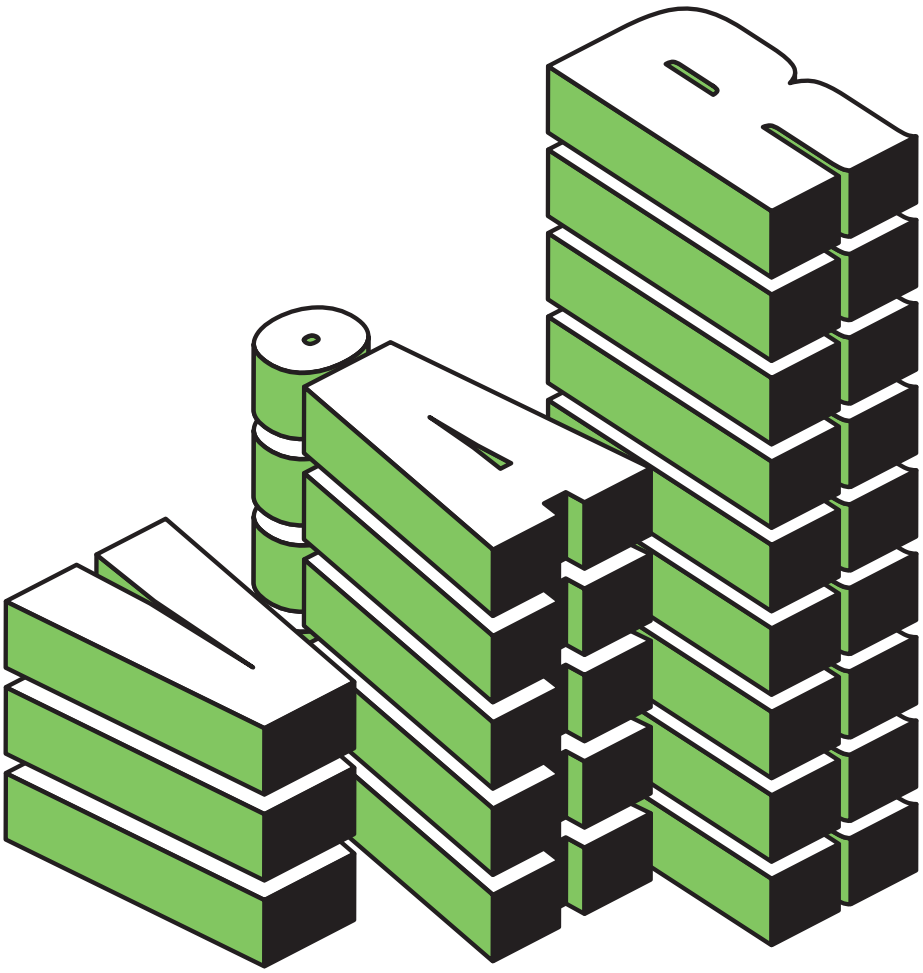
Årsrapport / Annual report **2018**



eni

vår energi

Årsrapport **2018**

Kort om selskapet	4
Fusjonen	10
Administrerende direktørs kommentarer	12
Ledelse og styre	16
Selskapets aktiviteter	18
Organisasjon	38
Sikkerhet, risiko og miljø	40
Forskning og utvikling	45
Samfunnsansvar	48
Finansielle forhold	50
Konsernregnskap	56
Selskapsregnskap	86
Revisjonsberetning	107

Annual report **2018**

Brief introduction	4
The merger	10
The Managing Director's remarks	12
Management and board of directors	16
Company activities	18
Organisation	38
Health, safety and environment	40
Research and development	45
Sustainability	48
Financial aspects	50
Consolidated financial statements	56
Company accounts	86
Auditor's report	104

Four core areas across the NCS

Fire kjerneområder på norsk sokkel

We operate oil and gas production across the entire shelf, with fields in the Barents Sea, the Norwegian Sea and the North Sea.

Vi opererer olje- og gassproduksjon over hele sokkelen, med felt i Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen.

Barents Sea

Production 2018 KBOE/D	Reserves MMBOE
42	415

Norwegian Sea

Production 2018 KBOE/D	Reserves MMBOE
69	263

Central North Sea

Production 2018 KBOE/D	Reserves MMBOE
36	404

Southern North Sea

Production 2018 KBOE/D	Reserves MMBOE
22	168

A leading and growing NCS independent

Det største uavhengige lete- og produksjonsselskapet på norsk sokkel

800 employees

800 medarbeidere

Built to grow

Bygget for vekst

One of the largest NCS operators

En av de største operatørene på norsk sokkel

Operator across the NCS

Operatør for hele sokkelen

169,000 barrels of oil equivalents per day

169 000 fat oljeekvivalenter daglig

17 fields in production

17 felt i produksjon

Investments of 65 billion NOK

65 milliarder NOK i investeringer

Historical timeline

Historisk tidslinje

Agip

1965
Norsk Agip established

1969
Ekofisk oil discovery

1977
Norsk Agip approved as operator

2000
Goliat discovery

2003
Acquisition of Fortum Petroleum

eni norge

2003
Norsk Agip and Fortum Petroleum renamed Eni Norge

ExxonMobil

1965
Esso Exploration awarded PL 001 (Balder license)

1999
Balder and Jotun fields production start-up

2003
Ringhorne field production start-up

2013-2016
3rd Balder drilling campaign successfully completed

March 2017
Acquisition of ExxonMobil's operated NCS portfolio

pointresources

eni vår energi

2018
Vår Energi established

core energy

2010
Established by HitecVision

2011
Acquisition of Brage, Hyme and Snorre fields

2013
Acquisition of Bøyla field
Bauge discovery

2016
Brasse discovery

SPIKE XPLORATION

2012
Established by HitecVision

2013
Acquisition of Bridge Energy

2014
Fenja discovery

May 2016
Three-way merger completed

ROCKSOURCE

1996
Established

PURE

2014
Fenja discovery

2015
Public takeover and renamed by HitecVision

Foto: minna.no

A major new Norwegian oil and gas company is born. We had clear presence from day 1!
Et stort nytt norsk olje- og gasselskap er født. Vi var tydelig til stede fra dag 1!

10. December - Vår Energi is born

10. desember. Vår Energi er født.

On the 10th of December Vår Energi was a reality. We are the youngest operator, but also one of the most experienced. We have presence along the entire shelf and experience with operations from the North Sea in the south to the Barents Sea in the north. This sets Vår Energi in a class of its own on the Norwegian continental shelf.

Solid genes
Vår Energi began with 800 employees, 23 operatorships and production from 17 oil and gas fields distributed among the three seas along the Norwegian coast. We also have a considerable presence on land, with offices in Hammerfest, Oslo and Stavanger. Our history in Norway goes back more than 50 years. This position, which includes a robust organisation, means that we are ready for continued safe operation and future growth.

A changing landscape
While several major international energy companies prioritise other exploration and production areas, Eni Norge and Point Resources joined forces because we believe in a new era for the NCS. Vår Energi has ambitious plans for growth, and will continue to invest in exploration of the entire NCS. Our exploration portfolio is extensive and exciting, and we are also looking for opportunities to grow through acquisitions.

A clear message
When we launched our company, we were clear about our ambitions. Our declaration of intent was and is clear:
Vår Energi is a leading player on the Norwegian continental shelf from day one. We are big - and will be even bigger. We believe in Norwegian oil and gas. We are confident in the power of our employees - their expertise, ability to innovate and on technology. Vår Energi has ambitions, expertise and the capacity to deliver on extensive growth plans in Norway.

10. desember 2018 ble Vår Energi en realitet. Vi er den yngste operatøren, men samtidig blant de mest erfarne. Vi har aktivitet langs hele sokkelen og driftserfaring fra Nordsjøen i sør til Barentshavet i nord. Det setter Vår Energi i en særstilling på norsk sokkel

Solide gener
Vår Energi starter med 800 medarbeidere, 23 operatørskap og produksjon fra 17 olje- og gassfelt fordelt langs hele norskekysten. Vi har også en betydelig tilstedeværelse på land, med kontorer i Hammerfest, Oslo og Stavanger. Det nye selskapets historie i Norge går tilbake over 50 år. Denne posisjonen, inkludert en robust organisasjon, gjør at vi er klar til fortsatt sikker drift og framtidig vekst.

Aktørbildet i endring
Mens flere av de store internasjonale energiselskapene prioriterer andre lete- og utvinningsområder, slo Eni Norge og Point Resources seg sammen fordi vi tror på en ny vår for norsk sokkel. Vår Energi har ambisiøse vekstplaner, og skal fortsette å investere i leting og utvikling på den norske sokkelen. Leteporteføljen er omfattende og spennende, og vi leter etter muligheter for å vokse gjennom oppkjøp.

Klar melding
I lanseringen av selskapet var vi åpne om ambisjonene våre. Viljeserklæringen var og er tydelig: Vår Energi er fra første dag en ledende aktør på norsk sokkel. Vi er store - og skal bli større. Vi tror på norsk olje og gass. Vi er trygge på kraften i medarbeiderne våre, på kompetansen, innovasjonsevnen og teknologien. Vår Energi har ambisjoner, kompetanse og kapasitet til å levere på omfattende vekstplaner i Norge.

Big, bigger, biggest. Our growth ambitions have been made clear.
Stor, større, størst. Vekstambisjonene er tydelig annonsert.

Vår is growth, vår is optimism. Our ads conveyed high energy.
Vår er vekst, vår er optimisme. Annonsene våre struttet av energi.

Vår Energi-styreleder Philip Hemmens, Enis Massimo Mondazzi og Vår Energi-direktør Kristin Kragseth feiret den offisielle etableringen av Vår Energi mandag.
FREDRIK REFVEM

Sammenslåingen er et faktum: Nå vil Vår Energi gi gass

Forventningsnivået og ambisjonsnivået er skyhøyt. Vil Point og Eni skape en ny vår for norsk sokkel?

"Under Kristin Kragseth's leadership, our commitment, the revitalisation of Balder and the company's joint development, the future is ours."
Philip Hemmens, Stavanger Aftenblad, 101218.

"Med Kristin Kragseths lederegenskaper, vår forpliktelse, revitaliseringen av Balder og selskapets felles utvikling - er framtiden vår".
Philip Hemmens, Stavanger Aftenblad, 101218.

Tina Bru (H) synes det er så bra at det velges norske navn på nye selskaper som Nysnø Klimainvesteringer AS og Vår Energi AS.
SIV DOLMEN

Navn på oljeselskap gir politisk jubel: – Kjempegøy!

Det mest overraskende med den nye oljegiganten, Vår Energi AS, er navnet, mener Ap, men det fjerner ingen problemer, svarer SV. Høyre jubler for at norske navn vinner terreng.

"It's great that a Norwegian name was chosen", commented Tina Bru, deputy chairperson of Parliament's Standing Committee on Energy and the Environment.
Sysla Offshore, 040718.

"Så bra at det velges norske navn", kommenterte Tina Bru, nestleder i energi- og miljøkomiteen på Stortinget.
Sysla Offshore, 040718.

Vår Energi – the new growth company on the Norwegian continental shelf

Vår Energi – det nye vekstselskapet på norsk sokkel

December 10, 2018 marks the inception of Vår Energi AS, Norway's largest independent exploration and production company. The company is the result of a successful merger between Point Resources AS and Eni Norge AS. With a daily production of just under 169 000 barrels of oil equivalent in 2018, from a total of 17 producing fields, Vår Energi has been one of the major oil production companies from day one, with activity along the entire Norwegian continental shelf (NCS).

The new company, with approximately 800 employees, is based on over 50 years of experience, and is built on the heritage and history of the former companies, stretching back to the 1960s. Vår Energi operates in-house production from four fields in the North Sea, the Norwegian Sea and the Barents Sea.

The company has clear ambitions for growth. Our business plan includes an investment portfolio of NOK 65 billion over the next five years. With ownership in over 100 licences, 10 fields under development and a substantial exploration portfolio over the next few years, growth will occur both organically and through acquisitions.

Vår Energi is a company that takes social responsibility seriously. Everything we do is done properly. We are committed to ensuring that our activities contribute to the creation of new jobs. The communities in which we operate is to experience positive ripple effects as a result of our presence. Our goal is to contribute to increased activity and competence.

The Goliat field is the first oil field in production in the Barents Sea. Independent research conducted by the Norwegian Research Centre NORCE in 2018 shows that the development has created a total of 30 000 jobs. Our activities is to have a ripple effects in the South as well. The redevelopment of the Balder and Ringhorne fields, with a total investment framework of NOK 20 billion, will lead to increased employment. A report on the project's ripple effects will be completed first half of 2019.

Vår Energi is a company that prioritises safety before all else. No serious injuries were recorded in 2018, despite high levels of activity, including extensive maintenance and modifications on our installations. Our high standard in health, safety and environment (HSE) is a result of targeted work and our ability to learn from unwanted incidents.

10. desember 2018 ble etableringen av Norges største, uavhengige lete- og produksjonsselskap Vår Energi AS markert, etter en vellykket fusjon mellom Point Resources AS og Eni Norge AS. Med en daglig produksjon i underkant av 169 000 fat oljeekvivalenter i 2018, fra i alt 17 produserende felt, er Vår Energi fra første dag en av de største produsentene med aktiviteter langs hele den norske sokkel.

Det nye selskapet med rundt 800 ansatte er tuftet på over 50 års erfaring, bygget på de tidligere selskapenes arv og historie fra 1960-tallet. Vår Energi har egenoperert produksjon fra fire felt i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

Selskapet har klare vekstambisjoner. Forretningsplanen omfatter en investeringsportefølje på 65 milliarder kroner de neste fem årene. Med eierskap i over 100 lisenser, 10 feltutbygginger og en betydelig leteportefølje de neste årene, vil veksten skje både organisk og gjennom oppkjøp.

Vår Energi er et selskap som tar vårt samfunnsansvar på alvor. Alt vi gjør, skal gjøres ordentlig. Vi er opptatt av at våre aktiviteter bidrar til å skape flere arbeidsplasser. Lokalsamfunnene vi opererer i, skal oppleve ringvirkninger som følge av våre operasjoner. Vi ønsker også å bidra til økt aktivitet og kompetansebygging.

Golitat-feltet er det første oljefeltet i drift i Barentshavet. Uavhengig forskning, utført av NORCE Norwegian Research Centre i 2018, viser at utbyggingen totalt har skapt 30 000 arbeidsplasser. Vi er opptatt av at våre aktiviteter skaper ringvirkninger, også i sør. Reutviklingen av Balder- og Ringhorne-feltene, med en total investeringsramme på 20 milliarder kroner, vil føre til økt sysselsetting. En rapport om prosjektets ringvirkninger kommer i løpet av første halvår 2019.

Vår Energi er et selskap som setter sikkerheten høyest. Det ble ikke registrert alvorlige personskader i 2018, til tross for høyt aktivitetsnivå, inkludert omfattende vedlikeholds- og modifikasjonskampanjer på våre installasjoner. En god standard innen helse, miljø og sikkerhet (HMS) kommer som resultat av målrettet arbeid og evne til å lære av uønskede hendelser.

In 2018 we have been active in all parts of the NCS, through exploration and appraisal drilling, a number of awards in licensing rounds and active portfolio management. Vår Energi has participated in several discoveries on the Norwegian Continental Shelf. Among other things we have identified key additional resources in the Goliat West discovery, which can be developed quickly with a subsea installation linked to production at the Goliat field. In addition, we participated as a partner in the Frosk discovery in the North Sea, a promising area with proven additional resources in Froskelår.

Vår Energi has had a stable production of oil, condensate and gas in 2018. Approximately 62 million barrels of oil equivalent (MFOE) were produced from the fields in which we own interests as operator or partner. Production has had a slight decrease of 2.9 percent compared to 2017.

In the allocation in predefined areas (APA) 2018, Vår Energi was awarded 13 licences, four of which are operatorships. Currently, the company has reserves and resources of more than 1 250 million barrels of oil equivalent. The active Balder X project is a major contributing factor to increased production. Measures to increase oil extraction in the Balder and Ringhorne fields, located in the first licence area on the NCS PL 001 from 1965, will involve significant activity in the years to come. Among other things, the production ship at Jotun will be modified in order to extend its life expectancy to 2045, the life expectancy of the Balder ship will be extended to 2030, 15 new production wells on the Balder field and 11 new wells on the Ringhorne field will be drilled to increase production. The drilling campaign will begin in the summer of 2019. In addition, two new exploration wells will be drilled in the Balder and Ringhorne area with planned start-up scheduled for 2020.

Goliat, which is among the fields in the NCS with the lowest CO2 emissions, is the first oil production infrastructure in the Barents Sea. The company aims to develop this potential further, both through exploration activities and measures for increased oil recovery. In addition, Vår Energi is investing substantial resources in the development of the Barents Sea through our stake in the Johan Castberg field, with production start expected in 2022.

In summary: in the next few years, Vår Energi will be characterised by high activity levels , the creation of numerous Norwegian jobs and many of exciting possibilities. I look forward to this journey together with a motivated, skilled organisation and investment-willing shareholders. We look forward to everything 2019 has to offer.

Kristin F. Kragseth
CEO, Vår Energi

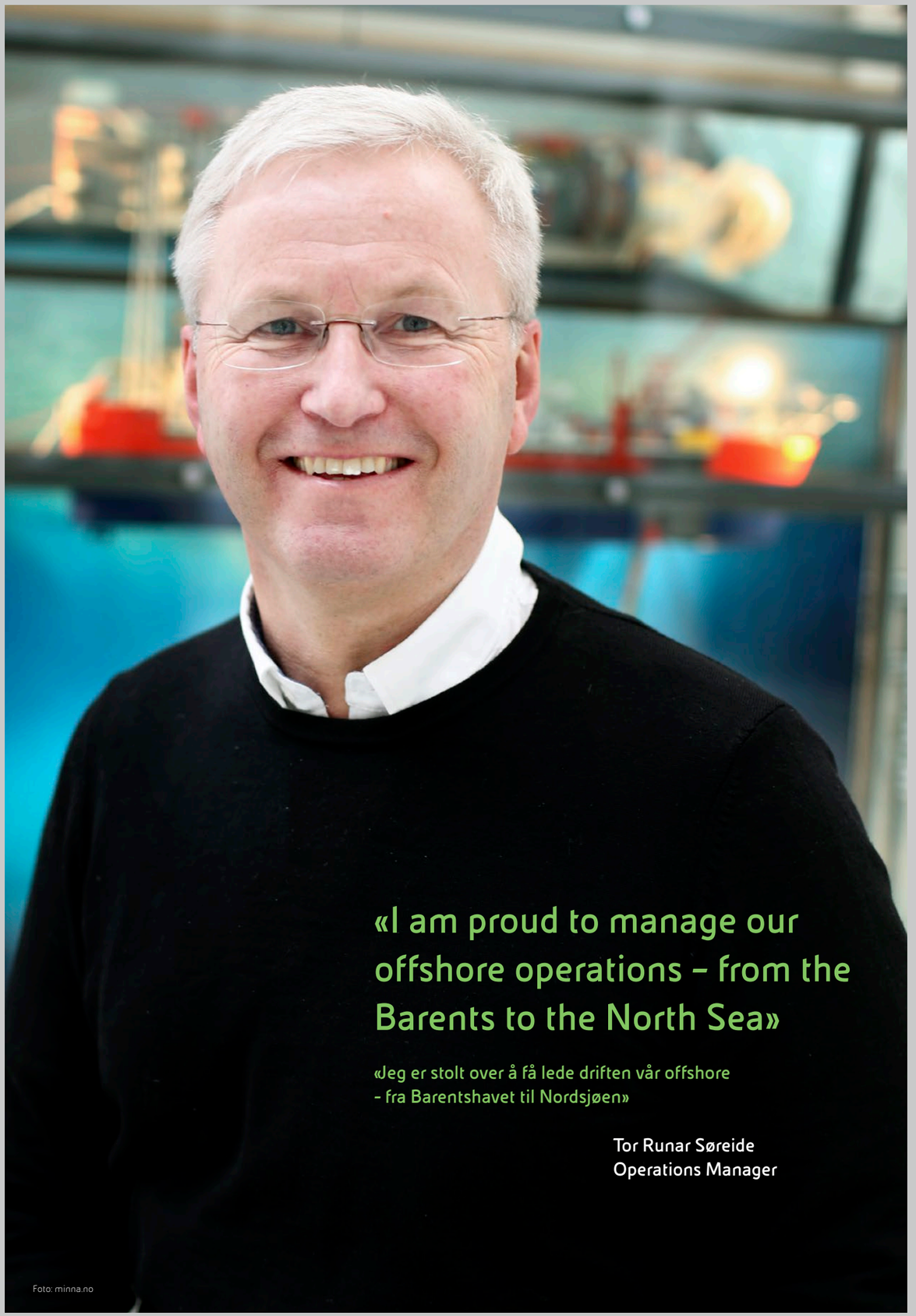
I løpet av 2018 har vi vært aktive på alle deler av norsk sokkel gjennom lete- og avgrensningsboringer, en rekke tildelinger i lisensrunder, sammen med en aktiv porteføljeforvaltning. Vår Energi har deltatt i flere funn på sokkelen. Vi har blant annet identifisert viktige tilleggs-ressurser i Goliat West-funnet, som raskt kan utvikles med en havbunnsinstallasjon som kan knyttes opp mot produksjonen ved Goliat-feltet. I tillegg har vi som partner deltatt i Frosk-funnet i Nordsjøen, et lovende område med påviste tilleggsressurser i Froskelår.

