

SDØE første kvarartal 2023:

Sterk kontantstrøm fra SDØE også i 1. kvartal

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) fortsetter å levere høy og stabil produksjon av energi til Europa sammen med operatører og partnere. Gassproduksjonen økte med fire prosent, og netto kontantstrøm fra olje- og gassvirksomheten var 117 milliarder kroner i 1. kvartal 2023. Dette er fire milliarder mer enn tilsvarende periode i fjor, og 91 milliarder mer enn 1. kvartal 2021.

	Per 1. kvartal		Hele året
Mill NOK	2023	2022	2022
Kontantstrøm	117 200	113 001	528 171
Driftsinntekter	120 750	142 860	640 426
Driftskostnader	21 885	23 277	102 823
Driftsresultat	98 865	119 583	537 603
Finansposter	2 522	-1 753	1 605
Resultat	101 387	117 830	539 208
Investeringer	6 193	5 938	28 773
Gjennomsnittlig oljepris (USD/fat)	82	104	104
Kurs NOK/USD	10,07	8,89	9,53
Gjennomsnittlig oljepris (NOK/fat)	828	925	988
Gjennomsnittlig gasspris (NOK/Sm ³)	7,61	10,22	11,95
Produksjon (tusen fat o.e. per dag)	1 090	1 074	1 044
Olje, kondensat og NGL (tusen fat o.e. per dag)	364	377	359
Gass (millioner Sm ³ per dag)	115	111	109
Salg (tusen fat o.e. per dag)	1 137	1 121	1 093



Johan Sverdrup fase 2. Foto: Equinor

Finansielle resultater per 1. kvartal 2023

Resultat etter finansposter per 1. kvartal var 101 milliarder kroner, 16,4 milliarder kroner lavere enn samme periode i fjor. Reduksjonen skyldes i hovedsak lavere inntekter som følge av vesentlig lavere priser på spesielt gass, delvis motvirket av produksjon fra Johan Sverdrup fase 2 samt reversering av urealiserte tap på derivater fra forrige kvartal.

Total produksjon var 1 090 tusen fat oljeekvivalenter per dag (kboed), en økning på 16 kboed sammenlignet med samme periode i fjor.

Gassproduksjonen var på 115 millioner standard kubikkmeter (mill. Sm³) per dag, som er en økning på fire prosent sammenlignet med samme periode i fjor. Økningen skyldes i hovedsak økt gassuttak fra Troll, samt Snøhvit som fremdeles var nedstengt i samme periode i fjor. Gjennomsnittlig realisert gasspris var 7,61 mot 10,22 NOK per Sm³ i samme periode i fjor. Årsaken til lavere gasspriser er sammensatt, men skyldes i hovedsak historisk høy import av LNG og lagerfylling i Europa, kombinert med lavere etterspørsel.

Væskeproduksjonen var 364 kboed, en reduksjon på 12 kboed sammenlignet med samme periode i fjor. Reduksjonen i væskeproduksjon skyldes primært naturlig produksjonsfall på flere modne felt, delvis motvirket av ny produksjon fra Johan Sverdrup fase 2. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 82 mot 104 USD per fat i tilsvarende periode i fjor. Målt i norske kroner ble reduksjonen imidlertid noe motvirket av svekket

kronekurs slik at oppnådd oljepris var 828 mot 925 NOK per fat i tilsvarende periode i fjor. Reduksjonen i oljepris sammenlignet med fjoråret skyldes lavere etterspørselsvekst enn forventet grunnet økende renter, lavere økonomisk vekst og frykt for resesjon flere steder i verden.

Totale driftskostnader var i underkant av 22 milliarder kroner, 1,4 milliarder kroner lavere enn samme periode i fjor. Reduksjonen skyldes lavere kostnader for kjøp av 3. parts gass, delvis motvirket av økte produksjons- og transportkostnader.

Kostnader for kjøp av 3. parts gass var på 5,1 milliarder kroner, i overkant av 3 milliarder kroner lavere enn samme periode i fjor. Nedgangen skyldes i hovedsak vesentlig lavere gasspriser i kombinasjon med lavere volumer. Produksjonskostnadene var 5,4 milliarder kroner, i overkant av 0,6 milliarder kroner høyere enn tilsvarende periode i fjor. Økningen skyldes i hovedsak økt vedlikeholds-aktivitet på flere felt og anlegg. Transportkostnadene var 3,4 milliarder kroner, 1 milliard høyere enn samme periode i fjor. Økningen skyldes primært økte tariffer.

Investeringer var om lag 6,2 milliarder kroner, 0,3 milliarder kroner høyere enn samme periode i fjor. Investeringene øker grunnet større aktivitet på utbyggingen av Breidablikk og i forbindelse med klargjøring til oppstart av Dvalin. Dvalin forventes å starte produksjon i andre kvartal.

Observasjoner og hendelser i 1. kvartal

- Energimarkedene er fremdeles preget av geopolitisk uro og fokus på forsyningssikkerhet. Likevel synes energimarkedene å ha rebalansert seg noe, som har ført til lavere olje- og gasspriser i kvartalet. En rekordvarm vinter, høy LNG-import i Europa og redusert etterspørsel etter gass har medført lavere lagertrekk enn forventet. Økt usikkerhet i finansmarkedene har også lagt press på oljeprisen. Likevel er det fremdeles stor usikkerhet knyttet til både tilbud og etterspørsel fremover og prisene forventes å holde seg høye, men volatile på kort til mellomlang sikt.
- Det ble registrert fire alvorlige hendelser hittil i år sammenlignet mot tre i tilsvarende periode i fjor. Dette gir en alvorlig hendelsesfrekvens på 0,57 siste 12 måneder, som er en nedgang fra 0,7 i 1. kvartal 2022. Personskadefrekvensen var 3,9 per 1. kvartal mot 3,8 i samme periode i fjor.
- Samtidig med resultatene for første kvartal publiserer Petoro sin bærekraftsrapport. Petoro har satt ambisiøse klimamål for SDØE-porteføljen. Målet er at vår andel av utslippene fra porteføljen skal reduseres med 55 % innen 2030, og med et langsiktig mål om nær null utslipp i 2050. For å klare dette må felt og anlegg elektrifiseres. I 2022 var Petoro med på å beslutte elektrifisering av de to feltene Snøhvit og Draugen. Sammen med tidligere og kommende beslutninger innebærer dette at Petoro i de neste årene planlegger å investere over 25 milliarder kroner i elektrifiseringstiltak.
- I januar fikk 25 selskaper tilbud om andeler i totalt 47 utvinningstillatelser på norsk sokkel i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2022. Av de 47 utvinningstillatelsene, er 29 i Nordsjøen, 16 i Norskehavet og 2 i Barentshavet. 20 av utvinningstillatelsene er tilleggsareal til eksisterende utvinningstillatelser. Petoro fikk 9 lisenser til forvaltning, hvorav 3 i Nordsjøen, 5 i Norskehavet og 1 i Barentshavet.
- I løpet av 1. kvartal ble det gjort to potensielt drivverdige funn i prospektene Obelix Upflank (PL1128) og Røver Sør (PL923). Foreløpig beregning av funnstørrelse viser mellom 2 og 11 millioner standard kubikkmeter (Sm^3) utvinnbare oljeekvivalenter for Obelix og mellom 2,7 og 7,4 millioner Sm^3 utvinnbare oljeekvivalenter for Røver Sør.