	2 907	-	-

I løpet av rapporteringsperioden er det ingen endringer i virkelig verdimåling som medfører overføringer mellom nivåene.

Note 29 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Selskapet har følgende investeringer i lisenser på norsk sokkel:

Opererte felt:	31.12.2016	31.12.2015	Ikke-opererte felt:	31.12.2016	31.12.2015
Alvheim	65,000 %	65,000 %	Atla	10,000 %	10,000 %
Bøyla	65,000 %	65,000 %	Enoch	2,000 %	2,000 %
Hod	37,500 %	0,000 %	Gina Krog	3,300 %	3,300 %
Ivar Aasen Unit	34,786 %	34,786 %	Johan Sverdrup****	11,573 %	11,573 %
Jette Unit	70,000 %	70,000 %	Jotun	7,000 %	7,000 %
Valhall	35,953 %	0,000 %	Varg	5,000 %	5,000 %
Vilje	46,904 %	46,904 %			
Volund	65,000 %	65,000 %			
Tambar	55,000 %	0,000 %			
Tambar Øst	46,200 %	0,000 %			
Ula	80,000 %	0,000 %			
Skarv	23,835 %	0,000 %			

Utvinningsstillatelser der Aker BP er operatør:

Utvinningsstillatelser der Aker BP er partner:

Lisens:	31.12.2016	31.12.2015	Lisens:	31.12.2016	31.12.2015
PL 001B	35,000 %	35,000 %	PL 006C***	15,000 %	0,000 %
PL 006B***	35,833 %	0,000 %	PL 018D***	13,338 %	0,000 %
PL 019***	80,000 %	0,000 %	PL 019C	30,000 %	30,000 %
PL 026B	90,260 %	62,130 %	PL 019D*	0,000 %	30,000 %
PL 027D	100,000 %	100,000 %	PL 026***	30,000 %	0,000 %
PL 028B	35,000 %	35,000 %	PL 029B	20,000 %	20,000 %
PL 033***	37,500 %	0,000 %	PL 035	50,000 %	50,000 %
PL 033B***	37,500 %	0,000 %	PL 035B*	0,000 %	40,000 %
PL 036C	65,000 %	65,000 %	PL 035C	50,000 %	50,000 %
PL 036D	46,904 %	46,904 %	PL 038	5,000 %	5,000 %
PL 065***	55,000 %	0,000 %	PL 038D***	0,000 %	30,000 %
PL 088BS	65,000 %	65,000 %	PL 038E*	0,000 %	5,000 %
PL 103B	70,000 %	70,000 %	PL 048B*	0,000 %	10,000 %
PL 150	65,000 %	65,000 %	PL 048D	10,000 %	10,000 %
PL 150B	65,000 %	65,000 %	PL 102C	10,000 %	10,000 %
PL 169C	50,000 %	50,000 %	PL 102D	10,000 %	10,000 %
PL 203	65,000 %	65,000 %	PL 102F	10,000 %	10,000 %
PL 203B	65,000 %	65,000 %	PL 102G	10,000 %	10,000 %
PL 212***	30,000 %	0,000 %	PL 265	20,000 %	20,000 %
PL 212B***	30,000 %	0,000 %	PL 272	50,000 %	50,000 %
PL 212E***	30,000 %	0,000 %	PL 362	0,000 %	40,000 %
PL 242	35,000 %	35,000 %	PL 405***	15,000 %	0,000 %
PL 261***	50,000 %	0,000 %	PL 438*	0,000 %	10,000 %
PL 262***	30,000 %	0,000 %	PL 457	40,000 %	40,000 %
PL 300***	55,000 %	0,000 %	PL 457BS	40,000 %	40,000 %
PL 340	65,000 %	65,000 %	PL 492***	60,000 %	40,000 %
PL 340BS	65,000 %	65,000 %	PL 502	22,222 %	22,222 %
PL 364***	100,000 %	50,000 %	PL 507***	45,000 %	0,000 %
PL 407***	50,000 %	0,000 %	PL521*	0,000 %	25,000 %
PL 442***	90,260 %	60,000 %	PL 533	35,000 %	35,000 %
PL 460	100,000 %	100,000 %	PL 550*	0,000 %	10,000 %
PL 494*	0,000 %	30,000 %	PL 551*	0,000 %	20,000 %
PL 494B*	0,000 %	30,000 %	PL 554	30,000 %	30,000 %
PL 494C*	0,000 %	30,000 %	PL 554B	30,000 %	30,000 %
PL 504	47,593 %	47,593 %	PL 554C	30,000 %	30,000 %
PL 539*	0,000 %	40,000 %	PL 567*	0,000 %	40,000 %
PL 626	50,000 %	50,000 %	PL583*	0,000 %	45,000 %
PL 659***	35,000 %	20,000 %	PL 574*	0,000 %	10,000 %
PL 663*	0,000 %	30,000 %	PL 610***	37,500 %	0,000 %
PL 677	60,000 %	60,000 %	PL 613	20,000 %	20,000 %
PL 690*	0,000 %	30,000 %	PL 627	20,000 %	20,000 %
PL 709*	0,000 %	40,000 %	PL 627B	20,000 %	20,000 %
PL 715	40,000 %	40,000 %	PL 650***	25,000 %	0,000 %
PL 719**	20,000 %	0,000 %	PL 653	30,000 %	30,000 %
PL 724	40,000 %	40,000 %	PL 672***	0,000 %	25,000 %
PL 724B	40,000 %	40,000 %	PL 678S***	0,000 %	25,000 %
PL 736S	65,000 %	65,000 %	PL 681*	0,000 %	16,000 %
PL 748	30,000 %	30,000 %	PL689	20,000 %	20,000 %
PL 762***	20,000 %	0,000 %	PL 689B**	20,000 %	0,000 %
PL 777	40,000 %	40,000 %	PL 690*	0,000 %	30,000 %
PL 777B**	40,000 %	0,000 %	PL 694	20,000 %	20,000 %
PL 784***	40,000 %	0,000 %	PL 721***	20,000 %	0,000 %
PL 790	30,000 %	30,000 %	PL722***	20,000 %	10,000 %
PL 814**	40,000 %	0,000 %	PL 730*	0,000 %	30,000 %
PL 818**	40,000 %	0,000 %	PL 730B*	0,000 %	30,000 %
PL 821**	60,000 %	0,000 %	PL 778	20,000 %	20,000 %
PL 822S**	60,000 %	0,000 %	PL 782S***	20,000 %	0,000 %
PL 839***	23,835 %	0,000 %	PL 782SB**	20,000 %	0,000 %
PL 843**	40,000 %	0,000 %	PL 797	25,000 %	25,000 %
PL 858**	40,000 %	0,000 %	PL 804	30,000 %	30,000 %
Antall	53	37	PL 811**	20,000 %	0,000 %
			PL 813**	3,300 %	0,000 %
			PL 838***	30,000 %	0,000 %
			PL 842**	30,000 %	0,000 %
			PL 844***	30,000 %	0,000 %
			PL 852**	20,000 %	0,000 %
			PL 857**	40,000 %	0,000 %
			Antall	48	49