Vår Energi har hatt stabil produksjon av olje, kondensat og gass i 2018. Omtrent 62 millioner fat oljeekvivalenter (MFOE) ble produsert fra feltene vi har eierinteresser i, som både operatør og partner. Produksjonen har hatt en liten nedgang på 2,9 prosent sammenlignet med 2017. Gjennom tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2018 ble Vår Energi tildelt 13 lisenser, hvorav fire er operatørskap. Selskapet har i dag reserver og ressurser på mer enn 1 250 millioner fat oljeekvivalenter. En vesentlig bidragsyter til økt produksjon er det allerede igangsatte Balder X-prosjektet. Tiltak for å øke oljeutvinningen i Balder- og Ringhorne-feltene, som ligger i det første lisensområdet på norsk sokkel PL 001 fra 1965, innebærer vesentlige aktiviteter i årene som kommer. Blant annet skal produksjonsskipet på Jotun modifiseres for forlenget levetid mot 2045; Balder-skipet skal forlenges til 2030; 15 nye produksjonsbrønner på Balder-feltet og 11 nye produksjonsbrønner på Ringhorne-feltet skal bores for å øke produksjonen. Sistnevnte borekampanje starter sommeren 2019. I tillegg til dette, skal vi også bore to nye letebrønner i Balder- og Ringhorne-området med planlagt oppstart i 2020.

Goliat, som er blant feltene på norsk sokkel med lavest CO2-utslipp, representerer den første infrastrukturen for oljeproduksjon i Barentshavet. Selskapet tar sikte på å utvikle dette potensialet videre, både gjennom letevirk-somhet og tiltak for økt oljeutvinning. I tillegg investerer Vår Energi betydelige ressurser i utviklingen av Barents-havet gjennom vår eierandel i Johan Castberg-feltet, med forventet produksjonsstart i 2022.

Kort oppsummert; høyt aktivitetsnivå, mange nye norske arbeidsplasser og en rekke spennende muligheter preger nykommeren Vår Energi på norsk sokkel de neste årene. Jeg gleder meg til denne reisen sammen med en motivert, kompetent og dyktig organisasjon og investeringsvillige aksjonærer. Vi ser fram til alt 2019 har å by på.

Kristin F. Kragseth
CEO, Vår Energi



Management

Ledelse

Kristin F. Kragseth
CEO

Thomas Bjørgo
CFO

Tor B. Tangvald
VP Projects & Partner Operated Assets and Deputy CEO

Ove André Årdal
VP Commercial & BD

Rune Oldervoll
VP Operations

Denis Palermo
VP Exploration

Aksel Luhr
General Counsel

Enrico Ferrari
VP Contracts & Procurement

Charlotte V. Saunders
VP Corporate Services

Ove M. Helle
VP HSSEQ

Stig-Roar Olsen
VP Internal Audit

Astrid Huglen
VP Integration & Improvement

Board of directors

Styret

Vår Energi's board of directors is represented by shareholders from Italy based energy company Eni S.p.A. (69.6 percent), Norway based leading private equity investor HitecVision (30.4 percent) and employee representatives.

The company's board of directors are elected by the highest level of corporate governance in Vår Energi – the annual corporate assembly. The board of directors is independent of management and has the following members:

Vår Energis styre er representert av aksjonærer fra det Italia-baserte energiselskapet Eni (69,9 prosent), Norge-baserte investeringsselskapet HitecVision (30,4 prosent) og ansattrepresentanter.

Styret velges av høyeste ledernivå i Vår Energi, under den årlige generalforsamlingen. Styret er uavhengig av ledelsen og har følgende medlemmer:

Philip D. Hemmens, chairman
Tor Espedal, director
Antonio Vella, director
Alessandro Puliti, director
Massimo Mondazzi, director
Fay-Renee Franksdatter Nilsen, director
Grete Myklebust, director
Judith Solland, director
Martha Skjæveland, deputy director
Vidar Kråkenes, deputy director
Nils Terje Haugen, deputy director
Hogne Tungland, deputy director
Ellen Waldeland Hoddell, deputy director
Pål Magnus Reed, deputy director
Jan Harald Solstad, observer and deputy director
Carlo V. Russo, observer and deputy director

Our business

Vår virksomhet

Licence award
As part of the APA 2018, Vår Energi was awarded 13 licences, whereof four licences include operatorships.

In the North Sea: PL 985 (40%) and PL 980 (60%).
In the Barents Sea: PL 1025 S (30%) and PL 229 E (65%).

The company was awarded five partner-operated licences in the North Sea: PL 987, PL 988, PL 984, PL978 and PL 977. Moreover Vår Energi was awarded four licences as partner in the Norwegian Sea: PL 1010, PL 1001, PL 1005, PL 796 B.

Tildeling av lisenser
I tildeling av forhåndsdefinerte områder (TFO 2018) ble Vår Energi tildelt 13 lisenser, hvorav fire er operatørskap.

I Nordsjøen: PL 985 (40 %) og PL 980 (60 %).
I Barentshavet: PL 1025 S (30 %) og PL 229 E (65 %).

Selskapet fikk fem partnerlisenser i Nordsjøen: PL 987, PL 988, PL 984, PL978 og PL 977. Videre ble Vår Energi tildelt fire partnerlisenser i Norskehavet: PL 1010, PL 1001, PL 1005, PL 796 B.

Relinquished licences
Vår Energi relinquished in total 6 licences in the course of 2018.

EXPLORATION

During 2018, Vår Energi has been active on all parts of the Norwegian Continental Shelf through exploration and appraisal drilling, licence rounds and portfolio development. Vår Energi's main exploration goal is to contribute to the company's reserve replacement through active exploration in close proximity to our producing assets and selective exploration in frontier areas.

One of our core areas is the central North Sea where our geologic competence and excellent seismic database has enabled us to develop a very strong position. During 2018 we have acquired a new 4D seismic survey across Balder and Ringhorne area, and we participated in the Frosk oil discovery in PL 340. A large proportion of our exploration budget the next two years is allocated to this area. Plans

Tilbakelevering av lisenser
Vår Energi leverte tilbake totalt 6 lisenser i løpet av 2018.

LETEVIRKSOMHET

I løpet av 2018 har Vår Energi vært aktiv langs hele den norske sokkelen gjennom lete- og avgrensningsboringer, i lisensrunder og gjennom porteføljeutvikling. Vår Energis hovedmål for leting er å identifisere tilleggsressurser gjennom aktiv leting i nær tilknytning til våre produserende felt og i utvalgte nye områder.

Et av våre viktigste kjerneområder er sentrale deler av Nordsjøen. Her har vår geologiske kompetanse og seismiske data vært avgjørende for å bygge en sterk posisjon. I løpet av 2018 har vi samlet inn et nytt 4D seismisk data-sett over Balder- og Ringhorne-området og deltatt i Frosk-funnet i PL 340. En stor del av letebud-sjettet de neste to årene er planlagt brukt i dette området, inkludert boring av 2-3 egenopererte og 2 partner-opererte

Goliat

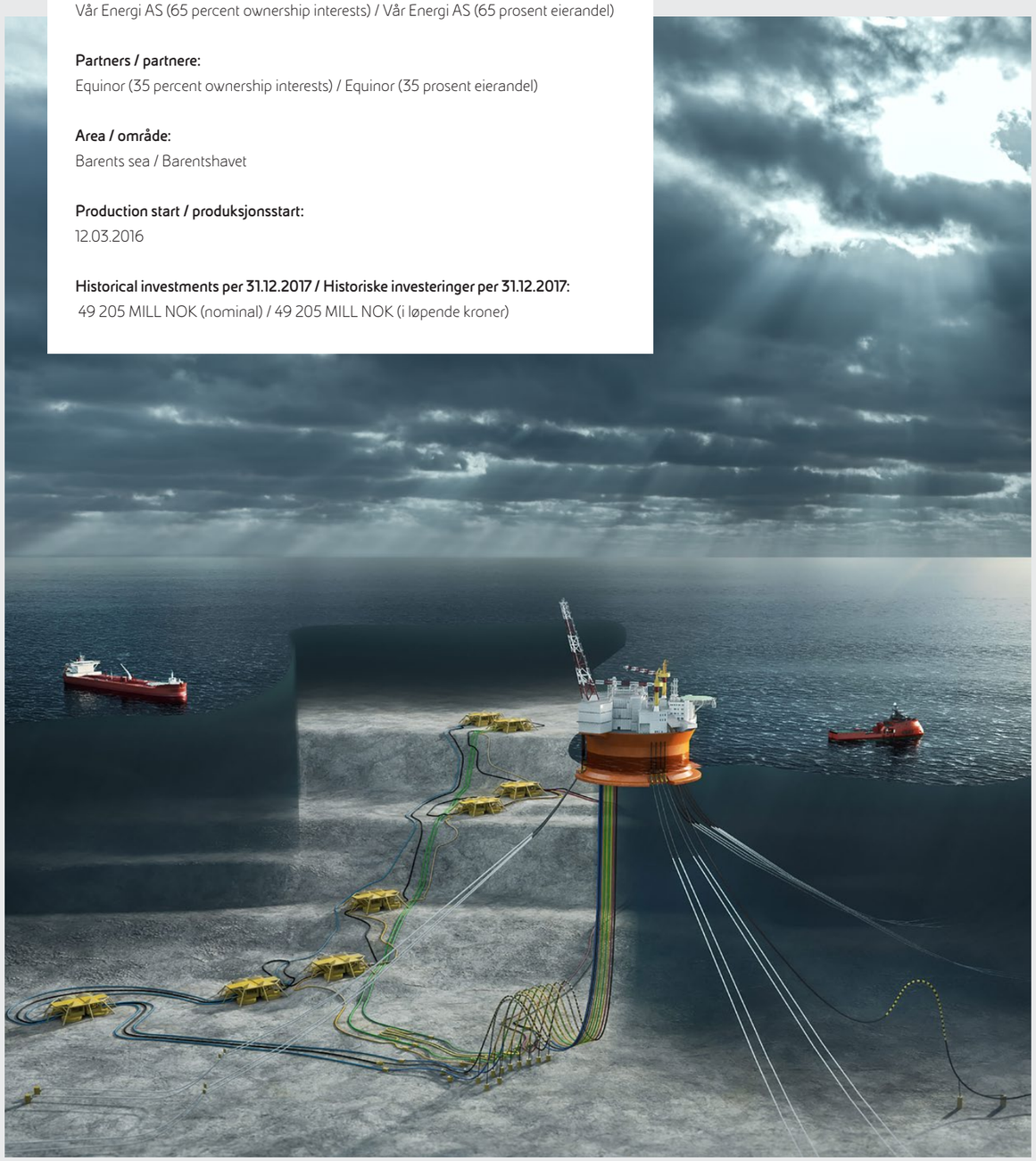
Operator / operatør:
Vår Energi AS (65 percent ownership interests) / Vår Energi AS (65 prosent eierandel)

Partners / partnere:
Equinor (35 percent ownership interests) / Equinor (35 prosent eierandel)

Area / område:
Barents sea / Barentshavet

Production start / produksjonsstart:
12.03.2016

Historical investments per 31.12.2017 / Historiske investeringer per 31.12.2017:
49 205 MILL NOK (nominal) / 49 205 MILL NOK (i løpende kroner)



include drilling of 2-3 operated and 2 partner operated exploration wells near Balder, the drilling of three appraisal wells on Frosk, and one exploration well on Hornet prospect in PL 777.

Another important core area for the company is the Barents Sea. In this area the company has completed a successful exploration well on the Goliat West prospect in PL 229 in 2018 in order to prove additional reserves to the Goliat field. The company also participated in the Skruis discovery in PL 532, resulting in possible reserve additions to the Johan Castberg field development. In addition, Vår Energi has participated in a successful appraisal program on Cape Vulture in PL 128 with the objective of evaluating the lateral extension of the Lange discovery. The company is also participating in a drilling campaign on Brasse in PL 740 at year end, to address the lateral extent and reservoir uncertainty towards the north.

OPERATIONS

OPERATIONS NORTH, HAMMERFEST

Goliat, including drilling and logistics, is operated from the Vår Energi office in Hammerfest.

letebrønner nær Balder, boring av tre avgrensningsbrønner på Frosk og en letebrønn på Hornet i PL 777.

Et annet viktig kjerneområde for selskapet er Barentshavet. Her ble det i 2018 gjennomført et funn på Goliat West-prospektet i PL 229. Målet var å påvise tilleggsreserver til Goliat-feltet. Selskapet deltok også i boringen av Skruis-funnet i PL 532 for mulige tilleggsreserver til Johan Castberg-utbyggingen. I tillegg har Vår Energi deltatt i en vellykket avgrensningsboring på Cape Vulture i PL 128 der målet var å avklare utstrekning av Lange-funnet. Samtidig deltar selskapet i en pågående borekampanje på Brasse i PL 740 for å vurdere utbredelse og reservoarusikkerhet mot nord.

DRIFTSORGANISASJON

DRIFT NORD, HAMMERFEST

Driften av Goliat-feltet, inkludert boring og logistikk, administreres fra driftskontoret i Hammerfest.

Produksjon og vedlikehold

I løpet av 2018 produserte Goliat 23,4 millioner fat oljeekvivalenter. Produksjonsaktivitetene er gjennomført i samsvar med de strenge HMS-kravene som gjelder Barentshavet, spesielt med tanke på miljøutslipp.

Production and maintenance

In 2018, Goliat produced 23.4 million barrels of oil equivalents. The production activities have been carried out in accordance with the strict HSE requirements that apply to the Barents Sea, especially with regards to emissions to the environment.

Goliat reached production peak of 100,000 barrels in January 2018, and production declined to about 70,000 barrels per day by year end. Uptime on Goliat (production versus capacity) was approx. 80 percent in 2018.

Goliat har, fra toppraten på 100 000 fat i januar 2018, hatt synkende oljeproduksjon og produserte ved utgangen av 2018 rundt 70.000 fat per dag. Oppetid (produksjon versus kapasitet) har vært ca. 80 prosent i 2018.

I løpet av 2018 ble det gjennomført en stor dykkekampanje for vedlikehold og modifikasjon på ankringssystemet. Denne aktiviteten er planlagt ferdigstilt i 2019.

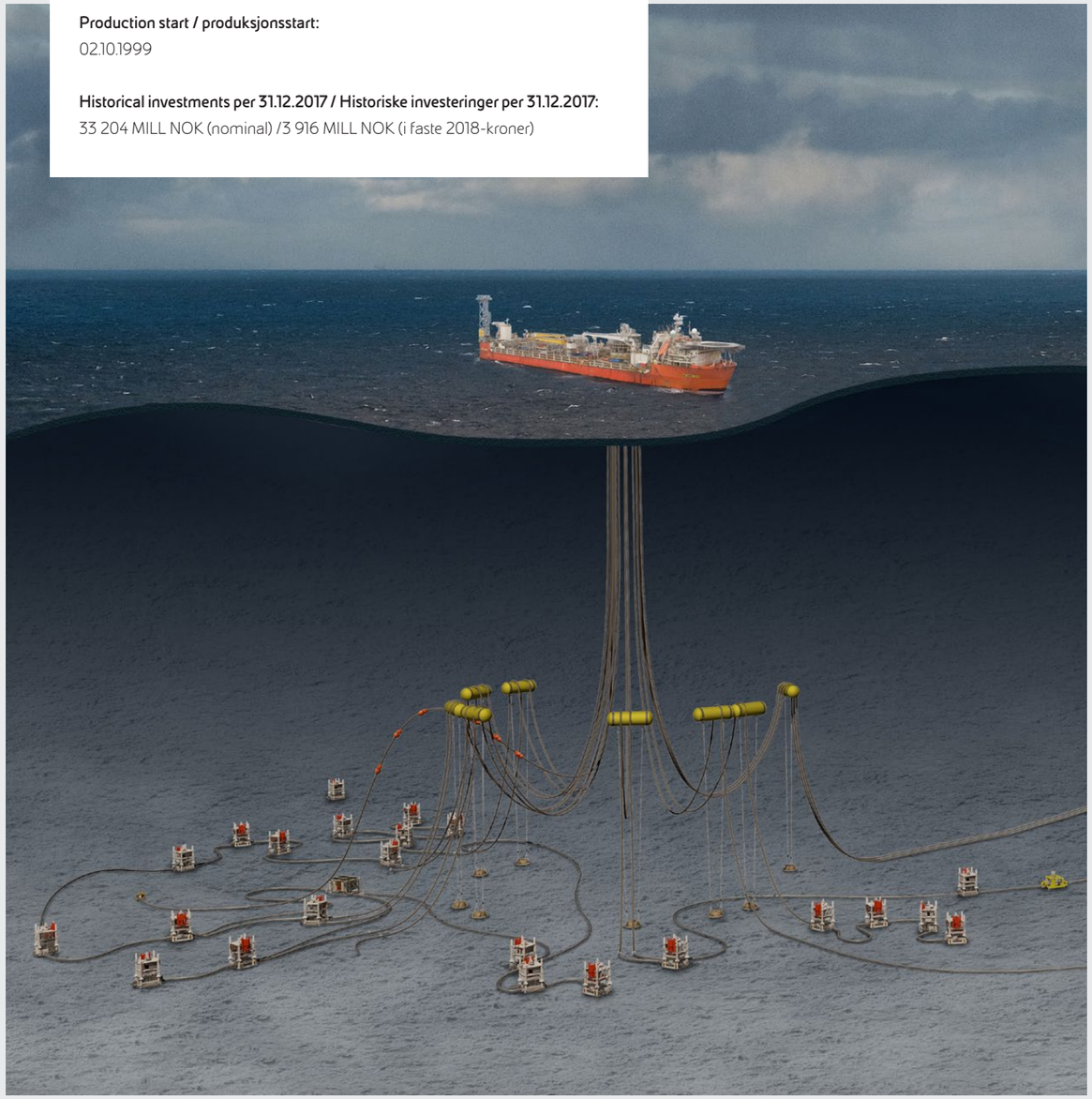
Balder

Operator / operatør:
Vår Energi AS (100 percent ownership) / Vår Energi AS (100 prosent eierskap)

Area / område:
North sea / Nordsjøen

Production start / produksjonsstart:
02.10.1999

Historical investments per 31.12.2017 / Historiske investeringer per 31.12.2017:
33 204 MILL NOK (nominal) /3 916 MILL NOK (i faste 2018-kroner)



In 2018, a major diving campaign was carried out for maintenance and modification on the anchoring system. This activity is scheduled for completion in 2019.

Turnaround 2018
The revision shutdown "Turnaround 2018" on Goliat consisted of shutdown-dependent maintenance and modification program. During the TA 2018, the Floatel Endurance was hired to optimise implementation capacity. Throughout the campaign 143,000 hours of work were performed without serious incidents.

In 2019, two turnarounds including a shutdown are planned to be performed. One to address the maintenance and modifications of the safety integrity system, and one for pipeline pigging. These activities will be carried out without the use of a floatel.

Drilling of infill wells and Goliat West
In 2018, 3 wells were drilled in the Goliat licence. Two infill wells helped to reduce the decline in production rate, and one exploration well resulted in a discovery in the Goliat West prospect. The discovery will increase the total reserves in the licence.

Sustainability
Goliat is one of Norway's most environmentally friendly offshore installations. The field is operated without any discharges of produced water and with electricity from shore in combination with capacity for on-site electricity production. In 2018, Goliat operated almost exclusively with power from shore, and a strategy for increased electrification was submitted to the authorities in December 2018. Vår Energi has also contributed to the rebuilding and partial electrification of Simon Møkster's offshore vessel Stril Barents which is on a long-term contract for supply services to Goliat.

OPERATIONS SOUTH, STAVANGER
All Vår Energi operated fields located outside the Barents Sea are operated from the company's headquarters in the Stavanger region.

Remaining potential in the Balder and Ringhorne fields has been explored with numerous low risk/high value drilling targets identified. Two exploration wells are scheduled for drilling in 2020, and an area study is ongoing to further optimise infrastructure utilisation, maximise field recovery and prolong field lifetime.

Balder
The Balder field is located in PL 001 – the very first licence awarded on the NCS with first exploration drilling and first oil discovery. To extend production and field lifetime, several seismic surveys, drilling programs and modifications have been completed, and further development

Revisjonsstans 2018
Revisjonsstansen «Turnaround 2018» på Goliat inkluderte gjennomføring av vedlikehold og modifikasjonsprogram. I forbindelse med TA 2018 ble flotellet «Floatel Endurance» leid inn for å optimalisere gjennomføringskapasiteten. I løpet av kampanjen ble 143.000 timer utført uten alvorlige hendelser.

I 2019 er det planlagt to revisjonsstanser på Goliat. En for å adressere vedlikehold og modifikasjoner av sikkerhetssystemet, og en for å pigge rørsystemet. Disse kampanjene er planlagt uten flotell.

Boring av infill-brønner og Goliat West
I løpet av 2018 er det boret tre brønner i Goliat-lisensen. To nye produksjonsbrønner har bidratt til å redusere fallet i produksjonen, samt en brønn som påviste funn i Goliat West-prospektet. Dette bidrar igjen til å øke totale reserver i lisensen.

Miljøprofil og bærekraft
Goliat er en av Norges mest miljøvennlige offshore-installasjoner. Feltet opereres uten utslipp av produsert vann, og med strøm fra land, i kombinasjon med mulighet for strømproduksjon på stedet. I 2018 har Goliat operert nesten utelukkende med landstrøm, og strategi for økt elektrifisering ble overlevert til myndighetene i desember 2018. Vår Energi har også bidratt til ombyggingen av og del-elektrifiseringen av Simon Møksters offshorefartøy «Stril Barents», som er innleid på langtidskontrakt for levering av forsyningstjenester til Goliat-feltet.

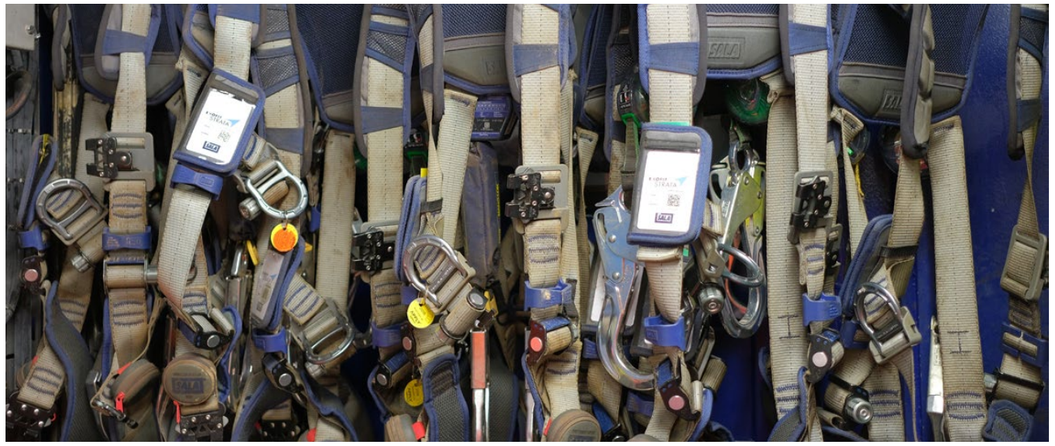
DRIFT SØR, STAVANGER
Alle Vår Energi-opererte felt i Nordsjøen driftes fra selskapets hovedkontor i Stavanger-området.

plans are currently ongoing. In 2018, Balder produced 7.6 million barrels of oil at an uptime (production versus capacity) of 91 percent.

The Balder field is developed with a floating production, storage, and offloading vessel (FPSO) and several subsea production systems.

The field is located approximately 190 kilometres north-west of Stavanger. Production commenced in 1999 and, Balder exports gas to Statpipe via the production vessel Jotun A.

Ringhorne and Ringhorne East
The Ringhorne field is located about 9 kilometres north-east of the Balder FPSO and includes a platform with initial processing and water injection capabilities. Oil and gas volumes are routed to the Balder and Jotun installations for final processing, storage and export. Production commenced in 2003. Ringhorne is equipped with advanced technology and automated drilling equipment



and the drill bit can be steered with high precision, making it possible to hit small targets many kilometres away. A new drilling campaign from the Ringhorne platform is planned to start in the summer of 2019.

In 2018, the Ringhorne field produced 2.6 million barrels of oil equivalents.

The Ringhorne East field is located in PL 027 and PL 169 E on the Utsira High. Ringhorne East is developed with four wells from the Ringhorne platform. Production commenced in 2006. In 2018, the field produced 1.7 million barrels of oil.

A drilling campaign is planned on the Ringhorne field with two additional Ringhorne East production wells.

Gjenværende potensial i Balder og Ringhorne-området er undersøkt, og mange lavrisiko og høyverdige boremål er identifisert. To letebrønner er planlagt i 2020, og en områdestudie pågår for ytterligere å optimalisere utnyttelsen av infrastrukturen, maksimere feltutnyttelse og forlenge feltets levetid.

Balder
Balder-feltet ligger i PL 001 - den første lisensen tildelt på norsk sokkel med første leteboring og første oljefunn. For å forlenge produksjon og levetid, er flere seismiske undersøkelser, boreprogrammer og modifikasjoner gjennomført, og videre utviklingsplaner pågår. I 2018 produserte Balder 7,6 millioner fat olje med en oppetid (produksjon versus kapasitet) på 91 prosent.

Balder-feltet er utviklet med et flytende produksjons-, lagrings- og lossefartøy (FPSO) og flere undersjøiske produksjonssystemer.

Feltet ligger ca. 190 kilometer nordvest for Stavanger.

Produksjonen startet i 1999, og Balder eksporterer gass til Statpipe via produksjonsfartøyet Jotun A.

Ringhorne og Ringhorne Øst
Ringhorne-feltet ligger ca. 9 kilometer nordøst for Balder-feltet og har en plattform med innledende prosessering og vanninjeksjonsegenskaper. Olje- og gass-volumer transporteres til Balder- og Jotun-installasjonene for prosessering, lagring og eksport. Produksjonen startet i 2003. Ringhorne er utstyrt med automatisert boreutstyr, der borekronen kan styres med høy presisjon, noe som gjør det mulig å nå små mål mange kilometer unna. En ny borekampanje fra Ringhorne-plattformen er planlagt med oppstart sommeren 2019.

I 2018 produserte Ringhorne-feltet 2,6 millioner fat olje.

Ringhorne East / Øst

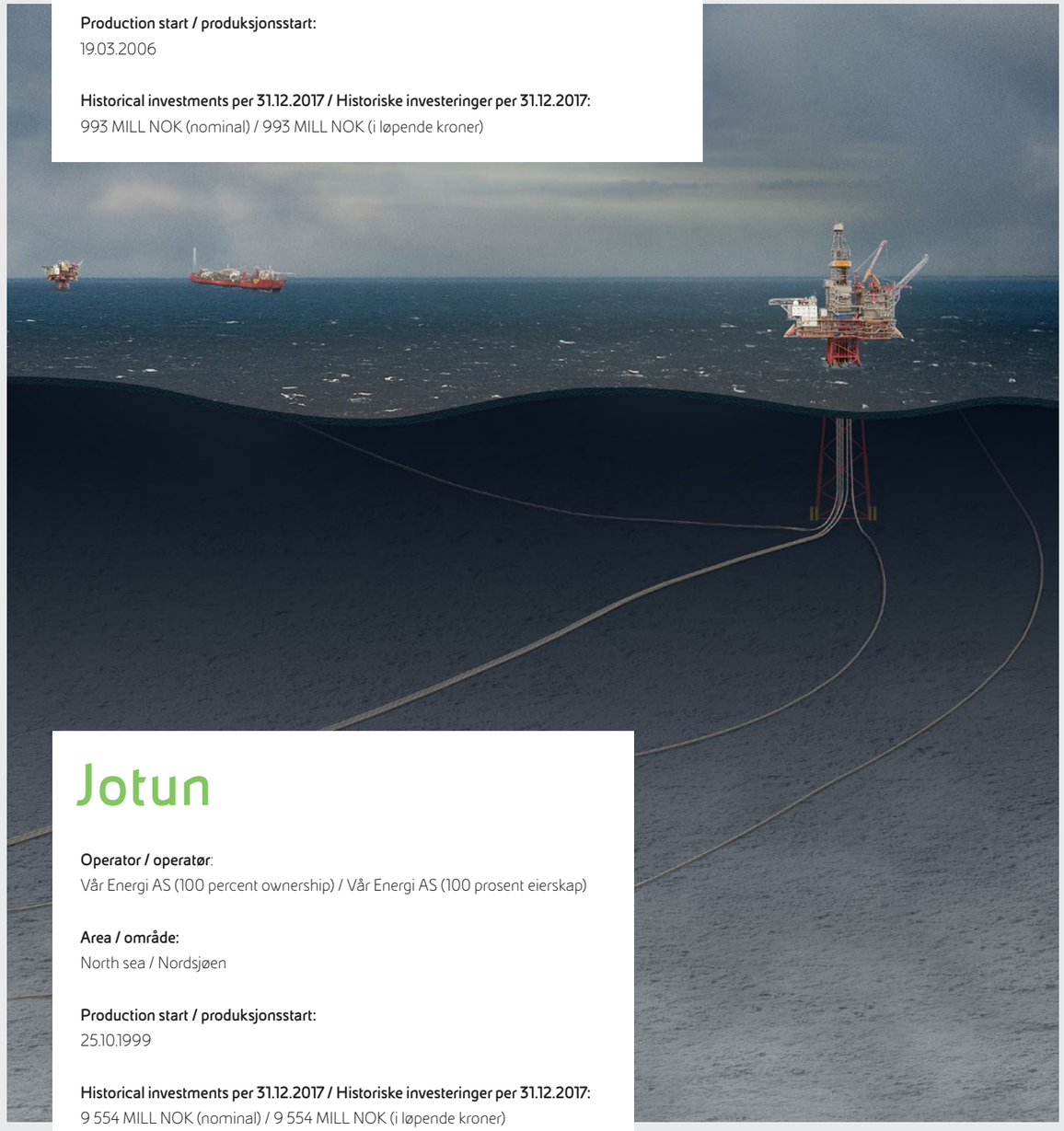
Operator / operatør:
Vår Energi AS (77.4 percent ownership interests) / Vår Energi AS (77,4 prosent eierandel)

Partnere:
Equinor (14.8 percent ownership interests) / Equinor (14,8 prosent eierandel)
Faroe Petroleum (7.8 percent ownership interests) / Faroe Petroleum (7,8 prosent eierandel)

Area / område:
North sea / Nordsjøen

Production start / produksjonsstart:
19.03.2006

Historical investments per 31.12.2017 / Historiske investeringer per 31.12.2017:
993 MILL NOK (nominal) / 993 MILL NOK (i løpende kroner)



Jotun

Operator / operatør:
Vår Energi AS (100 percent ownership) / Vår Energi AS (100 prosent eierskap)

Area / område:
North sea / Nordsjøen

Production start / produksjonsstart:
25.10.1999

Historical investments per 31.12.2017 / Historiske investeringer per 31.12.2017:
9 554 MILL NOK (nominal) / 9 554 MILL NOK (i løpende kroner)

Jotun
The Jotun field in PL 027 B is located in the North Sea, 200 kilometres west of Stavanger.

The field was developed with two installations; a production vessel (Jotun A) and a wellhead platform (Jotun B). Production at Jotun was permanently shut down in December 2016. Decommissioning activities on the Jotun B installation were initiated in 2015 and will proceed until 2020.

Marulk
The Marulk field is located in PL 122 in the Norwegian Sea. Marulk is a subsea gas field located 25 kilometres south-west of the Norne field.

Marulk was discovered in 1992 and Plan for development and operation (PDO) was approved in 2010. The field has a subsea template tied into the Norne installation (FPSO), with production start-up in 2012. Vår Energi is operator of the Marulk field with 20 percent ownership interests, while Equinor (50 percent) and Ineos (30 percent) are partners.

Marulk produced 648.94 Msm3 of rich gas in 2018.

PRODUCTION
Vår Energi's production of oil, NGL and gas in 2018 was approximately 62 million barrels of oil equivalents (MFOE) – a decline of 2.9% compared to 2017.

The four largest contributors were Goliat which produced (equity share) 15.4 MFOE (10.3 MFOE in 2017) , Åsgard with 13.9 MFOE (15.5 MFOE in 2017), Balder with 10.5 MFOE (13.7 MFOE in 2017) and Ekofisk with 8.1 MFOE (8.7 MFOE in 2017). The remaining 14.1 MFOE came from Mikkel, Tyrihans, Morvin, Ringhorne Øst, Heidrun, Kristin, Marulk, Brage, Bøyla, Snorre, Norne, Skuld and Uld.

Ringhorne Øst-feltet ligger i PL 027 og PL 169 E på Utsira-høyden. Ringhorne Øst er utviklet med fire brønner fra Ringhorne-plattformen. Produksjonen startet i 2006. I 2018 produserte feltet 1,7 millioner fat olje.

En ny borekampanje er planlagt på Ringhorne-feltet med to nye produksjonsbrønner på Ringhorne Øst.

Jotun
Jotun-feltet i PL 027 B ligger i Nordsjøen, 200 kilometer vest for Stavanger.

Feltet er utviklet med to installasjoner; et produksjonsfartøy (Jotun A) og en brønnhodeplattform (Jotun B). Produksjonen i Jotun ble permanent nedlagt i desember 2016. Avviklingsaktiviteter på Jotun B-installasjonen ble igangsatt i 2015 og vil fortsette fram til 2020.

Marulk
Marulk-feltet ligger i PL 122 i Norskehavet. Marulk er et gassfelt på havbunnen, 25 kilometer sørvest for Norne-feltet.

Marulk ble oppdaget i 1992, og plan for utvikling og drift ble godkjent i 2010. Feltet har en undersjøisk mal knyttet til Norne-installasjonen (FPSO). Produksjonsstart var i 2012. Vår Energi er operatør av Marulk-feltet med 20 prosent eierandel, mens Equinor (50 prosent) og Ineos (30 prosent) er partnere.

Marulk produserte 648,94 Msm3 av rik gass i 2018.

PRODUKSJON
Vår Energis produksjon av olje, NGL og gass var i 2018 omtrent 62 millioner fat oljeekvivalenter (mfoe) – en nedgang på 2,9 % sammenlignet med 2017.

De fire største bidragsyterne var Goliat som produserte (equity share) 15,4 mfoe (10,3 mfoe i 2017), Åsgard med 13,9 mfoe (15,5 mfoe i 2017), Balder med 10,5 mfoe (13,7 mfoe i 2017) og Ekofisk med 8,1 mfoe (8,7 mfoe i 2017). De resterende 14,1 mfoe kom fra Mikkel, Tyrihans, Morvin, Ringhorne Øst, Heidrun, Kristin, Marulk, Brage, Bøyla, Snorre, Norne, Skuld og Uld.

Marulk

Operator / operatør:
Vår Energi AS (20 percent ownership interests) / Vår Energi AS (20 prosent eierandel)

Partners / partnere:
Equinor (50 percent ownership interests) / (50 prosent eierandel)
Ineos (30 percent ownership interests) / (30 prosent eierandel)

Area / område:
Norwegian sea / Norskehavet

Production start / produksjonsstart:
02.04.2012

Historical investments per 31.12.2017 / Historiske investeringer per 31.12.2017:
3 531 MILL NOK (nominal) /3 531 MILL NOK (i løpende kroner)

DEVELOPMENT
VÅR ENERGI OPERATED PROJECTS

Barents Sea and Norwegian Sea

Alke
The Alke licence has received further extension of the licence period to 2048 with condition to deliver a plan for development and operation (PDO) by 1 March 2022. The planning of a possible development of the Alke field is ongoing and the company is working to develop a possible gas export concept. Several studies are being conducted for possible gas export concepts, in combination with the Goliat licence. Gate 1 is planned Q2 2019.

Marulk
The production on Marulk is below production prognosis due to reduced regularity on Norne gas train and export compressors. The Marulk Lange project was approved in December 2018. Lange formation will be developed by one well drilled and produced from existing Marulk infrastructure. Drilling is expected to start in July and the well is planned to come on stream in September of 2019. Volumes from the Lange-formation will extend production from the Marulk field from 2021 to 2024.

North Sea

Balder X Project
In order to maximize the economic resource potential in the Balder and Ringhorne fields' area, the redevelopment of the Vår Energi-operated fields entails major, future project activities such as extending the lifetime of the Jotun FPSO towards 2045; extending the life of the Balder FPSO towards 2030; drilling of 15 new production wells in the Balder field and 11 new production wells in the Ringhorne field.

The plan is that the Jotun FPSO will be disconnected from its present location offshore and brought to shore for a scheduled one year yard-stay. After completing a life extension program, the Jotun FPSO will be reinstalled in the Balder field, in PL 001, with planned start-up in 2021. These activities will take place in parallel with continuous production at the Balder and Ringhorne fields.

For Balder X, Vår Energi has awarded the front-end engineering and design (FEED) contract for the lifetime extension of the Jotun vessel towards 2045. The contract, valued to more than 100 million NOK, was won by Aker Solutions in competition with other suppliers. The main objective of the FEED study is to detail the scope of work required to extend the life of the Jotun FPSO vessel in the North Sea. In addition, several other key contracts are planned in the Balder X Project, such as engineering procurement construction and installation (EPCI) for

FELTUTVIKLING
VÅR ENERGI-OPERERT

Barentshavet og Norskehavet

Alke
Alke-lisensen har fått ytterligere forlengelse av lisensperioden frem til 2048, med forbehold om å levere plan for utbygging og drift innen 1. mars 2022. Planleggingen av en mulig utvikling av Alke-feltet pågår, og selskapet arbeider for å utvikle et gasseksportkonsept. Flere studier gjennomføres for mulige utviklings- og gasseksportkonsepter i kombinasjon med Goliat-lisensen. Første milepæl er planlagt i løpet av andre kvartal 2019.

Marulk
Produksjonen på Marulk er under planlagt produksjonsprognose på grunn av redusert regelmessighet på Nornes gasstog og eksportkompressorer. Marulk Lange-prosjektet ble godkjent i desember 2018. Lange-formasjonen vil bli utviklet av en brønn boret og produsert fra eksisterende Marulk-infrastruktur. Boring forventes å starte i juli 2019, og brønnen er planlagt å komme i produksjon i september. Volum fra Langeformasjonen vil utvide produksjonen fra Marulk-feltet fra 2021 til 2024.

Nordsjøen

Balder X prosjektet
For å maksimere det økonomiske ressurspotensialet i Balder- og Ringhorne-området, innebærer videre utvikling av de Vår Energi-opererte Balder og Ringhorne-feltene store fremtidige prosjektaktiviteter; levetidsforlengelse av Jotun FPSO frem til 2045; levetidsforlengelse av Balder FPSO mot 2030; boring av 15 nye produksjonsbrønner i Balder-feltet og 11 nye produksjonsbrønner i Ringhorne-feltet.

Planen er å koble Jotun-installasjonen fra sin nåværende beliggenhet offshore og frakte produksjonsskipet til land for et verftsopphold, som er planlagt til å vare i ett år. Etter dette skal Jotun FPSO reinstalleres på Balder-feltet – i PL 001, med planlagt oppstart i 2021. Disse aktivitetene vil foregå mens ordinær produksjon fortsetter på Balder og Ringhorne-feltene.

For Balder X har Vår Energi tildelt FEED-kontrakter (Front-End Engineering and Design) for levetidsforlengelse for Jotun-skipet mot 2045. Kontrakten, som ble vunnet av Aker Solutions i konkurranse med andre leverandører, har en verdi på mer enn 100 millioner kroner. FEED-studiens hovedmål er å detaljere omfanget av det nødvendige arbeidet for å forlenge levetiden til Jotun FPSO i Nordsjøen. I tillegg planlegges flere andre viktige kontrakter i Balder X-prosjektet, som konstruksjon og installasjon av anskaffelser (EPCI) for Jotun FPSO levetidsforlengelse, subsea produk-

the Jotun FPSO lifetime extension, subsea production system (SPS), and subsea umbilical, risers and flowline (SURF). The contracts are expected to be tendered and awarded in the first half of 2019.