* Tilbakeleverte lisenser eller Aker BP har trukket seg ut av lisensen.

** Tildeling i 23 lisensrunde kunngjort i mai 2016.

*** Andel ervervet/endet gjennom lisensstransaksjon.

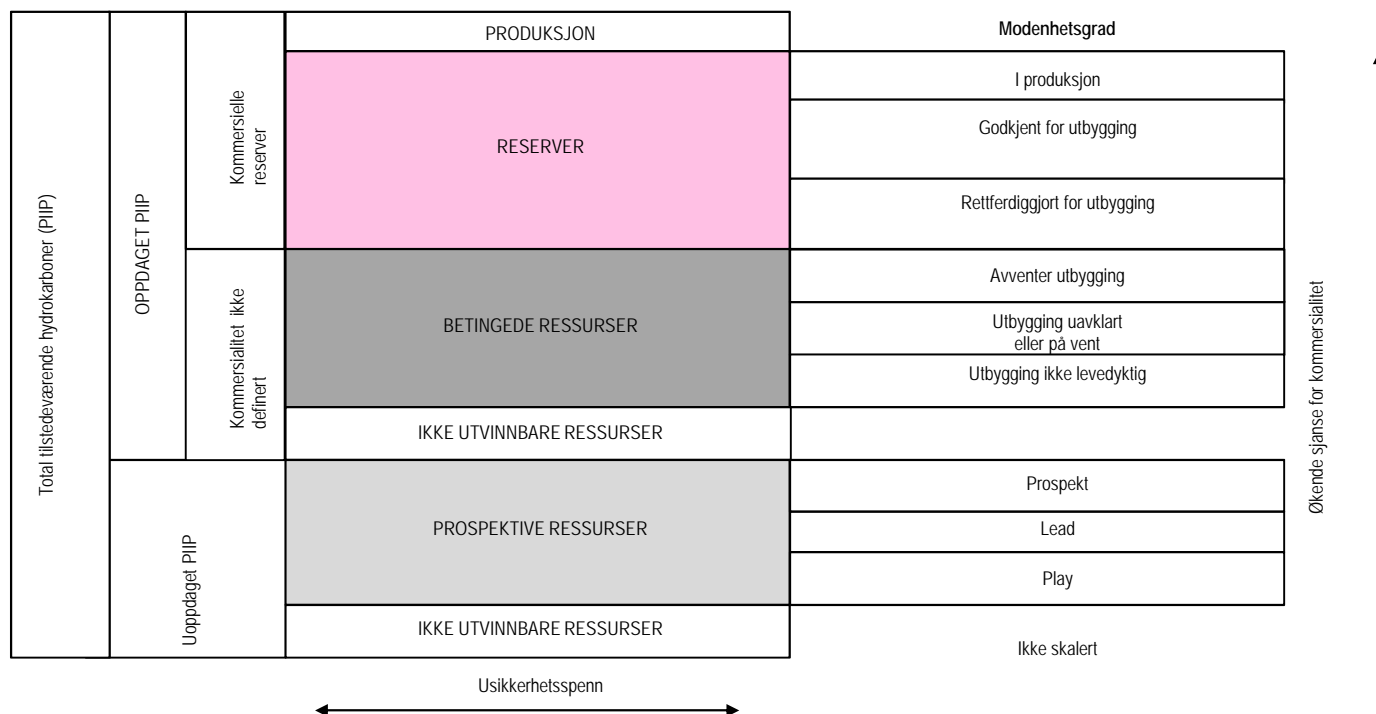
**** I henhold til avgjørelse fra Olje- og energidepartementet.