The aggregated reserves capture from Balder X is estimated to 143 MBOE. Total redevelopment investments of the Balder and Ringhorne Area are estimated to 20 billion NOK, of which about 15 billion NOK is related to the Balder X Project. A revised Plan for development and operation (PDO) for the Balder X Project is planned to be submitted in fourth quarter 2019.

sjonssystem (SPS) og undersjøiske kontrollkabler, strømnings- og stigerør (SURF). Disse kontraktene er forventet å bli lagt ut på anbud og tildelt i første halvdel av 2019.

Kartlegging av hele området viser tilleggsressurser på om lag 143 millioner fat olje, netto til Vår Energi. Totale investeringer i videreutvikling av hele Balder og Ringhorne-området er beregnet til om lag 20 milliarder kroner, hvorav rundt 15 milliarder kroner er knyttet til Balder X-prosjektet. En revidert plan for utvikling og drift (POB) for Balder X-prosjektet skal leveres i løpet av fjerde kvartal 2019.

PARTNER-OPERATED PROJECTS

Barents Sea

Johan Castberg
The Johan Castberg project includes the development of three oil and gas discoveries (Skrugard, Havis and Drivis), which are located in production licence PL 532. The field is scheduled to come on stream in Q4 2022 and will produce for 30 years.

The development concept consists of 30 subsea wells drilled from ten subsea templates and two satellites tied back to a ship shaped FPSO from which the produced oil will be offloaded onto shuttle tankers. The project is mainly progressing according to plan and fabrication work is ongoing. The development project is mainly progressing according to plan and construction work has started. The financial situation is regarded robust and cost reductions are expected.

Norwegian sea

Norne
Production from the Norne field has been above the forecast and budget mainly due to higher production from the well D4-AHT2 and better performance on existing wells after dedicated LWI campaign (light well intervention).

Throughout 2018, the recovery strategy for the Norne main field has been subject to audit and approval. The Cape Vulture discovery will be further matured for potential project execution. The Norne main field has thirteen active producers and six active injectors. There have been four well interventions on Norne and three well interventions on Urd in 2018.

A lifetime extension of the Norne FPSO towards 2036 was approved by the Petroleum Safety Authority in December 2018, and the extension will maximise value through the optimisation of Norne and the recovery strategy from its satellite producers.

The Alve, Urd, Skuld and Marulk fields are tied-back to the Norne FPSO. Vår Energi is partner in Urd and Skuld and operator of Marulk.

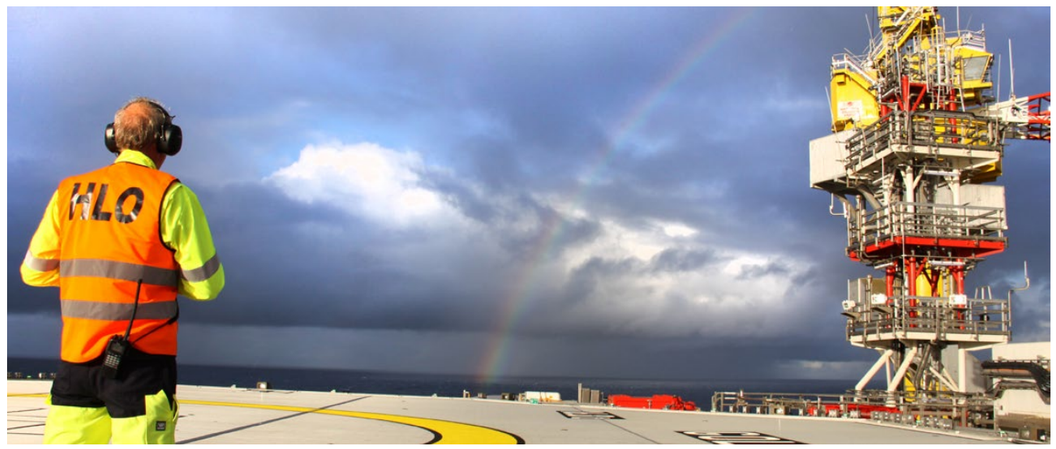
Åsgard
Åsgard has experienced some challenges in 2018 with the risk of well collapse in old wells, and flexible risers were taken out of service. In addition, a pump collapse impacted the subsea compression facility.

An unfortunate development of personnel injury statistics from 2017 was reversed in 2018, with the help of several good measures. Further improvements are expected. Increased oil recovery projects on Åsgard have been put on hold until the well situation has been clarified. Furthermore, a lot of work is ongoing to enable Åsgard A for extended lifetime.

Morvin
The Morvin field is linked to the Åsgard field and has four wells in production. After production was permanently

I løpet av 2018 har dreneringsstrategien for Nornes hovedfelt vært gjenstand for revisjon og godkjenning. Cape Vulture-funnet vil bli ytterligere modnet for potensiell utbygging. Nornes hovedfelt har tretten aktive produsenter og seks aktive injektorer. Det har vært 4 brønnintervensjoner på Norne og 3 brønnintervensjoner på Urd i 2018. Ingen LWI eller boring har blitt utført på Skuld i 2018.

Levetidsforlengelsen av Norne FPSO til 2036 ble godkjent av myndighetene i desember 2018 og vil



PARTNEROPERERT

Barentshavet

Johan Castberg
Ressursgrunnlaget for utbygging av Johan Castberg-prosjektet består av tre olje- og gassfunn (Skrugard, Havis og Drivis), som er lokalisert i utvinningstillatelse PL 532. Feltet har en planlagt oppstart i løpet av 4. kvartal 2022, og vil produsere i 30 år.

Utbyggingsløsningen består av 30 havbunnsbrønner fra 10 havbunnsrammer og 2 satellittfelt koblet opp mot et flytende produksjonsskip, hvor produsert olje lastes over på skytteltankere. Utbyggingsprosjektet er hovedsakelig i henhold til plan, og konstruksjonsarbeidet er startet. Finansiell situasjon anses som robust, og kostnadsreduksjoner forventes.

Norskehavet

Norne
Produksjonsnivået på Norne-feltet har vært over prognosen og budsjettet for 2018, hovedsakelig på grunn av høyere produksjon fra brønn D4-AHT2 og bedre ytelse fra eksisterende brønner etter en dedikert LWI-kampanje (light well intervention).

maksimere verdien gjennom optimalisering av Norne og dreneringsstrategi for tilhørende satellitter.

Feltene Alve, Urd, Skuld og Marulk er koblet opp mot Norne-feltet. Vår Energi er partner i Urd og Skuld og operatør for Marulk.

Åsgard
Åsgard har hatt en del utfordringer i 2018 med fare for brønnkollaps i gamle brønner, fleksible stigerør som er tatt ut av drift og et pumpehavari i undervannskompresjonsanlegget.

Den uheldige utviklingen vedrørende skadestatistikk fra 2017 ble snudd ved hjelp av flere gode tiltak og er nå nede på et bedre nivå. Ytterligere forbedring er forventet. Lavtrykksprosjektene på Åsgard har blitt holdt igjen til brønnsituasjonen er avklart. Videre er det mye arbeid pågående for å istandsette Åsgard A for forlenget levetid. Dette levetidsarbeidet er bemanningskrevende og medfører harde prioriteringer mot andre prosjekter.

Morvin
Morvin-feltet er tilknyttet Åsgard og har fire brønner i produksjon. Morvin har produsert bra etter at all produksjon ble koblet permanent via lavtrykksseparator på

connected via a low pressure separator on Åsgard B, production has been successful. For 2019, a possible fifth well as well as a coiled tubing campaign will be considered.

Mikkel
The Mikkel field is linked to Åsgard with three production wells. Mikkel has experienced stable operations throughout 2018, however one well was closed at the end of the year due to the risk of hydrate formation. This will be subject to further work in 2019. Challenges with measuring and allocation are identified and will be a focus area in 2019.

Tyrihans
The Tyrihans field has continued its stable production throughout the year. A decision to stop gas injection in the Tyrihans field from October 2018 was approved. The effect of this will be observed and further gas injection will be re-evaluated after a period. A new well was drilled at the end of 2018.

Kristin, Halten West
The Kristin field has experienced stable production through 2018, but with a somewhat lower operational regularity than expected, mainly due to compressor problems. Throughout the year, the focus has been on the Kristin South project which consists of three licences; HWU, PL 199 and PL 257. Vår Energi has ownership interests in the Kristin field. The Kristin South project is planned as an subsea development linked to the Kristin platform using existing subsea templates.

Trestakk
The Trestakk development project was approved in November 2016. The project is now in the final phase where mainly the drilling of five subsea wells remains, as well as some modification work on Åsgard A. At the end of 2018, the development is on track, both according to plan and cost. Start-up is expected in mid-2019.

Mikkel South and Flyndretind
The Mikkel South project has resumed along with the Flyndretind project. The projects will help to ensure accessible transport capacity from 2024 within Åsgard's transport system. The project passed concept evaluation just after year end 2018.

Heidrun
The average daily oil production at the Heidrun field is lower than in 2017. The main reasons are a planned shutdown in the second quarter of 2018 and lower operational regularity than expected. Heidrun has 43 active production wells, which is an increase of 3 wells since 2017. This is a result of the efficient drilling of new wells, including well interventions.

Åsgard B. For 2019 vil det bli vurdert en mulig femte brønn samt en kveilerørskampanje.

Mikkel
Mikkel-feltet er tilknyttet Åsgard med tre produksjonsbrønner. Mikkel har hatt stabil drift, men èn brønn ble på slutten av året stengt ned på grunn av fare for hydratdannelse. Fokus på dette arbeidet fortsetter utover 2019. Feltet har for øvrig fremdeles utfordringer med måling og allokering, og dette vil det bli jobbet med videre også i 2019.

Tyrihans
Tyrihans-feltet har produsert stabilt gjennom hele året. Gassinjeksjon i Tyrihans-feltet er besluttet stoppet fra oktober 2018. Effekten av dette vil bli observert og videre gassinjeksjon vil bli vurdert på nytt etter en periode. En ny produksjonsbrønn ble boret på slutten av 2018.

Kristin, Halten vest
Kristin-feltet har hatt stabil produksjon gjennom 2018, men med en noe lavere operasjonell regularitet enn forventet, i hovedsak grunnet kompressorproblemer. Det har gjennom året vært fokus på Kristin Sør-prosjektet, som består av tre lisenser; HWU, PL 199 og PL 257. Vår Energi er andelseier i Kristin-feltet. Kristin Sør-prosjektet planlegges som en undervannsutbygging tilknyttet Kristin-plattformen ved bruk av eksisterende havbunnsrammer.

Trestakk
Utbyggingsprosjektet ble godkjent i november 2016. Prosjektet er nå i sluttfasen der det i hovedsak er boring av de fem brønnene som gjenstår, i tillegg til noe modifikasjonsarbeid på Åsgard A. Utbyggingen er per årsslutt 2018 både i henhold til plan og kost. Oppstart forventes i midten av 2019.

Mikkel Sør og Flyndretind
Mikkel Sør-prosjektet er gjenopptatt sammen med Flyndretind. Dette for å sikre tilgjengelig transportkapasitet fra 2024 i Åsgards transportsystem. Prosjektet passerte konseptevaluering rett etter årsslutt i 2018.

Heidrun
Den gjennomsnittlige daglige produksjonen på Heidrun er lavere sammenlignet med 2017. Hovedårsaken til dette er en planlagt revisjonsstans i andre kvartal 2018 samt lavere operasjonell regularitet enn forventet. Heidrun har 43 aktive produksjonsbrønner, en økning på 3 brønner siden fjoråret. Dette er et resultat av effektiv boring av nye brønner samt brønnintervensjoner.

Havbunnsinfrastrukturen er i løpet av 2018 oppgradert med installering av et nytt strømningsrør. I tillegg er det

The subsea infrastructure has been upgraded during 2018 with the installation of a new production flowline. In addition, a decision has been sanctioned to develop the infrastructure in the northern part of the field. The project consists of two new subsea templates to ensure maximum value creation of the remaining resources. Heidrun now delivers water injection to the Maria field, and the work on Dvalin tie-in has started.

Fenja
Fenja changed name from Pil & Bue upon approval of the plan for development and operation (PDO) 5 April 2018. The field has a planned start-up in early 2021 and is expected to produce for more than 10 years. Fenja is a subsea development that will be connected to the Njord A platform, consisting of two subsea templates with a total of six production wells. The oil will be routed to the production vessel Njord B, before further transport via shuttle tankers.

Bauge
Bauge changed name from Snilehorn upon approval of the plan for development and operation (PDO) 20 June 2017. The field has a planned start-up in 2020 and is expected to produce for more than 10 years. Bauge is a subsea development that will be connected to the Njord A installation and will consist of a subsea template with a total of two wells. The oil will be routed to the production vessel Njord B, before further transport via shuttle tankers.

Hyme
Hyme is currently shut down pending Njord A's return to location by 2020.

besluttet et konsept for videreutvikling av infrastrukturen i den nordlige delen av feltet. Dette prosjektet består av to nye havbunnsrammer for å sikre maksimal verdiskapning av de gjenværende ressursene. Heidrun leverer nå vanninjeksjon til Maria-feltet, og arbeidet med å koble opp Dvalin-funnet har startet.

Fenja
Fenja endret navn fra Pil & Bue ved godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD) 5. april 2018. Feltet har en planlagt oppstart tidlig 2021 og forventes å produsere i mer enn 10 år. Fenja er en undervannsutbygging som vil bli knyttet opp mot Njord A-plattformen og vil bestå av to havbunnsrammer med til sammen seks brønner. Oljen skal transporteres og lagres om bord i lagerskipet Njord B, før oljen transporteres til markedet via skytteltankere.

Bauge
Bauge endret navn fra Snilehorn ved godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD) 20. juni 2017. Feltet har en planlagt oppstart i 2020 og forventes å produsere i mer enn 10 år. Bauge er en undervannsutbygging som vil bli knyttet opp mot Njord A-plattformen og vil bestå av en havbunnsramme med til sammen to brønner. Oljen vil bli lagret på lagerskipet Njord B, før oljen transporteres til markedet via skytteltankere.

Hyme
Hyme er for tiden nedstengt i påvente av at Njord A er tilbake på lokasjon i 2020.

Central North Sea

Garantiana
Garantiana is planned to be a subsea development, but a host installation is yet to be confirmed. Several host platforms have been evaluated and a final choice is planned in 2019. So far, it appears that Garantiana will have two subsea templates with a total of eight wells.

Brasse
Brasse passed first milestone in December 2017. An appraisal well in the northern part of the field was drilled in December 2018. The results are currently subject to interpretation and will be implemented in further project plans. The concept for Brasse is a subsea development linked to a host platform, Oseberg or Brage, the final choice is planned to be sanctioned in the second half of 2019.

Snorre
Production from the Snorre field proceeded as expected in 2018 and showed a production increase compared to 2017. Three new oil producers and two new injection wells were drilled from the two Snorre facilities in 2018. At the end of the year, 37 active production wells were in place.
Snorre received authority approval for the Snorre Expansion Project (SEP) in June 2018. The project consists of 24 subsea wells that will be connected to the Snorre A installation, and the project improves the gas capacity and involves changes for oil export. The project scope also includes imports of injection gas to further increase oil recovery from Snorre. Production start-up is expected in early 2021.

In 2018, the Snorre partners received authority approval for a program to extend the lifetime and licence until 31 December 2040.

In 2018, the Snorre and Gullfaks partners started to evaluate the possibility to develop a wind farm (Tampen Hywind) to replace use of fuel gas on the fields' platforms with renewable power from the wind farm. If the partners conclude to develop and investment decision is taken, the project has the potential to reduce the carbon footprint from the fields. The project passed concept selection (DG2) in 2018, and an investment decision is expected in 2019. The wind farm can deliver power from 2023, if realised.

Brage
Brage has produced from four different reservoirs since 1993. Brage has maintained steady production throughout 2018. Brage is in the tail phase and production is declining. Brage is carrying out a continuous drilling program to reduce the production decline and two new wells have been put in production during 2018. Another three new wells are planned in 2019.

Sentrale Nordsjøen

Garantiana
Garantiana skal ifølge planen bli en havbunnsutbygging til en så langt ikke besluttet vertsplattform. Flere nærliggende felt og installasjoner har blitt vurdert, og endelig valg er planlagt i 2019. Foreløpig ser det ut til at Garantiana vil få to havbunnsrammer med totalt åtte brønner.

Brasse
Brasse passerte første milepæl i desember 2017. En avgrensningsbrønn i den nordlige delen ble boret i desember 2018. Resultatene fra brønnen er gjenstand for evaluering og vil bli implementert i prosjektplanene videre. Konseptet for Brasse er en havbunnsutbygging knyttet opp til en vertsplattform, Oseberg eller Brage - endelig valg er planlagt i andre halvdel av 2019.

Snorre
Produksjonen fra Snorre forløp som forventet i 2018 og ga en produksjonsøkning i forhold til 2017. Det ble boret 3 nye oljeprodusenter og 2 nye injeksjonsbrønner fra de to Snorre-plattformene i 2018. Det var ved årsskiftet 37 aktive produksjonsbrønner.

Snorre fikk myndighetsgodkjenning for Snorre Expansion Project (SEP) i juni 2018. Dette prosjektet består av 24 undervannsbrønner som skal knyttes til Snorre A-plattformen. Det innebærer også utvidelse av gasskapasitet og omlegging av oljeeksporten. SEP-prosjektet inkluderer også import av injeksjonsgass for ytterligere å øke oljeutvinningen fra Snorre. Oppstart av produksjonen fra SEP-brønnene er forventet tidlig 2021.

Snorre-partnerne mottok i 2018 myndighetsgodkjenning av program for forlenget levetid og lisensforlengelser til 31. desember 2040.

Snorre- og Gullfaks-partnerne startet i 2018 et samarbeid om en vindpark (Tampen Hywind) for å erstatte en andel av brenngass på plattformene med vindkraft, og dermed redusere karbonavtrykket fra feltene. Prosjektet passerte konseptvalg (DG2) i 2018, og det forventes en investeringsbeslutning i 2019. Ved en eventuell beslutning vil vindparken levere kraft fra 2023.

Brage
Brage har produsert fra fire forskjellige reservoarer siden 1993. Brage har hatt jevn produksjon gjennom 2018. Feltet er i halefasen og produksjonen er fallende. Likevel gjennomfører Brage-partnerskapet et kontinuerlig boreprogram for å redusere produksjonsfallet, og i løpet av 2018 ble 2 nye brønner satt i produksjon. Det er planlagt ytterligere 3 nye brønner i løpet av 2019.

The water treatment capacity has increased in 2018 as water production is relatively high. In addition, six conductor tubes have been changed, which has resulted in limited gas export capacity.

North Sea South

Ekofisk
In PL 018, Ekofisk field development activities have mainly been related to drilling programs on Ekofisk Z (Ekofisk South project), Eldfisk S (Eldfisk II project) and Ekofisk VC (Water injection project). The Ekofisk VC well template was installed in late 2017/early 2018. The first two wells started injection in October 2018 and the last two wells were put in production in January 2019. Furthermore, the licencees are working to mature the Eldfisk North project. The purpose of the project is to further develop Eldfisk Nord's structure with two subsea templates and eight oil producing wells. Currently, the resources are estimated at 55 Mboe (gross). An investment decision is expected in Q1 2019. Production start-up is estimated to 2022.

Tor
The partnership in the licences BA Tor has made concept choices (G2) for the Tor II project in 2018. A solution with two subsea templates and eight oil producing wells has been chosen. The resources on Tor II are estimated at 55 Mboe (gross). Well stream is planned to be linked to PL018 Ekofisk 2/4M for treatment and processing. Expected production start from Tor II is first quarter of 2021.

Tommeliten
In PL 044 there are gas/condensate discoveries with recoverable resources of approx. 117 Mboe (gross) in the Tommeliten Alpha structure. In the latter half of 2018, the licencees have worked to mature the project towards a planned decision in first or second quarter of 2019. The preliminary concept is an unmanned wellhead platform with eleven gas producing wells. Wellstream is thought to be connected to PL 018 Ekofisk via a "tie-in" platform. Production start-up is estimated to 2024.

RESERVES

At the end of the 2018, the company's total proven reserves were 522 mboe net to Vår Energi. The estimated value of probable reserves corresponds to a total of 346 mboe with volumes in "possible" and "contingent" reserve categories making up 545 mboe. The largest reserves are in the operated fields Balder, Goliat and Ringhorne, including the partner-operated producing fields Åsgard, Ekofisk, Eldfisk, Heidrun and Tyrihans, as well as in the partner-operated development projects Bauge, Fenja and Johan Castberg.

Vannbehandlingskapasiteten er økt i 2018 ettersom vann-produksjonen er relativt høy. I tillegg er 6 lederør skiftet, noe som har medført begrenset gasseksportkapasitet.

Nordsjøen Sør

Ekofisk
I PL 018 har hovedsakelig feltutviklingsaktiviteter vært relatert til boreprogram på Ekofisk Z (Ekofisk Sør-prosjekt), Eldfisk S (Eldfisk II-prosjekt) og Ekofisk VC (Vanninjeksjons-prosjekt). Ekofisk VC brønnramme ble installert sent 2017/ tidlig 2018. De to første brønnene startet injeksjon i oktober 2018 og de to siste brønnene ble satt i produksjon i januar 2019. Videre jobber rettighetshaverne med å modne fram Eldfisk Nord-prosjektet, som har som formål å videre-utvikle Eldfisk Nord-struktur med to havbunnsrammer og åtte oljeproduserende brønner. Foreløpig er ressursene estimert til brutto 55 millioner fat oljeekvivalenter (mfoe). En beslutning er forventet i løpet av første kvartal 2019. Produksjonsstart er estimert til 2022.

Tor
Partnerskapet i lisensene BA Tor har i 2018 gjort konsept-valg for Tor II-prosjektet. Det er valgt en løsning med to havbunnsrammer og åtte oljeproduserende brønner. Også på Tor II er ressursene estimert til brutto 55 millioner fat oljeekvivalenter (brutto, mfoe). Brønnstrømmen er planlagt knyttet opp mot PL 018 Ekofisk 2/4M for behandling og prosessering. Forventet oppstart av Tor II er første kvartal 2021.

Tommeliten
I PL 044 er det i Tommeliten Alpha gjort et gass- og kondensatfunn med utvinnbare bruttoressurser på ca. 117 millioner fat oljeekvivalenter (mfoe). Rettighetshaverne har i siste halvdel av 2018 jobbet for å modne fram prosjektet mot en planlagt beslutning i løpet av første eller andre kvartal i 2019. Foreløpig konsept er en ubemannet brønn-hodeplattform med elleve gassproduserende brønner. Brønnstrømmen er tenkt å bli knyttet opp mot PL 018 Ekofisk via en havbrunnsramme. Produksjonsstart er estimert til 2024.

RESERVER

Ved årsskiftet utgjorde Vår Energis totalt påviste reserver rundt 522 millioner (netto) fat oljeekvivalenter (mfoe). Den estimerte verdien av sannsynlige reserver tilsvarer totalt 346 mfoe, med volumer i "mulige" og "betingede" reservekategorier som utgjør 545 mfoe. De største reservene ligger i de opererte feltene: Balder, Goliat og Ringhorne, partneropererte produserende felt: Åsgard, Ekofisk, Eldfisk, Heidrun og Tyrihans, samt partneropererte utbygginger: Bauge, Fenja og Johan Castberg.

Organisation

Organisasjon

At year end 2018, Vår Energi employed 766 local personnel and 58 expatriates from the Eni Group, which makes up a total of 824 employees.

The majority of employees (428) work at the company's headquarters at Forus in the Stavanger Region. Additional 41 employees are located in the Oslo office, while 52 employees are located in the Hammerfest office. A total of 288 employees work offshore.

Vår Energi aims to be a workplace with equal opportunities between female and male. The company has included in its Code of Ethics and procedures regulations to prevent gender discrimination regarding salary, promotion and recruiting. The proportion of women employed in Vår Energi was about 27 percent. Three of the eight members of the company's Board of directors are female.

Vår Energi aims to promote gender equality, ensure equal opportunities and rights, and to prevent discrimination due to ethnicity, national origin, descent, skin colour, language, religion and faith. In Vår Energi there are employees from 33 countries.

Training and development
Vår Energi believes that professional training and development are important means of advancing the development, motivation and retention of our employees. Training plans are developed with mandatory programmes combined with initiatives requested by the individual and leader.

Training offered to employees involves a combination of a comprehensive e-learning programme and classroom training carried out in-house and on supplier premises, as well as a training programme tailored to each employee's own job. In addition some training are provided by the Eni Corporate University in Milan.

The company has a comprehensive training programme for the offshore organisation and will continue to improve and develop a common programme for Vår Energi as part of the integration work. An extensive series of courses will continue during 2019, in accordance with our predefined skills requirements.

During 2019, a substantial Leadership Training Programme will be developed and implemented for all leaders in the new Vår Energi organisation.

Sickness absence
Sickness absence in 2018 was 3.7 percent.

Ved årsslutt sysselsatte Vår Energi 766 lokalt ansatte og 58 innleide fra Eni Gruppen, noe som utgjør en total på 824 ansatte.

Majoriteten av ansatte arbeider på selskapets hovedkontor på Forus, i tillegg til 41 personer ved Oslo-kontoret. Den operative driften i Barentshavet drives fra Hammerfest-kontoret som har 52 lokalt ansatte ved årsslutt 2018, sammenliknet med 51 i slutten på 2017. Offshore-ansatte teller 288 ved årsslutt 2018.

Vår Energi har som mål å være en arbeidsplass der det råder likestilling mellom kvinner og menn. Selskapet har i sin Code of Ethics og i sine prosedyrer innarbeidet bestemmelser som tar sikte på at det ikke forekommer forskjellsbehandling grunnet kjønn i saker som for eksempel lønn, avansement og rekruttering. Kvinneandelen i Vår Energi ved årsslutt (lokalt ansatte) var ca. 27 prosent. Tre av selskapets åtte styremedlemmer er kvinner.

Vår Energi streber etter å fremme likestilling, sikre like muligheter og rettigheter og å hindre diskriminering på grunn av etnisitet, nasjonal opprinnelse, avstamning, hudfarge, språk, religion og livssyn. I Vår Energi arbeider det ansatte fra 33 ulike land.

Opplæring og utvikling
Vår Energi mener at faglig opplæring og utvikling av sine ansatte er viktig for å videreutvikle, motivere, engasjere og beholde dyktig personell. Opplæringsplaner omfatter obligatoriske programmer kombinert med initiativer etterspurt av den enkelte og deres ledere.

Opplæring som Vår Energi-ansatte blir tilbudt, innebærer en kombinasjon av et omfattende e-læringsprogram og klasseromundervisning utført internt og hos leverandører, samt et opplæringsprogram tilpasset hver ansatt. I tillegg tilbys det opplæring ved Eni Corporate University i Milano.

Selskapet har et omfattende opplæringsprogram for offshore-organisasjonen og vil fortsette å forbedre seg og utvikle et felles program for Vår Energi som en del av integrasjonsarbeidet. En omfattende kursrekke vil fortsette i 2019, i samsvar med vår forhåndsdefinerte ferdighetskrav.

I 2019 vil et omfattende ledertreningsprogram utvikles og implementeres for alle ledere i Vår Energis organisasjon.

Sykefravær
Sykefravær i 2018 var 3,7 prosent.

Health, safety and environment

Sikkerhet, risiko og miljø

The company's expressed goal is to carry out our activities without causing harm to people or the environment. Vår Energi uses measurement indicators to monitor and learn from experiences gained in operations. In this way, transparency is achieved in the way we work and through the company's requirements for high-quality and sustainable solutions. Emissions to air, discharges to sea, as well as waste generation are reduced as much as possible by using the best available techniques. Well planned, robust and effective preparedness against acute pollution is implemented in our activities.

The Goliat field has oil spill preparedness support from fishing vessels with adapted oil spill response equipment and crew with in-depth knowledge of the waters. This is a key element in the company's oil spill response efforts in the Barents Sea, including additional efforts. All necessary emergency response resources are available for other activities in the region.

The company's total reported injury frequency ("TRIF") for 2018 was 2.10, which is an improvement compared with 2017. None of the registered personnel injuries are classified as serious. In 2018, we had four events with higher potential. Two of the incidents are related to falling objects, one of which resulted in material damage. The other two events were related to fire in the sauna and faults in connection with de-insulation in the distribution board. All events have been investigated according to internal guidelines, and learning and improvement items have been implemented.

The company continued its commitment to barrier management in 2018, and is working to further develop the barrier panel and indicators to monitor major accident risk.

Promoting a good working environment and a good HSE culture is an important goal for Vår Energi, it is therefore an integral part of the company's total management system. The management system is certified in accordance with ISO-standard 14001 and OHSAS 18001.

Health and working environment
Throughout 2018, Vår Energi has performed a thorough mapping of working environment risks offshore. The goal has been to provide an overview of organisational, physical, chemical and ergonomic conditions in order to be able to implement targeted risk-reducing measures. This has included training in safe work processes and measures to promote increased understanding of risk factors in the working environment. For our installations

Selskapets uttalte mål er å utføre våre aktiviteter uten å forårsake skade på mennesker, miljø eller materiell. Vår Energi benytter måleindikatorer for å overvåke og lære av våre erfaringer i operasjoner. På den måten blir både metode og resultater transparente, og krav til kvalitet og bærekraftige løsninger ivaretas. Utslipp til sjø og luft samt generering av avfall reduseres så mye som mulig ved bruk av best tilgjengelige teknikker. En robust og effektiv beredskap mot akutt forurensning er viktig å planlegge godt i forkant og underveis i operasjonene, slik at det er godt tilpasset lokale forhold.

For Goliat er blant annet bruk av fiskefartøy med tilpasset oljevernutstyr og mannskap med inngående kjennskap til farvannene, et sentralt element i oljevernberedskapen. Beredskapsressurser er også tilgjengelig for annen aktivitet i regionen.

Total rapporterbar skadefrekvens («TRIF») for 2018 var 2,10, som er en forbedring i forhold til 2017. Ingen av de registrerte personskadene er klassifisert som alvorlig. I løpet av 2018 har vi hatt fire hendelser med høyere potensial. To av hendelsene er relatert til fallende gjenstander, hvorav den ene medførte materielle skader. De to andre hendelsene er relatert til brann i sauna og feil i forbindelse med deisolering i fordelingstavle. Alle hendelser er gransket i henhold til interne retningslinjer, og læring er identifisert og implementert.

Selskapet har i 2018 videreført satsing på barrierestyring og jobber med å videreutvikle barrierepanelet og indikatorer for å overvåke storulykkerisiko.

Å fremme et godt arbeidsmiljø og en god HMSS-kultur er et vesentlig mål for Vår Energi, og er derfor en integrert del av selskapets totale ledelsessystem. Ledelsessystemet er sertifisert i samsvar med ISO-standard 14001 og OHSAS 18001.

Helse og arbeidsmiljø
Gjennom 2018 har Vår Energi investert i kartlegging av arbeidsmiljørisiko offshore. Målet har vært å få en oversikt over organisatoriske, fysiske, kjemiske og ergonomiske forhold, slik at målrettede risikoreduserende tiltak kan iverksettes. Dette har blant annet omfattet opplæring i sikre arbeidsprosesser og tiltak egnet for å fremme økt risikoforståelse i arbeidsmiljøet. Begge disse elementene er grunnleggende for å kunne bidra til forebygging av arbeidsbetinget sykdom og skade. For våre installasjoner i Nordsjøen har dette arbeidet falt sammen med oppgraderinger i forbindelse med forestående boreaktivitet og

in the North Sea, this work has coincided with upgrades in connection with forthcoming drilling activity and lifetime extension plans. The goal is to maintain a safe and secure operation on all installations where technical improvements, on a prioritised basis, contribute to a reduction in the working environment risk for employees.

In addition, a lot of work has been done on follow-up after internal audits within both the working environment and chemical management. This is part of a continuous improvement in systematic management and risk reduction in the working environment area.

Environmental reporting from operated fields
In 2018, Vår Energi has continued its operations and drilling activities on the operated Goliat, Balder and Ringhorne fields on the Norwegian continental shelf (NCS). Production on the Jotun B platform was permanently shut down in 2016, however the Jotun A installation is still operating, processing and storing oil and gas from the Balder and Ringhorne fields. The plugging campaign of all wells at the Jotun field were finalised in 2018. On the Goliat field an appraisal well, two production wells and a pilot well were drilled in 2018.

Vår Energi is also operator for Marulk, which is a subsea field connected to the Norne FPSO. Environmental data for Marulk is reported by the operator of the Norne field, Equinor.

Vår Energi's reporting of environmental data to the authorities relates to operated producing fields and drilling operations, in accordance with the Norwegian Environ-

planer om levetidsforlengelser av installasjoner. Målet er å opprettholde en trygg og sikker drift ved alle installasjoner der tekniske utbedringer på prioritert basis bidrar til redusert risiko for arbeidstakerne.

I tillegg har det gjennom året vært lagt ned mye arbeid i oppfølging etter interne revisjoner innen både arbeidsmiljø og kjemikaliestyring. Dette er et ledd i kontinuerlig forbedring av systematisk styring og risikoreduksjon innen arbeidsmiljøområdet.

Miljørapportering fra egenopererte felt
Vår Energi har i 2018 hatt egenoperert aktivitet på norsk kontinentalsokkel knyttet til produksjon og drift av Goliat-feltet og Balder- og Ringhornefeltet. Produksjonen ved Jotun-feltet ble permanent stengt i 2016, men produksjonsskipet Jotun A er fortsatt i drift på feltet, der prosessering og lagring av råoljevolumer fra Balder- og Ringhorne-feltet foregår. Samtlige brønner på Jotun-feltet ble permanent plugget i løpet av 2018. På Goliat-feltet har det blitt boret en avgrensingsbrønn, to produksjonsbrønner og en pilotbrønn i 2018.

Vår Energi er i tillegg operatør for Marulk, som er en undervannsutbygging tilkoblet Norne-installasjonen. Miljødata for Marulk rapporteres av Equinor, som er operatør på Norne.

Rapportering av miljødata for produserende felt og boreoperasjoner til myndighetene blir gjennomført av operatør i henhold til Miljødirektoratets Veileder M107-2015 (Retningslinjer for rapportering av petroleumsvirksomhet til havs). For detaljert informasjon om miljødata

ment Agency's Guide M107-2015 (Guidelines for reporting of offshore petroleum activities). For detailed information on environmental data for Vår Energi's operated fields, reference is made to the annual reports of the Environment Agency. These reports are publicly available on the Norwegian Oil and Gas Association's (NOROG) website (www.norskoljeoggass.no) or obtained by direct contact with Vår Energi.

An overview of key environmental parameters for the facilities on the operated fields is illustrated in the table below. The Goliat FPSO and the Ringhorne platform reinject all produced water and do not discharge to sea. The Balder production vessel has discharges to sea and reinject produced water. The Jotun FPSO does not have any relevant data, as wells are permanently plugged.

Average in 2018	Goliat FPSO	Balder FPSO	Ringhorne	Jotun FPSO
Oil concentration in produced water released to sea (mg/L)	-	14.2	-	14.0*
Amount of produced water reinjected from total quantity (%)	100	46**	-	
Unintentional discharges of oil / chemicals to the sea (number>10L)	1	2	0	2
Grading of industrial waste (%)	92	91	93	98
Amount of hazardous waste generated (tons)	4715***	94	1219	596

* Emissions of purified slop water and stripping water from storage tanks
** Total injection rate for Balder FPSO and Ringhorne platform
*** Includes waste from drilling operations

Emissions of CO2 from the installations subject to quotas are shown below, as well as total CO2 emissions for Vår Energi.

Emission of CO2 emissions in 2018 (kg/barrel of oil equivalents)

Goliat FPSO	Balder FPSO	Ringhorne	Jotun FPSO	Total for Vår Energi
2.1*	22.8**			9.2***

* The Goliat FPSO is mainly operated by shore power
** Total emissions for Balder FPSO, Ringhorne platform and Jotun FPSO
*** Estimate. Will be verified March 2019

for Vår Energi sine egenopererte felt, henvises det til årsrapportene til Miljødirektoratet. Disse rapportene er offentlig tilgjengelig på Norsk Olje og Gass (NOROG) sin hjemmeside (www.norskoljeoggass.no).

En oversikt over sentrale miljøparametre for innretningene på de egenopererte feltene er vist i tabellen nedenfor. Goliat-installasjonen og Ringhorne-plattformen reinjiserer produsert vann og har derfor ikke utslipp til sjø. Balder-skipet har både utslipp til sjø og reinjeksjon av produsert vann. Jotun-skipet har ikke produksjon fra egne brønner, siden disse er permanent plugget.

Gjennomsnitt i 2018	Goliat FPSO	Balder FPSO	Ringhorne	Jotun FPSO
Oljekonsentrasjon i produsert vann sluppet til sjø (mg/L)	-	14,2	-	14,0*
Mengde produsert vann reinjisert av totalmengde (%)	100	46**	-	
Utilsiktede utslipp av olje/kjemikalier til sjø (antall>10L)	1	2	0	2
Sorteringsgrad av næringsavfall (%)	92	91	93	98
Mengde farlig avfall generert (tonn)	4715***	94	1219	596

* Utslipp av renset slopvann og strippevann fra lagringstanker
** Samlet injeksjonsgrad for Balder FPSO og Ringhorne-plattformen
*** Inkluderer avfall fra boreoperasjonene.

Kvotepliktige utslipp av CO2 fra innretningene på feltene er vist nedenfor, samt samlet CO2-utslipp for Vår Energi.

Kvotepliktige utslipp av CO2 i 2018 (kg/fat oljeekvivalenter)

Goliat FPSO	Balder FPSO	Ringhorne	Jotun FPSO	Totalt for Vår Energi
2,1*	22,8**			9,2***

* Goliat FPSO driftes hovedsaklig med strøm fra land
** Samlet utslipp for Balder FPSO, Ringhorne-plattformen og Jotun FPSO
*** Estimat. Vil bli verifisert mars 2019

Research and development

Forskning og utvikling

Vår Energi AS participates in various research and development (R&D) projects supporting ongoing and future activities carried out by the company as an operator in the fields of exploration, development and production. Vår Energi's R&D portfolio includes more than 45 projects, mainly administered in the form of Joint Industry Projects (JIPs) or consortiums, but also as bilateral R&D contracts. Almost all our R&D contracts are established with Norwegian R&D institutes or universities.

The Norwegian O&G industry is recognised globally as one of the most technologically sophisticated petroleum provinces. The results have been realised by the introduction of advanced technologies in combination with the development of a highly skilled workforce. Vår Energi's strategy is to use the unique R&D framework offered in Norway and take the opportunity to participate in high-quality R&D activities to meet its short, mid and long-term business objectives.

Operational Excellence
Automation and mechanization of high-cost and repetitive activities such as drilling through the application of data-driven analytic to draw key insights from high-volume data streams to lower capital cost and operating expenses is clearly an R&D priority to Vår Energi.

Drilling
Vår Energi has defined drilling automation and digital drilling of high importance. Key target areas are:

- Well advisory system
- Simulation and Virtual Reality
- Automation
- New Standards of Safety

This will enable the drilling of complex wells to target depth or beyond increasing recovery potential and reducing the number of days per well drilled.

Subsea
Subsea technology will be increasingly important for future oil and gas field industry. Vår Energi is working together with Eni SpA on a subsea hub concept which entails the development of disruptive technologies that will allow field developments with long tie backs to shore or existing offshore facilities, regardless of fluid characteristics. The objective of Vår Energi's part of the project is to develop a subsea power grid that can distribute power to subsea consumers (as pumps, compressors, heat traced flow lines).

Vår Energi AS deltar i ulike FoU-prosjekter som støtter løpende og fremtidige aktiviteter utført av selskapet, som operatør for letevirksomhet, utvikling og produksjon.

Vår Energis FoU-portefølje omfatter mer enn 45 prosjekter, hovedsakelig administrert i form av Joint Industry Projects (JIP) eller konsortier, men også som bilaterale FoU-kontrakter. Nesten alle våre FoU-kontrakter er etablert med norske FoU-institutter eller universiteter.

Den norske F&U-industrien er internasjonalt anerkjent for å være blant de mest teknologisk sofistikerte. Dette er muliggjort ved bruk av avansert teknologi i kombinasjon med utvikling av høyt kvalifisert arbeidskraft. Vår Energis strategi er å dra nytte av de unike FoU-rammene som tilbys i Norge, og benytte anledningen til å delta i høyteknologiske FoU-aktiviteter for å møte de korte, mellom- og langsiktige forretningsmål.

Høykvalitetsoperasjoner
Automatisering og mekanisering av høykostnads- og repeterende aktiviteter som boring gjennom anvendelse av datastyrte analyser, for å hente nøkkelinnsikt fra høyvolumsdatastrømmer for å redusere kapital- og driftskostnader, er en tydelig FoU-prioritet i Vår Energi.