Note 30 Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)

Klassifisering av reserver og betingende ressurser

Aker BP ASAs reserver og betingede ressurser har blitt klassifisert i henhold til Society of Petroleum Engineer's (SPE) "Petroleum Resources Management System". Dette systemet tilfredsstiller kravet fra Oslo Børs med hensyn til klassifisering og rapportering av reserver og betingede ressurser.

Figur 1 - SPEs klassifiseringssystem som brukes av Aker BP ASA



Figur 1 beskriver hovedprinsippene ved ressursklassifiseringssystemet.

Reserver, utbygde og ikke-utbygde

Aker BP ASA har en eierandel i 28 felt/prosjekter som inneholder reserver, se tabell 1 og tabell 2. Av disse feltene/prosjekter, er 13 klassifisert i underkategorien "I produksjon"/utbygde reserver, åtte er i underkategorien "Godkjent for utbygging"/ikke utbygde reserver og syv er i underkategorien "Rettferdiggjort for utbygging"/ikke utbygde reserver. Merk at flere felt har reserver i mer enn én underkategori.

Tabell 1 - Aker BP felt - 'I produksjon'/utbygde reserver

Felt/prosjekt	Andel	Operatør	Underkategori
Alvheim	65,00 %	Aker BP	I produksjon
Atla	10,00 %	Total	I produksjon
Bøyla	65,00 %	Aker BP	I produksjon
Hod	37,50 %	Aker BP	I produksjon
Ivar Aasen	34,79 %	Aker BP	I produksjon
Skarv	23,84 %	Aker BP	I produksjon
Tambar	55,00 %	Aker BP	I produksjon
Tambar Øst	46,20 %	Aker BP	I produksjon
Ula	80,00 %	Aker BP	I produksjon
Valhall	35,95 %	Aker BP	I produksjon
Vilje	46,90 %	Aker BP	I produksjon
Viper/Kobra	65,00 %	Aker BP	I produksjon
Volund	65,00 %	Aker BP	I produksjon

Tabell 2 - Aker BP felt - "Godkjent for utbygging"/ikke utbygd

Felt/prosjekt	Andel	Operatør	Underkategori
Alvheim Boa Infill South	65,00 %	Aker BP	Godkjent for utbygging
Alvheim Boa Infill North	65,00 %	Aker BP	Godkjent for utbygging
Alvheim Kam Phase 3	65,00 %	Aker BP	Godkjent for utbygging
Gina Krog	3,30 %	Statoil	Godkjent for utbygging
Hanz	34,79 %	Aker BP	Godkjent for utbygging
Johan Sverdrup	11,57 %	Statoil	Godkjent for utbygging
Valhall 7 IP Wells	35,95 %	Aker BP	Godkjent for utbygging
Volund Infill	65,00 %	Aker BP	Godkjent for utbygging
Oda	15,00 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging
Snadd A-1H	23,84 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging
Tambar Artificial Lift	55,00 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging
Tambar Infill South	55,00 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging
Ula Oda	80,00 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging
Ula TAL effect	80,00 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging
Ula Tambar IFS eff	80,00 %	Aker BP	Rettferdiggjort for utbygging

Sum netto påviste reserver (1P/P90) per 31. desember 2016 er estimert til 529 millioner fat olje-ekvivalenter. Sum netto påviste pluss sannsynlige reserver (2P/P50) er estimert til 711 millioner fat olje-ekvivalenter. Fordelingen mellom væske og gass, og mellom de forskjellige underkategoriene er gitt i tabellene 3, 4 og 5.

Endringer fra 2015 reserverapport er oppsummert i tabell 6. Hovedårsaken til økt nettoreserveestimert er oppkjøpet av BP Norge AS. Per 31. desember 2016 utgjør tidligere BP Norge AS felt omtrent 28 prosent av selskapets totale reserver.

Med unntak for oppkjøpene av tidligere BP Norge AS felt og Oda (15 prosent fra Tullow) er det kun små endringer i reserveestimaterne i forhold til fjorårets rapportering. Produksjonsstart for Ivar Aasen og Viper/Kobra var i 2016 og disse har blitt reklassifisert fra "Godkjent for utbygging"/ikke utbygd til "I produksjon"/utbygde reserver. Videre ble det i desember 2016 besluttet å utbygge to infill brønner på Alvheim og disse har blitt reklassifisert som "Godkjent for utbygging".