Boring
Vår Energi har definert at boreautomatisering og digital boring er av stor betydning for selskapet. Sentrale målområder er:

- Brønnrådgivningssystem
- Simulering og virtuell virkelighet
- Automatisering
- Nye sikkerhetsstandarder

Dette vil muliggjøre boring av komplekse brønner for å målrette dybden for økt gjenvinningspotensial og redusere antall dager per boret brønn.

Undervannsteknologi
Undervannsteknologi blir stadig viktigere for olje- og gassindustriens fremtid. Vår Energi samarbeider med Eni SpA på et Subsea Hub-konsept som innebærer utvikling av nye banebrytende teknologier, som vil muliggjøre feltutviklinger med lange undervannstilknytninger til land eller eksisterende offshore-anlegg, uavhengig av oljens væskeegenskaper. Målet med Vår Energis del av prosjektet er å utvikle et undersjøisk kraftnett som kan distribuere strøm til forbrukere under vann, som pumper, kompressorer, varmesporede strømningslinjer.

Successful Exploration
New technologies and methodologies in relation with improved subsurface understanding of Arctic regions and more specifically in the Barents Sea are prioritised to extend lifetime of our installed assets and further develop prospects in their vicinity. The main R&D target is to reduce cost and time of exploration, develop and improve key technologies required to assess and exploit the potential of both mature basins and frontier areas.

Vår Energi is current R&D portfolio includes several exploration projects for Arctic areas and the Barents Sea.

Safety and Environmental Protection
The continuous and systematic efforts consented by Vår Energi over the last decade in relation with safety and environmental protection in Arctic regions are maintained with a special attention on risk management systems and techniques. Development and introduction of advanced technologies necessary to sustain a safe operations in the Arctic regions and in the Barents Sea in particular, are still considered a high priority. Vår Energi started in 2017 a 3-year R&D project called "Risk Management in the Far North". The project focuses on development and continuous improvement of systems and strategies for safe operation, barrier management and emergency preparedness, to ensure prudent activity in the Barents Sea.

Vellykket leting
Nye teknologier og metoder for å oppnå forbedret forståelse av undergrunnsforholdene i arktiske strøk står høyt på agendaen i Vår Energi. Barentshavet prioriteres for å forlenge levetiden til våre eksisterende installasjoner og videreutvikle potensielle nærliggende prospekter. Det viktigste FoU-målet er å redusere kostnad og tid i aktiviteter som leting, utbygging og forbedring av nøkkelteknologier, som kreves for å vurdere og utnytte potensialet i både modne bassenger og nye leteområder.

Vår Energis nåværende FoU-portefølje involverer flere leteprosjekter for arktiske områder og Barentshavet.

Sikkerhet og miljøvern
Det kontinuerlige og systematiske arbeidet som Vår Energi har gjort de siste tiårene i forhold til sikkerhet og miljøvern i arktiske strøk, videreføres med særlig vekt på risikostyringssystemer og -metoder. Utvikling og innføring av avansert teknologi, som er nødvendig for å opprettholde en sikker drift i arktiske regioner og i Barentshavet spesielt, har fortsatt høy prioritet. Vår Energi startet i 2017 et treårig FoU-prosjekt kalt "Risikostyring i det fjerne Nord". Prosjektet fokuserer på utvikling og kontinuerlig forbedring av systemer og strategier for sikker drift, barrierehåndtering og beredskap, for å sikre ansvarlig aktivitet i Barentshavet.

Over the last decade, Vår Energi has addressed safety and environmental protection issues in the Arctic, Barents Sea region specifically. Arctic operations come with challenges that are different to operations under more climate friendly conditions, both for personnel, facilities and mobile vessels. To learn how to manage such issues improved techniques in monitoring and measuring, risk modelling, environmental risk and impact assessment have been investigated to learn how to operate in a sustainable manner. Two major R&D programmes have been run over the period 2009 to 2019; Environmental Waste Management (EWMA) and Impact of Disposal of Drill Cuttings (BarCut), led by the UiT. The significant amount of research and results and outreach from this activity has provided the following results: 100 scientific publications plus posters and presentations, 5 PhDs graduated and 13 post-docs were involved. The results have been shared with the authorities and other important stakeholders, and some have been referenced in regulatory White Papers.

Maximise Recovery
R&D projects to maximize recovery from Vår Energi fields are treated with a particular attention and considered as high priority. The deployment of advanced techniques using history matching reservoir models will be further developed to improve reservoir management and production predictions. A project was initiated in 2017 to develop comprehensive and detailed EOR strategy to improve the hydrocarbon recovery from the Goliat field. The project was continued by a new project in 2018 with laboratories tests to establish the effectiveness of the low salinity water (LSW) injection. The plan for 2019 is to establish a numerical model using IORCoreSim software to explain and validate the mechanisms and flow processes observed during laboratory results.

Renewable energy
In 2015, renewable energy was incorporated into Vår Energi's R&D strategy and to the project portfolio for the first time. A feasibility study for wind-powered water injection was concluded with encouraging outcome. Late 2016, a second phase was initiated to specify and validate the electrical system proposed in the previous phase and to further understand the behaviour of such AC micro grid system under intermittent power supply. The project was finalized in 2018. With the completion of the Win Win phase 2 JIP in 2018, it's actually another milestone achieved toward the demonstration of the viability of a standalone water injection system in an off-grid context.

I løpet av det siste tiåret har Vår Energi adressert sikkerhets- og miljøvernspørsmål i Arktis, og da Barentshavet spesielt. Arktiske operasjoner medfører utfordringer som er forskjellige fra operasjoner under mer klimavennlige forhold, både for personell, anlegg og mobile fartøy. For å lære hvordan man håndterer slike problemer, har man undersøkt forbedrede teknikker innen overvåking og måling, risikomodellering, miljørisiko og konsekvensanalyse for å lære hvordan man opererer på en bærekraftig måte. To store FoU-programmer har blitt gjennomført i perioden 2009 til 2019; Miljøavfallshåndtering (EWMA) og konsekvens av avhending av borekaks (BarCut), ledet av UiT. Den betydelige mengden forskningsresultater og oppsummering fra denne aktiviteten er imponerende: 100 vitenskapelige publikasjoner, forskningsplakater og presentasjoner, 5 doktorgradsstudier og 13 doktorgrader. Resultatene har blitt delt med myndighetene og andre viktige interessenter, og noen er referert i regulerende stortingsmeldinger.

Økt utvinning
FoU-prosjekter for å maksimere utvinningen ved Vår Energis felt er viet særlig oppmerksomhet. Innføring av avanserte metoder som bruker reservoarmodeller som matcher historien, vil bli videreutviklet for å forbedre reservoarstyring og produksjonsspådommer. Et prosjekt har blitt igangsatt for å utvikle en omfattende og detaljert økt utvinningsstrategi for å forbedre hydrokarbonutvinningen ved Goliat-feltet. Dette prosjektet ble videreført ved igangsettingen av et nytt prosjekt i 2018, med laboratorietesting for å etablere effektiviteten av injeksjon av vann med lavt saltinnhold. Planen for 2019 er å etablere en numerisk modell i IORCoreSim software for å forklare og bekrefte mekanismene og flytprosessene som ble observert i laboratorieresultatene.

Fornybar energi
I 2015 ble fornybar energi for første gang innlemmet i Vår Energis FoU-strategi og lagt til prosjektporteføljen. En mulighetsstudie for vinddrevet vanninjeksjon ble avsluttet med oppmuntrende resultater. Sent 2016 ble andre fase initiert for å spesifisere og validere det elektriske systemet som ble foreslått i den foregående fase, og for å forstå forsterkningen av et slikt AC-mikronettsystem under varierende strømforsyning. Prosjektet ble avsluttet i 2018. Ferdigstillelsen av samarbeidsprosjektet Win Win fase 2 er en milepæl for å demonstrere levedyktigheten til et frittstående vanninjeksjonssystem i en off-grid-kontekst.

Sustainability

Samfunnsansvar

Sustainable business
Vår Energi's business is to explore, develop and produce oil and gas. Low risk, healthy working environment, competence-building measures, technology development within Vår Energi's core businesses as well as environmental preventative measures are essential success criteria. With the first Norwegian oil field in production in the Barents Sea in the portfolio, Vår Energi has been particularly involved in technology development within preventive oil spill preparedness and response, including environmentally friendly operations.

Ripple effects for communities
Vår Energi's operations will provide opportunities for local communities where our business activities take place. The company has an ambition to contribute to increased activity and competence development. In connection with operations both in the northern and southern parts of the shelf, Vår Energi facilitates local employment and development of the oil service industry, as well as supporting a number of cultural and educational measures.

Support activities within culture and competence
Vår Energi has chosen to support projects within culture and competence in northern Norway, especially in Finnmark, in addition to the Stavanger Region where the company's headquarter is located.

Examples of projects that received support from Vår Energi in 2018:

- Sami Reindeer Races Federation, Finnmark
- Sirma IL, Finnmark
- Skaidi Xtreme, Finnmark
- Young Entrepeneurship, Finnmark
- Arctic Culture School and Culture Centre, Finnmark
- Nordkapp Film Festival, Finnmark
- Varanger Festivalen, Finnmark
- Arctic Talent, Northern Norway
- Sørøya Fishing Festival, Finnmark
- Newton-room in Hammerfest, Finnmark
- Knowledge Factory in Sandnes
- Norwegian Oil Museum in Stavanger

In northern Norway, Vår Energi also supports Petro Arctic, an association working as an interest organisation for companies supplying oil industry products and services in northern parts of the Norwegian shelf.

Bærekraftig virksomhet
Vår Energis kjernevirksomhet er å lete etter, finne og produsere olje og gass. Lav risiko, godt arbeidsmiljø, kompetanseoppbyggende tiltak, teknologiutvikling innenfor Vår Energis kjernevirksomhet samt miljøforebyggende tiltak er vesentlige suksesskriterier. Med det første norske oljefeltet i produksjon i Barentshavet har Vår Energi engasjert seg spesielt i teknologiutvikling innen forebyggende oljevern og miljøvennlig drift.

Ringvirkninger for lokalsamfunnene
Vår Energis virksomhet skal gi muligheter for lokalsamfunnene der aktiviteten finner sted. Selskapet ønsker å bidra til økt aktivitet og kompetanseutvikling. I forbindelse med driften både i nord og i sør har Vår Energi derfor lagt til rette for lokal sysselsetting og utvikling av lokal leverandørindustri, samt støttet en rekke kulturelle og kompetansebyggende tiltak.

Støtteaktiviteter innen kultur og kompetanse
Vår Energi har valgt å støtte prosjekter innen kultur og kompetanse i Nord-Norge og spesielt Finnmark, i tillegg til Stavanger- og Sandnes-området hvor vi har vårt hovedkontor.

Eksempler på prosjekter som mottok støtte fra Vår Energi i 2018:

- Sami Reindeer Races Federation
- Sirma IL i Tana kommune
- Skaidi Xtreme
- Ungt Entreprenørskap
- Arktisk kultursenter og Hammerfest kulturskole
- Nordkapp Filmfestival
- Varangerfestivalen
- Arctic Talent
- Sørøya Havfiskefestival
- Newton-rom i Hammerfest
- Vitenfabrikken i Sandnes
- Norsk Oljemuseum i Stavanger

I Nord-Norge støtter Vår Energi også Petro Arctic. Foreningen Petro Arctic er en interesseorganisasjon for bedrifter som ønsker å posisjonere seg som leverandør til utbygging og drift av petroleumsprosjekter på nordnorsk sokkel.

Financial aspects

Finansielle forhold

Corporate information
Vår Energi AS is a limited-liability company incorporated and domiciled in Norway. The company shares are owned by Eni International BV (69.6%) and Point Resources Holding AS (30.4%). The head office is located at Vestre Svanholmen 12, NO-4313 Sandnes, Norway.

The Group comprises the following companies: Vår Energi AS (Parent Company), Point Resources FPSO Holding, Point Resources FPSO AS and PR Jotun DA.

Business Combination
On 10 December 2018, Vår Energi AS was formed following a merger between Eni Norge AS and Point Resources AS. Continuing entity was Eni Norge AS. The business combination was accounted for using the acquisition method. Assets from Point Resources AS have been measured at fair value as of 31 December 2018. For accounting purposes, the income statement only include continuing entity's operations. For balance sheet impacts from the merger, see note 2.1 Business combinations.

Pro-forma figures (unaudited)
The Board of Directors consider the pro-forma numbers presented in the table below to represent an approximate measure of the performance of the combined group on an annualised basis and to provide a reference point for comparison in future periods. The pro-forma figures for the Group has been calculated as if the merger had taken place 1 January 2017.

If the transaction with Point Resources AS had occurred on 1 January 2018, the total production in 2018 would have been 61 738 409 boe and average production per day would have been 169 146 boe.

Selskapsinformasjon
Vår Energi AS er et aksjeselskap hjemmehørende i Norge. Selskapets aksjer eies av Eni International BV (69,6 %) og Point Resources Holding AS (30,4 %). Hovedkontoret ligger i Vestre Svanholmen 12, 4313 Sandnes, Norge.

Konsernet består av følgende selskaper: Vår Energi AS (Parent Company), Point Resources FPSO Holding, Point Resources FPSO AS og PR Jotun DA.

Virksomhetsoverdragelse
Vår Energi AS ble dannet etter en fusjon mellom Eni Norge AS og Point Resources AS den 10. desember 2018. Videreførende enhet var Eni Norge AS. Virksomhetsoverdragelsen ble regnskapsført ved bruk av oppkjøpsmetoden. Eiendeler fra Point Resources AS er målt til virkelig verdi per 31. desember 2018. Regnskapsmessig omfatter resultatregnskapet bare videreførende virksomhet. For balanseeffekter fra fusjonen, se note 2.1 Virksomhetsoverdragelse.

Proforma-data: (ikke revidert)
Styret vurderer proforma-tallene, som presentert i tabellen under, til å representere omtrentlige resultatposter for konsernet samt gi referansepunkter for sammenligning i fremtidige perioder. Proforma-tallene for konsernet er beregnet som om fusjonen hadde funnet sted 1. januar 2017.

Hvis transaksjonen med Point Resources AS hadde blitt gjennomført 1. januar 2018, ville total produksjon i 2018 vært 61 738 409 boe og gjennomsnittlig produksjon per dag 169 146 boe.

	Pro-forma		
1 January - 31 December NOK 1000	2018	2017	1 januar - 31 desemberNOK 1000
Petroleum revenues	29 158 329	22 503 911	Salgsinntekter
Production coct	-7 527 152	-6 808 132	Produksjonskostnader
Other income including hedging activities	27 234	-331 644	Andre inntekter inkludert sikringsaktiviteter
EBITDAX	**21 658 411**	**15 364 134**	**EBITDAX**
Fair value adjustment contingent consideration	78 207	-	Virkelig verdi justering for betinget vederlag
Exploration cost	-817 121	-1 406 797	Letekostnader
EBITDA	**20 919 497**	**13 957 338**	**EBITDA**

Consolidated financial result for the year
The Company's net income for 2018 was NOK 1 038 million higher than in 2017. The ordinary pre-tax profit for 2018 is NOK 8 109 million, compared with NOK 4 815 million in 2017. After NOK 5 731 million of tax cost, net income amounted to NOK 2 378 million, compared with NOK 1 340 million in 2017.

Konsolidert regnskap
Selskapets årsresultat for 2018 var NOK 1 038 millioner bedre enn resultatet for selskapet i 2017. Ordinært resultat før skattekostnad var på NOK 8 109 millioner, sammenlignet med NOK 4 815 millioner for selskapet i 2017. Etter en skattekostnad på NOK 5 731 millioner fikk selskapet et årsresultat for 2018 på NOK 2 378 millioner, sammenlignet med NOK 1 340 millioner for selskapet i 2017.

Consolidated Production, sales, and other revenues
Equity production of oil, NGL, and gas for 2018 amounted to 48.8 million barrels of oil equivalents (MBOE) compared to total production in 2017 of 47.0 MBOE. This increase is mainly due to better regularities at Goliat.

Revenues from product sales in 2018 were NOK 22 113 million, an increase of 40% compared with 2017. The average realized oil price increased from USD 51.96 per bbl in 2017, to USD 69.79 per bbl in 2018. The average exchange rate (NOK/USD) were 8.13 in 2018 vs. 8.27 in 2017. The average price for all products increased from NOK 348 per BOE in 2017 to NOK 455 per BOE in 2018.

Consolidated Operating costs
Total operating costs for 2018 were NOK 13 572 million, which is an increase of NOK 3 297 million compared with 2017. The main reason for the increase is the 2017 partial reversal of Goliat write-downs in 2015. In addition the increase in Goliat production resulted in increased depreciation compared to 2017.

Konsolidert produksjon og salgsinntekter
Produksjon av olje, NGL og gass i 2018 var på 48,8 millioner fat oljeekvivalenter (FOE) sammenlignet med 47,0 FOE i 2017. Økningen skyldes i hovedsak bedre regularitet på Goliat.

Inntekter fra salg av petroleumsprodukter i 2018 ble på NOK 22 113 millioner, en økning på 40 % sammenlignet med 2017. Gjennomsnittlig realisert pris på råolje i 2018, var USD 69,79 pr. fat, opp fra USD 51,96 pr. fat i 2017. Gjennomsnittlig kronekurs (NOK/USD) var 8,13 i 2018 sammenlignet med 8,27 i 2017. Gjennomsnittsprisen for alle produkter økte fra NOK 348 pr. FOE i 2017 til NOK 455 pr. FOE i 2018.

Konsoliderte driftskostnader
Driftskostnadene for 2018 var på NOK 13 572 millioner, som er en økning på NOK 3 297 millioner sammenlignet med 2017. Hovedårsaken til at driftskostnadene har gått opp er den delvise reverseringen i 2017 av nedskrivingen som ble gjort i 2015. I tillegg bidro den økte produksjonen på Goliat til høyere avskrivninger i 2018 enn i 2017.

Consolidated statements of Financial position – market, credit and liquidity risks
As of 31 December 2018, current and other long-term liabilities amounted to NOK 19 546 million and NOK 5 338 million respectively. Unused drawing rights were USD 2 276 million.

The financial position of the Company is regarded as good. The financial situation will always be influenced by fluctuations in the commodity price of crude oil and gas, and in exchange rates. To reduce the risk that future changes in commodity prices and exchange rates have material negative effects on the company's financial position and liquidity, the company has established a policy with the intention of reducing the negative effects of future price changes.

The credit risk related to the sales is considering to be low since our customers are major international oil companies. The main differences between pre-tax income and cash flow from operations are due to differences in the timing of tax expenditures and depreciation.

Konsolidert finansiell stilling, markeds-, kreditt- og likviditetsrisiko
Kortsiktig og annen langsiktig gjeld var henholdsvis NOK 19 546 millioner og NOK 5 338 millioner pr. 31. desember 2018. Selskapet hadde ubenyttede trekkrettigheter på USD 2 276 millioner.

Selskapets finansielle stilling og likviditet anses å være god. Den finansielle situasjonen vil alltid være påvirket av utviklingen i råvarepriser og valutakurser. For å sikre at fremtidig utvikling i råvare- og valutakurser ikke skal ha negative effekter på selskapets finansielle stilling og likviditet, har selskapet etablert en egen policy med hensikt å redusere de negative effektene av fremtidige kursendringer.

Kredittrisikoen mot selskapets kunder ansees å være liten da det vesentlige av salget skjer til andre større internasjonale oljeselskaper. Hovedforskjellene mellom resultat før skatt og kontantstrøm tilført fra driften skyldes tidsavgrensninger av betalte skatter og avskrivninger.

Transparency reporting on payments to governments (Country by country reporting)
According to the Norwegian Accounting Act section 3-3d pertaining to companies in the extractive industry, the companies are required annually to disclose payments to governments per country and project.

Vår Energi AS had the following payments to Norwegian governments in 2018: (Figures in thousand NOK)

Corporate tax payment to the State:	1 557 401

Area fee per licence paid as operator to the Norwegian authorities on behalf of the joint ventures (100% figures):

PL001	612
PL027	6 899
PL028	1 225
PL103	-1 718 (refund)
PL122	5 508
PL201	4 284
PL229	24 327
PL293	22 185
PL489	22 232
PL746	697
Total:	**86 251**

CO2 and NOX fees are considered to be taxes paid on consumptions and exempted from this reporting in line with Value Added Taxes.

Disclosure of sales revenues and investments are reported in notes 2.2 and 3.1/3.2 in the Annual Accounts. Interest payments to affiliated companies are disclosed in note 5.5 in the Annual Accounts.

Vår Energi AS (Parent Company); annual results and proposed dividend distribution
The Board of Directors, having no knowledge of any matters not disclosed that could be of significance when evaluating the Company's position, recommends the following allocation of net income and distribution of dividends:

(Figures in thousand NOK)	
Reduction in share premium	13 977 934
Reduction in other equity:	792 465
Dividends for distribution:	14 770 399

Rapportering om betalinger til myndigheter (Land-for-land-rapportering)
I henhold til Regnskapsloven § 3-3d skal regnskapspliktige som driver virksomhet innen utvinningsindustrien, utarbeide en årlig rapport med opplysninger om betalinger til myndigheter på land- og prosjektnivå.

Vår Energi AS har følgende rapporteringspliktige betalinger til norske myndigheter i 2018 (tall i NOK tusen).

Selskapsskatt betalt til staten:	1 557 401

Arealavgift pr. lisens som er betalt på vegne av interessefellesskapene som operatør (100 %-tall).

PL001	612
PL027	6 899
PL028	1 225
PL103	-1 718 (tilbakebetaling)
PL122	5 508
PL201	4 284
PL229	24 327
PL293	22 185
PL489	22 232
PL746	697
Totalt:	**86 251**

CO2- og NOX-avgift anses som betaling basert på forbruk, og er ikke rapporteringspliktig på linje med merverdiavgift.

For informasjon om salgsinntekt og investeringer vises det til notene 2.2 og 3.1/3.2 i årsregnskapet. For rentekostnad til andre foretak i samme konsern så vises det til note 5.5 i årsregnskapet.

Vår Energi AS (morselskap); overskuddsdisponering og foreslått utbytte
Styret har ikke kjennskap til hendelser som kan påvirke regnskapet etter årsslutt og foreslår følgende disposisjon av netto overskudd og utbytte:

(Tall i tusen NOK)	
Reduksjon av overkurs:	13 977 934
Reduksjon av annen egenkapital:	792 465
Utdeling av utbytte til aksjonærene	14 770 399

The proposed dividend is to be declared and paid in USD. The proposed amount is USD 1.7 billion translated to NOK at year-end exchange rate.

Eni Norge and Point Resources were recapitalized with capital injection of equity prior to the merger completion in December 2018. The Company's equity before distribution of dividends is NOK 36 321 million. Current Strategic Plan for 2019, 2020, 2021 and 2022 shows that the company will have sufficient earnings and cash flow to support the proposed dividend and financing capacity for development and exploration projects. The company also has under the RBL credit facility available funds to support financial commitments of its projects.

Going concern
One of the key objectives of the Company is to have sufficient cash, cash equivalents and loan facilities to be able to finance daily operations and investments, in accordance with its business plan and portfolio commitments.

The Board of Directors confirms that the financial statements of the Company have been prepared under the going concern assumption, in accordance with the Norwegian Accounting Act section 3-3 a. The Board of Directors is confident that the Company is well positioned to continue in operational existence, based on the current balance sheet, revenue forecast, and projected expenses.

Internal Control system
Eni Norge AS was subject to the "Sarbanes-Oxley Act" up to 10.12.2018, as a result of being a subsidiary of Eni SpA, a company quoted on the New York Stock Exchange. As a result of the SOX requirements, Eni Norge has established an internal control environment which has been periodically assessed and modified to comply with changes in the organization or its business activities.

In Vår Energi, the Finance Department will continue to monitor some of the internal controls established, and also integrate the previous Point Resources controls, and prepare the best internal control design from both companies to prevent the risk of mistakes and frauds in the financial statement. Any material deviations from the established internal control design will be reported to the Management and Audit Committee according to the 3 Line of Control model.

Foreslått utbytte er fastsatt og blir betalt i USD. Foreslått beløp er USD 1,7 milliard omregnet til NOK basert på valutakurs ved årsslutt.

Eni Norge og Point Resources tilførte ny egenkapital gjennom kapitalinnskudd før fusjonen ble gjennomført i desember 2018. Selskapets egenkapital før utdeling av utbytte er 36 321 millioner kroner. Den nåværende strategiske planen for 2019, 2020, 2021 og 2022 viser at selskapet vil ha tilstrekkelig inntjening og kontantstrøm til å støtte foreslått utbytte og finansieringskapasitet for utviklings- og leteprosjekter. Selskapet har også under RBL-trekkfasiliteten tilgjengelige midler til å finansiere prosjektforpliktelser.

Fortsatt drift
Et av hovedmålene for selskapet er å ha tilstrekkelig kontanter, kontantekvivalenter og lånefasiliteter for å kunne finansiere daglige drift og investeringer i henhold til forretningsplan og porteføljeforpliktelser.

Styret bekrefter at årsregnskapet for selskapet er utarbeidet i henhold til fortsatt drift-forutsetningen, i samsvar med regnskapsloven § 3-3 a. Styret er overbevist om at selskapet er godt posisjonert for fortsatt drft, basert på regnskapsbalanse, inntektsutsikter og forventede kostnader.

Internkontroll
Eni Norge AS har vært underlagt "Sarbanes-Oxley Act" frem til 10. desember 2018, som følge av å være et datterselskap av Eni SpA som er notert på New York-børsen. Som følge av Sarbanes-Oxley-kravene, har Eni Norge etablert et styringssystem for internkontroll som vurderes periodisk og oppdateres i henhold til endringer i organisasjon eller bedriftens aktiviteter.

I Vår Energi vil Økonomiavdelingen overvåke deler av de interne kontrollene som er etablert, samt integrere tidligere Point Resources' kontroller. Det vil bli utarbeidet et felles kontrolldesign hentet fra begge selskapene for å forhindre risikoen for feil og svindel i regnskapet. Eventuelle vesentlige avvik fra det etablerte interne kontrolldesignet blir rapportert til ledelses- og revisjonsutvalget.

Board composition
At year-end 2018, the Board of Directors of Vår Energi AS consisted of 8 members, of which five men and three women.

Subsequent events
The Board of Directors, has no knowledge of any subsequent events that could be of significance for the financial statements as of 31 December 2018.

Outlook
The Norwegian Continental Shelf (NCS) is an attractive province, with a vast resource potential, representing opportunities in which Vår Energi is ready to take part.

Vår Energi operates oil and gas production across the entire shelf, with fields in the Barents Sea, the Norwegian Sea and the North Sea. The company is committed to further explore, develop and produce resources and reserves from our high-quality portfolio of licences.

A business plan for the company is jointly developed and sanctioned by the shareholders; the integrated energy company Eni (69.6 percent) and Norway based leading private equity investor HitecVision (30.4 percent).

The company has the capacity and competency to deliver ambitious growth plans, while also providing a safe and sustainable working environment.

Styrets sammensetning
Ved utgangen av 2018 besto styret i Vår Energi AS av 8 medlemmer, hvorav fem menn og tre kvinner.

Hendelser etter balansedagen
Styret har ingen kjennskap til eventuelle hendelser etter balansedagen som kan ha betydning for regnskapet pr. 31. desember 2018.

Framtidsutsikter
Den norske kontinentalsokkelen (NCS) er et attraktivt område med stort ressurspotensial. Vår Energi ser mange muligheter og er klar for å delta.

Vår Energi opererer olje- og gassproduksjon langs hele sokkelen, med felt i Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen. Selskapet er dedikert til å lete, utvikle og produsere ressurser og reserver fra vår robuste portefølje av lisenser.

Sammen med våre aksjonærer, det integrerte energiselskapet Eni (69,6 prosent) og Norge-baserte investeringsselskapet HitecVision (30,4 prosent), har vi utviklet og sanksjonert en forretningsplan for Vår Energi.

Selskapet har kapasitet og kompetanse til å levere ambisiøse vekstplaner i et trygt og bærekraftig arbeidsmiljø.

Sandnes, 28. februar 2019

Philip D. Hemmens
Styrets leder

Tor Espedal
Styremedlem

Antonio Vella
Styremedlem

Alessandro Puliti
Styremedlem

Massimo Mondazzi
Styremedlem

Grete Myklebust
Styremedlem

Fay-Renée F. Nilsen
Styremedlem

Judith R. Solland
Styremedlem

Kristin F. Kragseth
Administrerende direktør

Consolidated financial statements

Konsernregnskap

Consolidated statement of income	57	Konsolidert resultatregnskap
Consolidated balance sheet	58	Konsolidert balanse
Consolidated statements of cash flow	60	Konsolidert kontantstrømoppstilling
Background information		**Bakgrunnsinformasjon**
1.1 Corporate information	62	1.1 Selskapsinformasjon
1.2 Accounting principles	62	1.2 Regnskapsprinsipper
Operational performance		**Drifftsaktiviteter**
2.1 Business combinations (including proforma)	67	2.1 Virksomhetssammenslutning (inkludert proforma)
2.2 Petroleum revenues	68	2.2 Petroleumsinntekter
2.3 Production cost	69	2.3 Produksjonskostnader
2.4 Staff costs and remuneration	69	2.4 Personalkostnader og godtgjørelser
2.5 Exploration licences - changes in status	71	2.5 Leteaktivitet - endringer i status
Asset base		**Eiendeler**
3.1 Intangible assets	72	3.1 Immaterielle eiendeler
3.2 Tangible assets	73	3.2 Varige driftsmidler
3.3 Other non-current assets	74	3.3 Andre finansielle eiendeler
3.4 Inventories	74	3.4 Lager av materiell
Special items and provisions		**Andre forhold og avsetninger**
4.1 Other non-current liabilities	74	4.1 Andre langsiktige forpliktelser
4.2 Abandonment obligation	75	4.2 Fjerningsforpliktelser
4.3 Commitments and contingent liabilities	76	4.3 Forpliktelser og betingede vederlag
Financial instruments, capital structure and equity		**Finansielle instrumenter, kapitalstruktur og egenkapital**
5.1 Financial liabilities and borrowings	78	5.1 Finansielle forpliktelser og rentebærende gjeld
5.2 Other current liabilities	79	5.2 Annen kortsiktig gjeld
5.3 Other current receivables	79	5.3 Andre kortsiktige fordringer
5.4 Changes in shareholder's equity	79	5.4 Aksjekapital
5.5 Financial income and financial expenses	80	5.5 Finansposter
5.6 Financial instruments	80	5.6 Finansielle instrumenter
5.7 Cash and cash equivalents	80	5.7 Kontanter og kontantekvivalenter
Tax		**Skatt**
6.1 Tax	80	6.1 Skatt
Other disclosures		**Andre opplysninger**
7.1 Related parties	82	7.1 Transaksjoner med nærstående parter
7.2 Proved developed reserves (un-audited)	83	7.2 Påviste utbygde reserver (urevidert)

Consolidated statement of income

Konsolidert resultatregnskap

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Sales revenue	2.2	22 113 050	15 792 446	Petroleumsinntekter
Total operating revenue		**22 113 050**	**15 792 446**	**Sum driftsinntekter**
Production costs	2.3, 2.4	-4 111 251	-3 765 707	Produksjonskostnader
Transportation costs		-1 119 631	-1 218 847	Transportkostnader
Exploration costs	2.5, 3.1	-320 452	-940 037	Letekostnader
Depreciation	3.1, 3.2	-8 020 869	-6 547 843	Avskrivninger
Reversal of Write-down	3.2	0	2 197 100	Reversering av nedskrivninger
Total operating costs		**-13 572 203**	**-10 275 334**	**Totale driftskostnader**
Operating profit/(loss) (EBIT)		**8 540 846**	**5 517 112**	**Driftsresultat (EBIT)**
Financial income	5.5	95 320	42 223	Finansinntekt
Financial expenses	5.5	-527 243	-744 217	Finanskostnad
Net financial expenses		**-431 923**	**-701 994**	**Netto finanskostnader**
Profit/(loss) before income taxes		**8 108 923**	**4 815 118**	**Ordinært resultat før skattekostnad**
Taxes on ordinary income	**6.1**	**-5 730 425**	**-3 474 839**	**Skattekostnad på ordinært resultat**
Profit/(loss) for the period		**2 378 498**	**1 340 279**	**Årsresultat**

Consolidated balance sheet

Konsolidert balanse

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
ASSETS				**EIENDELER**
Non-current assets				**Anleggsmidler**
Intangible assets				**Immaterielle eiendeler**
Goodwill	3.1	236 350	-	Goodwill
Capitalized exploration wells	3.1	575 231	278 700	Aktiverte letebrønner
Tangible fixed assets				**Varige driftsmidler**
Wells and production facilities	3.2	61 159 925	44 497 629	Bore- og produksjonsanlegg
Facilities under construction	3.2	6 146 781	1 197 589	Anlegg under utførelse
Other property, plant and equipment	3.2	218 677	34 335	Andre varige driftsmidler
Financial assets				**Finansielle eiendeler**
Investment in shares		2 126	2 126	Aksjer i andre selskaper
Other non-current assets	3.3, 4.2	1 116 787	-	Andre finansielle eiendeler
Total non-current assets		**69 455 876**	**46 010 379**	**Sum anleggsmidler**
Current assets				**Omløpsmidler**
Inventories	3.4	766 139	378 067	Lager av materiell
Trade receivables	7.1	2 091 485	1 928 320	Kundefordringer
Other receivables	5.3, 5.6	1 088 918	526 997	Andre fordringer
Cash and cash equivalents	5.7	8 776 703	182 112	Kontanter og bankinnskudd
Total current assets		**12 723 246**	**3 015 495**	**Sum omløpsmidler**
TOTAL ASSETS		**82 179 121**	**49 025 875**	**SUM EIENDELER**

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
EQUITY AND LIABILITIES				**EGENKAPITAL OG GJELD**
Equity				**Egenkapital**
Share capital		399 425	278 000	Aksjekapital
Share premium		21 151 241	-	Overkurs
Other equity		-	5 369 058	Annen egenkapital
Total equity	**5.4**	**21 550 666**	**5 647 058**	**Sum egenkapital**
Non-current liabilities				**Langsiktige forpliktelser**
Interest-bearing loans and borrowings	5.1	5 337 859	-	Rentebærende gjeld
Deferred tax liabilities	6.1	15 546 559	12 013 383	Utsatt skatt
Non-current abandonment obligation	4.2	18 768 035	8 903 893	Langsiktige fjerningsforpliktelser
Loans from related companies	5.1	-	19 077 570	Gjeld til nærstående selskap
Pension liability	2.4	260 713	231 142	Pensjonsforpliktelser
Other non-current liabilities	4.1	733 489	98 951	Andre avsetninger for forpliktelser
Total non-current liabilities		**40 646 655**	**40 324 939**	**Sum langsiktige forpliktelser**
Current liabilities				**Kortsiktig gjeld**
Current abandonment obligation	4.2	436 000	-	Kortsiktige fjerningsforpliktelser
Accounts payables	7.1	1 809 479	1 164 231	Leverandørgjeld
Taxes payable	6.1	889 776	100 001	Betalbar skatt
Interest-bearing loans and borrowings	5.1	298 957	-	Rentebærende gjeld
Accrued dividend	5.4	14 770 399	1 000 000	Avsatt til utbytte
Other current liabilities	5.2	1 777 189	789 645	Annen kortsiktig gjeld
Total current liabilities		**19 981 800**	**3 053 878**	**Sum kortsiktig gjeld**
Total liabilities		**60 628 455**	**43 378 817**	**Sum gjeld**
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES		**82 179 121**	**49 025 875**	**SUM EGENKAPITAL OG GJELD**

Sandnes, 28. februar 2019

Philip D. Hemmens
Styrets leder

Tor Espedal
Styremedlem

Antonio Vella
Styremedlem

Alessandro Puliti
Styremedlem

Massimo Mondazzi
Styremedlem

Grete Myklebust
Styremedlem

Fay-Renée F. Nilsen
Styremedlem

Judith R. Solland
Styremedlem

Kristin F. Kragseth
Administrerende direktør

Consolidated statements of cash flow

Konsolidert kontantstrømoppstilling

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Cash flows from operating activities			**Kontantstrømmer tilført fra virksomheten**
Profit/(Loss) before income taxes	8 108 923	4 815 118	Ordinært resultat før skattekostnad
Depreciation, depletion and amortisation	8 020 869	6 547 843	Avskrivning på eiendeler
Write-down of tangible assets	-	-2 197 100	Nedskriving av varige driftsmidler
Inventory write-down	-3 432	-9 159	Nedskriving av varelager
Expensed exploration wells	-27 118	616 178	Utgiftsføring av letebrønner
Utilisation of decommissioning provision	-73 041	-176 547	Utgifter til fjerning
Accretion expenses (asset retirement obligation)	291 196	295 272	Endring i tidselement fjerningsforpliktelse
Changes in inventories, accounts and other payables, trade and other receivables, and provisions	707 681	-405 276	Endring i omløpsmidler og kortsiktig gjeld
Income tax received/(paid)	-1 142 061	201 028	(Betalte)/mottatte skatter
Accrued pension cost	-28 675	-16 375	Avsetning for pensjoner
Net cash flows from/-used in operating activities	**15 854 342**	**9 670 982**	**Netto kontantstrøm fra virksomheten**
Cash flows used in investing activities			**Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter**
Expenditures on exploration and evaluation assets	-269 418	-691 544	Investeringer i letebrønner
Expenditures on other property, plant and equipment	-4 761 359	-3 013 038	Investeringer i varige driftsmidler
Cash acquired in business acquisition	1 297 998	-	Kontanter tilført gjennom virksomhetssammenslutning
Net cash flows from/-used in investing activities	**-3 732 779**	**-3 704 582**	**Netto kontantstrøm fra investeringer**
Cash flow from financing activities			**Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter**
Proceeds from other paid-in capital	16 550 599	-	Likviditet tilført fra annen innskutt egenkapital
Payment of dividend	-1 000 000	-1 000 000	Betalt aksjeutbytte
Payments of long-term loan and borrowings	-19 077 570	-1 822 236	Økning/(nedgang) langsiktig lån fra tilknyttet selskap
Payments of short-term loan and borrowings	-	-4 001 179	Økning/(nedgang) kortsiktig lån fra tilknyttet selskap
Net cash from/-used in financing activities	**-3 526 971**	**-6 823 415**	**Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter**
Increase/(decrease) in cash	8 594 592	-857 015	Netto endring i likviditetsbeholdning gjennom året
Cash and cash equivalents, beginning of period	182 112	1 039 127	Likviditetsbeholdning pr. 1. januar
Cash and cash equivalents, end of period	**8 776 703**	**182 112**	**Likviditetsbeholdning ved periodeslutt**

Notes to the financial statement

Noter til årsregnskapet

1.1 Corporate information

Corporate information
The consolidated financial statements of Vår Energi AS and its subsidiaries (collectively, "the Group" or "Vår Energi") for the year ended 31 December 2018 were authorised for issue in accordance with a Board resolution on 28 February 2019. Vår Energi AS is a limited liability company incorporated and domiciled in Norway and the Company's shares are privately held. The Group's head office is located in Vestre Svanholmen 12, 4313 Sandnes, Norway.

Vår Energi AS is an independent exploration and production (E&P) company with a diverse portfolio of production, development and exploration assets on the Norwegian Continental Shelf (NCS).

On 10 December 2018, Vår Energi was formed following a merger between Eni Norge AS and Point Resources AS. Acquirer was Eni Norge AS. More detailed information is included in note 2.1.

Group structure
The consolidated financial statements of the Group include:

Shares in subsidiaries	Business location Lokasjon	Voting/Ownership Stemmerett/Eierandel	Aksjer i datterselskap
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes, Norway	100 %	Point Resources FPSO Holding AS

Shares in subsidiaries indirectly owned	Business location Lokasjon	Voting/Ownership Stemmerett/Eierandel	Aksjer i datterselskap, indirekte eierskap
Point Resources FPSO AS	Sandnes, Norway	100 %	Point Resources FPSO AS
PR Jotun DA	Sandnes, Norway	100 %	PR Jotun DA

1.2 Accounting principles

Basis for preparation
The financial statement is reported in accordance with the Norwegian Accounting Act of 1998 and Norwegian General Accepted Accounting Principles.

Basis of consolidation
Consolidation of a subsidiary begins when the Group obtains control over the subsidiary and ceases when the Group loses control of the subsidiary. Assets, liabilities, income and expenses of a subsidiary acquired or disposed of during the year are included in the consolidated financial statements from the date the Group gains control until the date the Group ceases to control the subsidiary.

Profit or loss is attributed to the equity holders of the parent of the Group. All intra-group assets and liabilities, equity, income, expenses and cash flows relating to transactions between members of the Group are eliminated in full on consolidation.

1.1 Selskapsinformasjon

Selskapsinformasjon
Det konsoliderte regnskapet for Vår Energi AS med datterselskaper (heretter "konsernet" eller "Vår Energi") for 2018 ble godkjent av styret 28. februar 2019. Vår Energi AS er et aksjeselskap hjemmehørende i Norge og aksjene er privat eid. Konsernets hovedkontor er lokalisert i Vestre Svanholmen 12, 4313 Sandnes, Norge.