Fremtidig oljeprisforutsetning for reservene gitt i tabell 3 er 60.6 USD/fat. En sensitivitet med en høyere oljepris på 75 USD/fat hadde bare mindre effekt på netto totale reserver til Aker BP med en økning i netto påviste reserver på to prosent sammenlignet med basisforutsetningen. Den høyere oljeprisen hadde ingen påvirkning på netto påviste sannsynlige reserver (2P/P50). Også et lavere prisscenario med en oljepris på 45 USD/fat har blitt testet. Dette ga kun marginalt lavere reserveestimater sammenlignet med anvendte prisforutsetninger, hvor påviste reserver (1P/P90) og påviste sannsynlige reserver (2P/P50) reduseres med henholdsvis tre og to prosent hver.

Tabell 3 - Reserver per felt - i produksjon

I produksjon	Andel	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekv. (millioner fat)	Nto. olje ekv. (millioner fat)	Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekv. (millioner fat)	Nto. olje ekv. (millioner fat)
31.12.2016	%										
Alvheim	65,0 %	58,7	-	5,7	64,4	41,9	76,0	-	9,1	85,1	55,3
Vilje	46,9 %	14,3	-	-	14,3	6,7	18,9	-	-	18,9	8,9
Volund	65,0 %	6,1	-	0,1	6,3	4,1	12,7	-	1,0	13,7	8,9
Bøyla	65,0 %	7,5	-	0,3	7,8	5,1	12,7	-	0,6	13,3	8,7
Atla	10,0 %	0,4	-	0,2	0,6	0,1	0,4	-	0,3	0,8	0,1
Ula	80,0 %	24,8	1,2	-	26,0	20,8	47,7	2,4	-	50,1	40,1
Tambar	55,0 %	0,7	0,1	0,1	0,9	0,5	1,4	0,1	0,2	1,7	0,9
Tambar East	46,2 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valhall	36,0 %	97,8	3,8	14,7	116,2	41,8	128,2	5,1	19,7	153,0	55,0
Hod	37,5 %	3,5	0,1	0,5	4,1	1,6	4,2	0,2	0,6	4,9	1,8
Skarv	23,8 %	28,0	31,7	119,4	179,0	42,7	45,2	32,8	147,7	225,6	53,8
Viper/Kobra	65,0 %	5,5	-	0,5	6,0	3,9	8,9	-	0,7	9,6	6,2
Ivar Aasen	34,8 %	106,3	7,7	20,8	134,8	46,9	144,4	10,1	27,1	181,6	63,2
Sum						215,9					302,9

Tabell 4 - Reserver per felt - godkjent for utbygging

Godkjent for utbygging 31.12.2016	Andel %	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)	Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)
Johan Sverdrup	11,6 %	1 961,2	50,1	63,4	2 074,6	240,1	2 452,0	62,6	79,2	2 593,8	300,2
Hanz	35,0 %	11,7	0,6	1,6	14,0	4,9	14,4	0,8	2,3	17,5	6,1
Alvheim Phase 3	65,0 %	-	-	13,1	13,1	8,5	-	-	21,1	21,1	13,7
Alvheim Boa IFS	65,0 %	2,9	-	0,9	3,8	2,5	4,9	-	1,3	6,2	4,0
Alvheim Boa IFN	65,0 %	3,1	-	1,4	4,5	2,9	4,6	-	2,0	6,6	4,3
Valhall 7 IP Wells	36,0 %	46,0	1,7	6,6	54,3	19,5	60,3	3,1	12,1	75,5	27,2
Volund Infill	65,0 %	8,9	-	0,9	9,8	6,4	13,5	-	1,2	14,7	9,6
Gina Krog	3,3 %	81,7	31,7	56,7	170,1	5,6	105,7	38,6	74,5	218,7	7,2
Sum						290,4					372,3

Tabell 5 - Reserver per felt - rettferdiggjort for utbygging

Rettferdiggjort for utbygging 31.12.2016	Andel %	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)	Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)
Snadd A-1H	23,8 %	5,0	7,0	31,7	43,7	10,4	6,0	8,8	39,9	54,6	13,0
Ula TAL effect	80,0 %	0,9	0,0	-	0,9	0,8	1,9	0,1	-	2,0	1,6
Ula Oda effect	80,0 %	2,7	0,1	-	2,8	2,2	5,8	0,3	-	6,1	4,9
Ula Tambar IFS effect	80,0 %	0,3	0,0	-	0,4	0,3	2,5	0,1	-	2,6	2,1
Tambar Artificial Lift	55,0 %	2,7	0,1	0,6	3,4	1,9	4,1	0,2	0,9	5,2	2,8
Tambar Infill South	55,0 %	3,6	0,2	1,0	4,8	2,7	6,0	0,3	1,6	7,9	4,3
Oda	15,0 %	28,3	-	1,7	30,0	4,5	45,2	-	2,9	48,1	7,2
Sum						22,7					35,9

Sum reserver 31.12.2016
529,0
711,1
Sum reserver 31.12.2015
373,9
498,2
Tabell 6 - Aggregerte reserver, produksjon, nye utbygginger og justeringer

Netto endring i reserver (mill. fat oljeekviv.)	I produksjon		Godkjent for utbygging		Rettferdiggjort for utbygg.		Sum	
	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50
Balanse per 31.12.2015	56,4	84,4	317,5	413,8	-	-	373,9	498,2
Produksjon	-27,7	-27,7	-	-	-	-	-27,7	-27,7
Reklassifisering	56,4	76,6	-56,4	-76,6	-	-	-	-
Revisjon av tidligere estimater	18,9	13,4	4,4	-0,4	-	-	23,3	13,0
IOR	-	-	5,4	8,3	-	-	5,4	8,3
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-	-	-	-
Kjøp/salg	111,9	156,2	19,5	27,2	22,7	35,9	154,1	219,3
Balanse per 31.12.2016	215,9	302,9	290,4	372,3	22,7	35,9	529,0	711,1
Endring	159,5	218,5	-27,1	-41,5	22,7	35,9	155,2	212,9

Note 31 Hendelser etter balansedagen

Selskapet har ikke identifisert noen hendelser med vesentlig regnskapsmessig effekt som har oppstått mellom balansedagen og dato for denne rapporten.

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskap for 2016 etter vår beste overbevisning er utarbeidet i samsvar med IFRS som er fastsatt av EU, med krav til tilleggsopplysninger som følger av regnskapsloven. Opplysningene i regnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets og konsernets gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet.

Årsberetningen gir etter vår beste overbevisning en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet og stillingen til selskapet, sammen med en beskrivelse av de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer selskapet står ovenfor. Videre bekrefter vi etter vår beste overbevisning at rapporten "Betaling til myndigheter", som er inkludert i en egen seksjon i denne årsrapporten, er utarbeidet i samsvar med kravene i verdipapirhandellovens §5-5a med tilhørende forskrift.

Styret og administrerende direktør i Aker BP ASA

Akerkvartalet, 2. mars 2017



Øyvind Eriksen, Chair of the Board



Kjell Inge Røkke, Board member




Anne Marie Cannon, Deputy Chair



Trond Brandsrud, Board member



Gro Kielland, Board member



Bernard Looney, Board member



Bjørn Thore Synsvoll Ribesen, Board member



Terje Solheim, Board member



Lone Margrethe Olstad, Board member



Kate Thomson, Board member



Karl Johnny Hersvik, Chief Executive Officer

Alternative prestasjonsindikatorer

Aker BP viser alternative prestasjonsindikatorer i sin finansielle rapportering, som et supplement til den finansielle rapporteringen i henhold til IFRS. Aker BP mener at alternative prestasjonsindikatorer gir nyttig tilleggsinformasjon for ledelsen, investorer, analytikere og andre interessenter og gir en forbedret innsikt i den finansielle utviklingen i Aker BPs virksomhet, samt bedre sammenlignbarhet mellom regnskapsperioder.

Avskrivninger per fat er avskrivninger dividert med antall fat oljeekvivalenter produsert i tilsvarende periode

Brutto rentebærende gjeld er bokført verdi av kortsiktig og langsiktig rentebærende gjeld

EBIT er forkortelse for resultat før renter og andre finansposter og skat

EBITDA er forkortelse for resultat før renter og andre finansposter, skatt, avskrivninger og amortiseringer og nedskrivninge

EBITDAX er forkortelse for resultat før renter og andre finansposter, skatt, avskrivninger og amortiseringer, nedskrivninger og letekostnade

Egenkapitalandel er total egenkapital dividert med totale eiendeler

Netto rentebærende gjeld er bokført verdi av kortsiktig og langsiktig rentebærende gjeld redusert med kontanter og kontantekvivalente

Produksjonskost per fat er produksjonskost dividert med antall fat oljeekvivalenter produsert i tilsvarende periode

Resultat per aksje (EPS) er nettoresultat dividert på tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden

Utbytte per aksje (DPS) er utbytte betalt i perioden delt på antall aksjer utestående



Til generalforsamlingen i Aker BP ASA

Uavhengig revisors beretning

Uttalelse om revisjonen av årsregnskapet

Konklusjon

Vi har revidert Aker BP ASAs årsregnskap, som består av:

- selskapsregnskapet, som består av balanse per 31. desember 2016, resultatregnskap, oppstilling over endringer i egenkapital og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og noter, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper, og
- konsernregnskapet, som består av balanse per 31. desember 2016, resultatregnskap, oppstilling over endringer i egenkapital og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og noter, herunder et sammendrag av viktige regnskapsprinsipper.

Etter vår mening:

- er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter
- gir selskapsregnskapet et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til Aker BP ASA per 31. desember 2016 og av selskapets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.
- gir konsernregnskapet et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til konsernet Aker BP ASA per 31. desember 2016 og av konsernets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Grunnlag for konklusjonen

Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder de internasjonale revisjonsstandardene International Standards on Auditing (ISA-ene). Våre oppgaver og plikter i henhold til disse standardene er beskrevet i *Revisors oppgaver og plikter ved revisjon av årsregnskapet*. Vi er uavhengige av selskapet og konsernet slik det kreves i lov og forskrift, og har overholdt våre øvrige etiske forpliktelser i samsvar med disse kravene. Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

Sentrale forhold ved revisjonen

Sentrale forhold ved revisjonen er de forhold vi mener var av størst betydning ved revisjonen av årsregnskapet for 2016. Disse forholdene ble håndtert ved revisjonens utførelse og da vi dannet oss vår mening om årsregnskapet som helhet. Vi konkluderer ikke særskilt på disse forholdene.

Oppkjøp av BP Norge AS

Med henvisning til styrets årsberetning og årsregnskapets note 1.3 (Viktige regnskapsvurderinger, estimater og forutsetninger), note 1.8 (Virksomhetssammenslutning og goodwill) og note 3 Virksomhetssammenslutning.

Beskrivelse av forholdet	Vår revisjonsmessige tilnærming
<p>Den 30. september 2016 fullførte selskapet oppkjøpet av BP Norge i en virksomhetssammenslutning.</p> <p>For å allokere kjøpesummen og fastsette virkelig verdi av eiendelene ble det gjort flere estimater og vurderinger, inkludert:</p> <ul style="list-style-type: none"> • estimering av olje- og gassreserver, produksjonsprognoser og priser; • estimering av driftskostnader, fjerningskostnader og skattekostnader; • forventning om fremtidige valutakurser; • identifisering og verdsettelse av immaterielle eiendeler og betingede forpliktelser; • diskonteringsrente; og • allokering av goodwill til kontantstrømgenererende enheter. <p>I tillegg krever beregningen av virkelige verdier finansiell modellering av kontantstrømmer relatert til hver enkelt eiendel eller gjeld, inkludert skatteeffekter, som kan være komplekse og krever at man tar flere forutsetninger.</p> <p>Følgelig krever allokeringen av kjøpesummen betydelig oppmerksomhet gjennom revisjonen og er gjenstand for en høy grad av revisorskjønn.</p>	<p>Vi leste transaksjonsavtalene og vurderte verdsettelsen av vederlaget, samt sporet betalingene til bankoppgaver og emisjonsdokumenter.</p> <p>Vi involverte KPMGs verdsettelsesspesialister for å vurdere den matematiske og metodiske integriteten av ledelsens verdsettelsesmodeller samt diskonteringsrenten mot markedsdata. KPMGs skatteeksperter bistod i vurderingen av skattefordeler og utsatt skatt inkludert i transaksjonen, inkludert betinget betalbar skatt.</p> <p>Vi vurderte rimeligheten av ledelsens verdsettelse og identifisering av eiendeler og gjeld med referanse til:</p> <ul style="list-style-type: none"> • markedsdata og annen offentlig tilgjengelig informasjon og bransjedata; • due diligence rapporter og rapporter om reserver og fjerningsforpliktelser laget av tredjeparter i forbindelse med transaksjonen; og • prognoser benyttet og rapportert av ledelsen og styret. <p>Vi vurderte også hvor sensitive de virkelige verdiene er for endringer i forutsetninger innenfor et rimelig mulighetsområde og vurderte om opplysningene i note 3 virksomhetssammenslutning var dekkende.</p>

Nedskrivning av lisenseiendeler og tilhørende goodwill

Med henvisning til styrets årsberetning og årsregnskapet note 1.3 (Viktige regnskapsvurderinger, estimater og forutsetninger), note 1.12 (Nedskrivning) og note 15 (Nedskrivninger).

Beskrivelse av forholdet	Vår revisjonsmessige tilnærming
<p>Gjenvinnbare beløp fra lisenseiendeler og tilhørende goodwill er sensitive for endringer i markedsforutsetninger, spesielt olje- og gasspriser, diskonteringsrente og operasjonelle prognoser inkludert produserte volumer av olje og gass og lisensrelaterte kostnader. Negative endringer i disse forutsetningene og prognosene kan være en nedskrivningsindikator, selv om andre faktorer har endret seg i positiv retning.</p> <p>I tillegg vil de lisensene som har goodwill allokert til seg være gjenstand for nedskrivninger etter hvert som tilhørende olje- og gassreserver blir produsert.</p> <p>For å fastsette gjenvinnbart beløp for</p>	<p>Vi vurderte ledelsens identifisering av nedskrivningsindikatorer basert på både på eiendelenes spesifikke egenskaper og markedsforhold.</p> <p>For hver kontantstrømgenererende enhet med vesentlige eiendeler hvor en nedskrivningsindikator ble identifisert eller hvor goodwill var allokert, vurderte vi kritisk nøkkelementene i kontantstrømprognosene, inkludert:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produksjonsprofiler, med bakgrunn i historisk produksjon, reserveestimater laget av selskapets reserveingeniører og reserverapporter utarbeidet av tredjeparter;

<p>lisenseiendeler og tilhørende goodwill må ledelsen gjøre estimater og ta forutsetninger knyttet til operasjonelle faktorer og markedsutsikter. Dette involverer en høy grad av skjønn. I tillegg krever beregningen av gjenvinnbart beløp kompleks finansiell modellering av kontantstrømmer for hver kontantstrømgenererende enhet.</p> <p>Vi benytter stor grad av revisorskjønn ved vurderingen av hvorvidt gjenvinnbart beløp og forutsetningene som driver de underliggende kontantstrømestimatene er rimelige og dokumenterbare.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tre års olje- og gasspriser mot forwardkurvedata og selskapets langsiktige oljeprisforutsetninger mot sammenligningsgrunnlag fra analytikere, konsulenter og andre offentlig tilgjengelige kilder; • Driftskostnader og investeringskostnader mot historiske prognoser, godkjente lisensbudsjetter og ledelsens prognoser; og • Fjerningskostnader med bakgrunn i vårt arbeid knyttet til fjerningsforpliktelsene (se eget punkt om fjerningsforpliktelse). <p>KPMGs verdsettelses spesialister har i tillegg vurdert den matematiske og metodiske integriteten til ledelsens nedskrivningsmodell, inkludert modellens skatterelaterte kontantstrøm, samt diskonteringsrenten som er benyttet mot markedsdata.</p>
---	--

Fjernings- og nedstengingsforpliktelser

Med henvisning til styrets årsberetning og årsregnskapet note 1.3 (viktige regnskapsvurderinger, estimater og forutsetninger), note 1.25 (Avsetninger) og note 22 (Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser).

<i>Beskrivelse av forholdet</i>	<i>Vår revisjonsmessige tilnærming</i>
<p>Ledelsens estimat på fjernings- og nedstengingsforpliktelser krever stor grad av skjønn på grunn av:</p> <ul style="list-style-type: none"> • nedstengingsarbeidets teknisk krevende karakter hvor arbeidet kan bli utført over flere år; • Usikkerheten i dagens markedspriser for nedstengingsarbeid (f.eks. riggrater) og fremtidig prisutvikling; • Faktorer som er utenfor selskapets kontroll som kan påvirke kostnader og tidspunktet for nedstengingsarbeidet (f.eks. værforhold); og • Begrenset antall nedstengingsprosjekter gjennomført av selskapet og i industrien, som kan fungere som sammenligningsgrunnlag. <p>Som et resultat av usikkerheten er det vanligvis et bredt spekter av mulige estimater for fjerningsforpliktelsen for hver lisens. Det kreves derfor vesentlig grad av revisorskjønn for å evaluere fjerningsforpliktelsen og for å fastsette om det er nok bevis tilgjengelig for å støtte estimatene og vurderingene som er gjort.</p>	<p>For hver lisens med potensielt vesentlig fjerningsforpliktelse gjorde vi en kritisk vurdering av ledelsens estimater på nedstengingskostnader, inkludert:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Antall brønner og relevante tekniske detaljer om anleggene og infrastrukturen mot offentlig tilgjengelig informasjon og rapportering i lisensene; • Kostnader til plugging og nedstenging for borede brønner mot relevante sammenligningsdata; • Fjerning av anlegg og nedstengingskostnader mot sammenligningsdata og tredjepartsrapporter hvor det er tilgjengelig; og • Forutsetninger om utenlandsk valuta, inflasjon og prisutvikling mot markeds- og bransjedata. <p>For lisenser hvor andre enn konsernet er operatør vurderes estimatene mot rapporter mottatt fra operatøren av lisensen.</p> <p>Vi vurderte i tillegg antatt nedstengingsdato mot lisensens prognoser samt vurderte om prognosene benyttet her var konsistent med de i nedskrivningstesten og i revisjonen for øvrig.</p> <p>Vi vurderte den matematiske nøyaktigheten i ledelsens diskonteringsmodell for å bekrefte nåverdier av fjernings- og nedstengingskostnader ved årsslutt og kalkulatorisk rente innregnet gjennom året.</p>

	Diskonteringsrenten er vurdert mot praksis i industrien og markedsdata.
--	---

Øvrig informasjon

Ledelsen er ansvarlig for øvrig informasjon. Øvrig informasjon består av informasjonen i årsrapporten, men inkluderer ikke årsregnskapet og revisjonsberetningen.

Vår uttalelse om revisjonen av årsregnskapet dekker ikke øvrig informasjon, og vi attesterer ikke den øvrige informasjonen.

I forbindelse med revisjonen av årsregnskapet er det vår oppgave å lese øvrig informasjon med det formål å vurdere hvorvidt det foreligger vesentlig inkonsistens mellom øvrig informasjon og årsregnskapet, kunnskap vi har opparbeidet oss under revisjonen, eller hvorvidt den tilsynelatende inneholder vesentlig feilinformasjon.

Dersom vi konkluderer med at den øvrige informasjonen inneholder vesentlig feilinformasjon er vi pålagt å rapportere det. Vi har ingenting å rapportere i så henseende.

Styrets og daglig leders ansvar for årsregnskapet

Styret og daglig leder (ledelsen) er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet i samsvar med lov og forskrifter, herunder for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU. Ledelsen er også ansvarlig for slik intern kontroll som den finner nødvendig for å kunne utarbeide et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Ved utarbeidelsen av årsregnskapet er ledelsen ansvarlig for å ta standpunkt til selskapets og konsernets evne til fortsatt drift, og på tilbørlig måte å opplyse om forhold av betydning for fortsatt drift. Forutsetningen om fortsatt drift skal legges til grunn for årsregnskapet med mindre ledelsen enten har til hensikt å avvikle konsernet eller å legge ned virksomheten, eller ikke har noe realistisk alternativ til dette.

Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet

Vårt mål med revisjonen er å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller utilsiktede feil, og å avgi en revisjonsberetning som inneholder vår konklusjon. Betryggende sikkerhet er en høy grad av sikkerhet, men ingen garanti for at en revisjon utført i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, alltid vil avdekke vesentlig feilinformasjon som eksisterer. Feilinformasjon kan oppstå som følge av misligheter eller utilsiktede feil. Feilinformasjon blir vurdert som vesentlig dersom den enkeltvis eller samlet med rimelighet kan forventes å påvirke økonomiske beslutninger som brukerne foretar basert på årsregnskapet.

Som del av en revisjon i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder ISA-ene, utøver vi profesjonelt skjønn og utviser profesjonell skepsis gjennom hele revisjonen. I tillegg:

- identifiserer og anslår vi risikoen for vesentlig feilinformasjon i regnskapet, enten det skyldes misligheter eller utilsiktede feil. Vi utformer og gjennomfører revisjonshandlinger for å håndtere slike risikoer, og innhenter revisjonsbevis som er tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon. Risikoen for at vesentlig feilinformasjon som følge av misligheter ikke blir avdekket, er høyere enn for feilinformasjon som skyldes utilsiktede feil, siden misligheter kan innebære samarbeid, forfalskning, bevisste utelatelser, uriktige fremstillinger eller overstyring av intern kontroll.
- opparbeider vi oss en forståelse av den interne kontroll som er relevant for revisjonen, for å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets eller konsernets interne kontroll.
- evaluerer vi om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimaterne og tilhørende noteopplysninger utarbeidet av ledelsen er rimelige.

- konkluderer vi på hensiktsmessigheten av ledelsens bruk av fortsatt drift-forutsetningen ved avleggelsen av regnskapet, basert på innhentede revisjonsbevis, og hvorvidt det foreligger vesentlig usikkerhet knyttet til hendelser eller forhold som kan skape tvil av betydning om selskapets evne til fortsatt drift. Dersom vi konkluderer med at det eksisterer vesentlig usikkerhet, kreves det at vi i revisjonsberetningen henleder oppmerksomheten på tilleggsopplysningene i regnskapet, eller, dersom slike tilleggsopplysninger ikke er tilstrekkelige, at vi modifierer vår konklusjon om årsregnskapet og årsberetningen. Våre konklusjoner er basert på revisjonsbevis innhentet inntil datoen for revisjonsberetningen. Etterfølgende hendelser eller forhold kan imidlertid medføre at selskapet ikke fortsetter driften.
- evaluerer vi den samlede presentasjonen, strukturen og innholdet, inkludert tilleggsopplysningene, og hvorvidt årsregnskapet representerer de underliggende transaksjonene og hendelsene på en måte som gir et rettviseende bilde.
- innhenter vi tilstrekkelig og hensiktsmessig revisjonsbevis vedrørende den finansielle informasjonen til enhetene eller forretningsområdene i konsernet for å kunne gi uttrykk for en mening om det konsoliderte regnskapet. Vi er ansvarlige for å lede, følge opp og gjennomføre konsernrevisjonen. Vi alene er ansvarlige for vår revisjonskonklusjon.

Vi kommuniserer med styret blant annet om det planlagte omfanget av revisjonen og til hvilken tid revisjonsarbeidet skal utføres. Vi utveksler også informasjon om forhold av betydning som vi har avdekket i løpet av revisjonen, herunder om eventuelle svakheter av betydning i den interne kontrollen.

Vi gir styret en uttalelse om at vi har etterlevd relevante etiske krav til uavhengighet, og om at vi har kommunisert og vil kommunisere med dem alle relasjoner og andre forhold som med rimelighet kan tenkes å kunne påvirke vår uavhengighet, og, der det er relevant, om tilhørende forholdsregler.

Av de sakene vi har kommunisert med styret, tar vi standpunkt til hvilke som var av størst betydning for revisjonen av årsregnskapet for den aktuelle perioden, og som derfor er sentrale forhold ved revisjonen. Vi beskriver disse sakene i revisjonsberetningen med mindre lov eller forskrift hindrer offentliggjøring av saken, eller dersom vi, i ekstremt sjeldne tilfeller, beslutter at en sak ikke skal omtales i beretningen siden de negative konsekvensene av en slik offentliggjøring med rimelighet må forventes å oppveie allmennhetens interesse av at saken blir omtalt.

Uttalelse om øvrige lovmessige krav

Konklusjon om årsberetningen

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen, inkludert redegjørelsene om foretaksstyring og samfunnsansvar, om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og i samsvar med lov og forskrifter.

Konklusjon om registrering og dokumentasjon

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nødvendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringspraksis i Norge.

Oslo 2. mars 2017
KPMG AS

Mona Irene Larsen
Statsautorisert revisor