Vår Energi AS er et uavhengig lete- og produksjonsselskap med en diversifisert portefølje av eiendeler i produksjon, under utbygging og i letefasen på den norske kontinentalsokkel (NCS).

Vår Energi ble opprettet den 10. desember 2018 ved fusjon mellom Eni Norge AS og Point Resources AS. Overtakende selskap var Eni Norge AS. Mer detaljert informasjon om transaksjonen gis i note 2.1.

Konsernstruktur
Konsernregnskapet for Vår Energi inkluderer følgende datterselskap:

1.2 Regnskapsprinsipper

Grunnlag for utarbeidelse
Årsregnskapet er utarbeidet i henhold til Regnskapsloven av 1998 og god norsk regnskapsskikk.

Konsernregnskap
Datterselskap konsolideres inn når konsernet oppnår kontroll over selskapet og opphører ved tap av kontroll. Eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader til et datterselskap ervervet eller avhendet i løpet av året, inngår i konsernregnskapet fra det tidspunkt konsernet oppnår kontroll over datterselskapet og fram til kontroll opphører.

Gevinst eller tap henføres til eierne av konsernets morselskap. Alle konsernets eiendeler og gjeld, egenkapital, inntekter, utgifter og kontantstrømmer knyttet til transaksjoner mellom selskapene som inngår i konsolideringen, elimineres i sin helhet.

Business combination and goodwill
Business combinations are accounted for using the acquisition method. Identifiable assets, liabilities and contingent liabilities are measured at fair value at the date of acquisition. Acquisition date is the date on which the aquirer achieves control over the acquiree and is set at completion date.

The valuation is based on currently available information on fair values as of the acquisition date. Calculation of fair value has been obtained by discounting cash flows from future operations to get to the net present value. If new information becomes available within 12 months from the acquisition date, the Group may change the fair value assessment in the purchase price allocation.

Business combinations are accounted for after tax in accordance with §10 in the Norwegian Petroleum Tax Act. Technical goodwill and deferred taxes are therefore not recognized.

Goodwill arises from difference between the fair value on assets acquired and the calculated purchase price. After initial recognition, goodwill is measured at cost less a straight line five years depreciation plan.

Revenue
Sales of petroleum products are recorded as revenue according to the sales method on the date of delivery, based on the terms and conditions in the sales agreements. Other revenue is recorded at the time of the delivery.

Participation in jointly controlled operations
Vår Energi AS reflects the Company's net share of income, costs, assets and liabilities in the balance sheet and income statement regarding interests in jointly controlled operations based on the gross method.

Use of estimates
The Company uses estimates and assumptions in preparation of the financial statements in accordance with generally accepted accounting principles. These are based on best estimates available, and can deviate from the final actual costs.

Income taxes
Income taxes include current payable taxes, adjustment of prior years' payable taxes and deferred taxes. The deferred taxes are calculated using the full liability method, under which temporary timing differences between assets and liabilities in the financial statements are recognised against their tax basis. The earned uplift on incurred investment is fully taken into consideration when calculating the deferred taxes. Deferred tax assets are only recognised if it is highly probable that the asset will be realised.

Taxes related to tax issues with the tax authorities are expensed when tax assessment is issued. A corresponding tax asset/liability will be booked when the tax issues are related to timing of expense/income for tax purposes.

Virksomhetssammenslutning og goodwill
Virksomhetssammenslutning regnskapsføres etter oppkjøps-metoden. Identifiserbare eiendeler, forpliktelser og betingede vederlag måles til virkelig verdi på anskaffelsestidspunktet. Oppkjøpsdato er datoen hvor overtagende selskap oppnår kontroll over overdragende selskap og er satt til ferdigstillelsesdato.

Beregning av virkelig verdi er basert på tilgjengelig informasjon ved anskaffelsestidspunktet. Virkelig verdi er beregnet ved å diskontere fremtidige kontantstrømmer fra drift. Dersom ny informasjon blir tilgjengelig de neste 12 månedene, kan konsernet endre beregning av virkelig verdi.

Virksomhetsoverdragelser regnskapsføres etter skatt i henhold til §10 i petroleumsskatteloven. Teknisk goodwill og utsatt skatt innregnes derfor ikke.

Goodwill er differansen mellom virkelig verdi på anskaffede eiendeler og beregnet kjøpspris og avskrives lineært over fem år.

Inntekter
Salg av petroleumsprodukter inntektsføres etter salgsmetoden på leveringstidspunktet i henhold til vilkårene i salgsavtalene. Andre inntekter bokføres på leveringstidspunkt.

Deltakelse i felleskontrollert virksomhet
Konsernet regnskapsfører sin andel av inntekter, kostnader, eiendeler og gjeld i resultatregnskap og balanse fra fellesoperasjoner etter bruttometoden.

Bruk av estimater
Selskapet benytter estimater og forutsetninger i utarbeidelsen av årsregnskapet i henhold til god regnskapsskikk. Disse er basert på beste estimat, og kan avvike fra de endelige kostnadene.

Skattekostnad
Skattekostnad består av årets betalbare skatt, justeringer for betalbar skatt for tidligere år og kostnad vedrørende utsatt skatt. Avsetning til gjeld vedrørende utsatt skatt er beregnet basert på positive midlertidige forskjeller mellom eiendeler og gjeld som er reflektert i regnskapet, og de verdier for eiendeler og gjeld som er reflektert for skatteformål. Opptjent friinntekt på foretatte investeringer er fullt ut reflektert i beregningen av utsatt skatt. Utsatt skattefordel er bare tatt i betraktning i tilfeller hvor det kan sannsynliggjøres at fordelen vil bli realisert.

Selskapet kostnadsfører skattekostnader knyttet til saker med skattemyndighetene når de blir ilignet. Når skattesaken er begrenset til tidspunktet for skattemessig fradrag/inntektsførsel, vil det bli registrert tilhørende utsatt skatt eiendel/gjeld.

Kostnader til leting og forskning og utvikling
Letekostnader blir behandlet etter "successful efforts"-metoden, der hver enkelt brønn er gjenstand for vurdering. Kostnader knyttet til letebrønner under arbeid blir balanseført inntil det er gjennomført en evaluering av hvorvidt funnet er drivverdig eller ikke. Øvrige letekost-nader og forsknings- og utviklingskostnader kostnadsføres løpende.

Exploration and R&D costs
Exploration costs are treated in accordance with the successful effort method; each well making the basis for the evaluation. Costs related to exploration wells in progress are capitalized until the wells have been evaluated whether the discovery is commercial. Other exploration and R&D costs are expensed as incurred.

Net profit interest
The Norwegian State has large holdings in oil and gas licences on Norway's continental shelf (NCS) through the State's Direct Financial Interest (SDFI). The Balder, Ringhorne and Ringhorne East fields are subject to a net profit interest ("NPI"), as these fields are located in some of the first licences issued on the NCS. SDFI receives a share of the net profit from the few fields in Norway subject to such agreements. Petoro is a state-owned limited company which manages the SDFI in the Norwegian oil and gas sector.

The net profit interest is calculated on the basis of quarterly cash flows. Losses in a quarter can be offset against profits in subsequent quarters. NPI related to abandonment costs incurred after the production has ceased will be refunded by Petoro.

Development expenditures
The development phase commences when the licence partners have decided the concept selection. Direct and indirect expenditures relating to development projects are capitalised. Maintenance is expensed as incurred, whereas costs for improving and upgrading production facilities are added to the acquisition cost and depreciated with the related asset.

Tangible assets
Tangible assets are valued at acquisition cost less accumulated depreciations and write offs. When the asset is sold or retired the net book value is deducted and a potential loss or profit is recognized in the profit and loss account.

Depreciation
Offshore installations are depreciated in accordance with the unit-of-production method (the ratio between annual production quantity and the total "proved developed reserves", whereupon the reserves are updated quarterly). Onshore assets are depreciated over the anticipated economical lifetime, according to the straight-line method.

Impairment
Tangible assets are assessed for impairment if there are indicators of a loss of value. The assessment of assets is carried out at the field or licence level. If the carrying amount of an asset is greater than its recoverable amount, the asset is written down. Recoverable amount is the higher of fair value less costs to sell and its value in use. Write-downs are correspondingly reversed if the conditions for the write-down are no longer present.

Asset retirement costs
Asset retirement costs are calculated in accordance to net present value method in NRS 13 Contingent liabilities and Contingent assets. The present value of the asset retirement costs is entered in the balance sheet as a part of the acquisition costs of the fixed assets and is depreciated as part of this. The provision corresponds to the present value of the asset retirement obligation in the total economic lifetime of the fixed asset. The discount rate used in the calculation of the net present value of the obligation is adjusted in accordance with the estimated time of removal and decommissioning at the fields. Changes in the time element (net present value) of the abandonment provision are expensed annually as a financial item and increase in the asset retirement obligation in the balance sheet. Changes in estimates are recorded as tangible assets.

Vår Energi has a liability as a shipper for Gassled. The liability is recorded as the net present value of estimated future retirement obligations based on accumulated shipped volumes.

Foreign currency
Transactions in foreign currency are recorded at the exchange rate of the transaction date. Monthly exchange rates are used as a practical approach when there are no material differences in the exchange rates from the transaction date. Financial items are valued at year-end exchange rates and the corresponding currency loss/gain is recorded in the profit and loss account. Exception is when these are hedged by foreign exchange contracts in which case the contract rate is used. Functional currency and presentation currency is NOK.

Inventories
Materials in the warehouse are valued at original cost. Consumable stocks are expensed as incurred. Physical stock of crude oil on Goliat is valuated at production cost. Inventories of petroleum products on other fields are included in over/underlifting.

Over/underlifting and gas loan
Overlift of petroleum products is valued at production cost, while underlift is valued at the lower of production cost and sales value.

Pension liability
The company uses the option in GRS 6 to measure and classify pension costs in accordance with IAS 19. The pension costs and the pension liability are calculated according to the principle of linear accrual/earning based on estimated factors for the discount rate, future regulation of salary, pensions and contributions from social security, future earnings on the pension fund in addition to actuary premises concerning death rate, voluntary turnover of employees, etc. The pension fund is evaluated according to actual value and is deducted from the net pension liability in the balance sheet at the balance sheet date. The pension accounting is based on linear profile of funding and expected salary at the time of the termination. Changes of the estimate are recognised in equity.

Leasing commitments
Leasing agreements without transfer of material risk and control to the leaser are considered as operational leasing. The Company's leasing expenses in operating leases are reflected as current operating costs.

Avtale om overskuddsdeling med staten
Den norske stat har betydelige interesser i olje- og gasslisenser på den norske kontinentalsokkel gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Balder, Ringhorne og Ringhorne Øst-feltene er gjenstand for avtale om overskuddsdeling med staten ("NPI"), da disse feltene ligger i noen av de første lisensene som ble utstedt på norsk sokkel. SDØE mottar en andel av nettoresultatet fra de få feltene i Norge som er underlagt slike avtaler. Petoro er det statlige selskap som forvalter SDØE i den norske olje- og gassektoren.

Overskuddsdelingen med staten er beregnet på grunnlag av kvartalsvise kontantstrømmer. Tap i et kvartal kan utlignes mot fortjeneste i etterfølgende kvartaler. Overskuddsdeling relatert til avslutningskostnader påløpt etter at produksjonen er avsluttet, vil bli refundert av Petoro.

Utbyggingskostnader
Utbyggingsfasen starter når lisenspartnerne har foretatt en beslutning om konsept for utbygging. Direkte og indirekte kostnader i forbindelse med utbyggingsprosjekter, kapitaliseres. Vedlikehold av driftsmidler kostnadsføres løpende under driftskostnader, mens påkostninger eller forbedringer tillegges driftsmidlets kostpris og avskrives i takt med driftsmidlet.

Varige driftsmidler
Varige driftsmidler måles til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Når eiendelen selges eller avhendes, blir balanseført verdi fraregnet og eventuelt tap eller gevinst resultatføres.

Avskrivninger
Sokkelinstallasjoner avskrives etter produksjonsenhetsmetoden (forholdet mellom årlig produsert mengde og de samlede utbygde utvinnbare reserver, hvor reservene oppdateres kvartalsvis). Investeringer på land blir avskrevet lineært over antatt økonomisk levetid.

Nedskrivning
Varige driftsmidler blir vurdert for nedskriving når det er indikasjoner på verdifall. Eiendelene vurderes på felt- eller lisensnivå. Dersom eiendelens bokførte verdi er høyere enn gjenvinnbart beløp, nedskrives eiendelen via resultatregnskapet. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av virkelig verdi minus salgskostnader og bruksverdi. Nedskrivning blir tilsvarende reversert hvis vilkårene for nedskrivningen ikke lenger er til stede.

Fjerningskostnader
Det er avsatt for kostnader i tilknytning til nedstengning og fjerning av installasjoner på kontinentalsokkelen. Fjernings- og nedstengningskostnader er beregnet i samsvar med nåverdimetoden etter NRS 13, Usikre forpliktelser og betingede eiendeler. Nåverdien av fjerningsutgiften balanseføres som en del av anskaffelseskost, og avskrives sammen med denne. Avsetningen tilsvarer nåverdi av forpliktelsen i hele den økonomiske levetiden for driftsmiddelet. Benyttet diskonteringsrente for beregning av nåverdien av forpliktelsen er justert i forhold til estimert tidspunkt for fjerning og nedstengning på feltet. Endringen i tidselementet (nåverdi) for fjerningsforpliktelsen kostnadsføres årlig som en finanskostnad og øker balanseført fjerningsforpliktelse. Estimatendringer balanseføres mot anleggsmidler.

For Gassled har Vår Energi en forpliktelse for fjerning som skiper. Forpliktelsen kostnadsføres som nåverdi av estimerte framtidige fjerningsforpliktelser basert på akkumulert skipet mengde.

Valuta
Transaksjoner i utenlandsk valuta bokføres til kursen på transaksjonstidspunktet. Månedlig valutakurs blir benyttet som en praktisk tilnærming når det ikke er vesentlige avvik fra transaksjonstidspunktet. Pengeposter i utenlandsk valuta blir omregnet til norske kroner etter kurs ved årsslutt. Tilhørende valutatap og -gevinst er ført til kostnad/inntekt i resultatregnskapet. Unntak vil være når de er sikret ved terminkontrakter; i disse tilfeller brukes kontraktspris. Funksjonell valuta og presentasjonsvaluta er norske kroner.

Lagerbeholdning
Materialer i lager er vurdert til opprinnelig kostpris. Forbruksvarer i varelageret er utgiftsført ved kjøp. Fysisk lager av råolje på Goliat er vurdert til produksjonskost. Beholdninger av petroleumsprodukter på øvrige felt inngår i beregningen av mer-/mindreuttak.

Mer-/mindreuttak av petroleumsprodukt og gasslån
For meget uttatt mengde av petroleumsprodukter verdsettes etter produksjonskostnad, mens for lite uttatt mengde verdsettes etter det som er lavest av produksjonskostnad og salgspris.

Pensjonsforpliktelser
Selskapet benytter valgadgangen i GRS 6 til å beregne og klassifisere pensjonskostnadene i henhold til IAS 19. Pensjonskostnader og pensjonsforpliktelser beregnes etter lineær opptjening basert på forutsetninger om diskonteringsrente, fremtidig regulering av lønn, pensjoner og ytelser fra folketrygden, fremtidig avkastning på pensjonsmidler samt aktuarmessige forutsetninger om dødelighet, frivillig avgang osv. Pensjonsmidler er vurdert til virkelig verdi og fratrukket i netto pensjonsforpliktelser i balansen på balansedagen. Ved regnskapsføring av pensjon er lineær opptjeningsprofil og forventet sluttlønn som opptjeningsgrunnlag, lagt til grunn. Estimatavvik føres direkte mot egenkapitalen.

Leasingforpliktelser
Leasingavtaler som ikke overfører det vesentligste av risiko og kontroll til leietaker, anses som operasjonell leasing. Selskapets leasingutgifter under operasjonell leasing, føres løpende over driften.

Leasingavtaler som ikke er klassifisert som operasjonell leasing, klassifiseres som finansiell leasing. Nåverdien av fremtidige leiebetalinger balanseføres som eiendel og gjeld. Eiendelen avskrives over leieperioden, mens betaling av leie trekkes fra gjelden.

Aksjer i andre selskap
Aksjer i andre selskap er vurdert i henhold til kostpris. Aksjer i datterselskaper som følge av virksomhetssammenslutning, er innregnet til virkelig verdi.

Leasing agreements not classified as operational leasing are classified as financial lease. The net present value of future lease payments is capitalised as tangible assets and as liabilities. The asset value is depreciated over the lease period. The lease payments are deducted against the liabilities.

Shares in other companies
Shares in other companies are valued at cost. Shares in subsidiaries following business acquisition is initially recognized at fair value.

Financial items
Interest expenses related to material development projects are capitalised as a part of the investment.

Put options used for hedging
The Group uses derivative financial instruments, such as Brent Crude put options, to hedge its commodity price risks, respectively. The effective portion of the gain or loss on the hedging instrument is recognised in equity, while any ineffective portion is recognised immediately in the profit or loss. Amounts recognised in equity movements are transferred to profit or loss when the hedged transaction affects profit or loss.

Commodity options are valued on a daily basis using market inputs as observable forward curves, interest rates and time to maturity of the option. In addition, implied volatilities from market observable option prices are used in computing the theoretical options price. The final market-to-market value is then computed as calculated option price multiplied with quantity.

Assets and liabilities
Assets and liabilities to be paid within one year are classified as short-term assets/ liabilities.

Cash flow
The statement of cash flow has been prepared in accordance with the indirect method as per the temporary Norwegian Accounting Standard. Cash consist of cash, bank deposits and short-term deposits in affiliated bank.

Sale of assets
Sale of assets on the Norwegian continental shelf are treated as after tax transactions according to the petroleum tax act § 10, to ensure tax neutrality. Effective date for tax purposes are 01.01, while revenues and costs are booked until completion date.

Finansposter
Rentekostnader knyttet til vesentlige anlegg under utbygging, balanseføres som en del av investeringen.

Put-opsjoner for sikring
Selskapet benytter finansielle instrumenter, som Brent Crude put-opsjoner, for å redusere råvareprisrisiko. Den urealiserte delen av gevinst eller tap på sikringsinstrumentet innregnes i egenkapitalen etter skatt, mens den realiserte delen regnskapsføres umiddelbart i resultatregnskapet.

Råvarederivater verdsettes på daglig basis ved hjelp av tilgjengelige faktorer i markedet som forward-priser, renter og gjenværende tidshorisont på opsjonen. Videre brukes fluktuasjonene i tilgjengelige opsjonspriser i markedet til å beregne den teoretiske opsjonsprisen. Den endelige marked til marked-verdien blir så beregnet ved å gange opsjonsprisen med antall.

Fordringer og gjeld
Fordringer og gjeld som forfaller innen ett år, defineres som kortsiktig fordring/gjeld.

Kontantstrøm
Kontantstrømoppstillingen er utarbeidet i henhold til den indirekte metode i henhold til foreløpig Norsk Regnskapsstandard. Likviditetsbeholdning omfatter kontanter, bankinnskudd og kortsiktige plasseringer i konsernbank.

Salg av anleggsmidler
Salg av anleggsmidler på norsk sokkel behandles som etter-skatt-transaksjoner jfr. § 10 i petroleumsskatteloven, for å sikre skattenøytralitet. Effektiv dato for skatt er 01.01, mens inntekter og kostnader blir regnskapsført frem til oppgjørsdato.

2.1 Business combinations (including proforma)

On 10 December 2018, Vår Energi was formed following a merger between Eni Norge AS and Point Resources AS. Eni Norge AS is the acquirer in the merger.

The business combination was accounted for using the acquisition method. The acquisition date is set to the closing date 10 December 2018. Due to simplification, the assets, liabilites and contingent liabilites are measured at fair value 31 December 2018 and no profit or loss from Point Resources AS are included in the consolidated statement of income.

As part of the business combination was 100% of the shares in Point Resources FPSO Holding AS and subsidiaries Point Resources FPSO AS and PR Jotun DA, transferred to Vår Energi AS.

After initial recognition, goodwill is measured at cost less a straight line five years depreciation plan.

A premium value on the Jotun FPSO has been identified in the fair value calculation. Going forward, the premium value is measured at cost and partly depreciated on a straigh line basis until 2020 when the FPSO will be brought onshore for modifications. After the modifications, residual amount of the FPSO premium value will be depreciated according to the UoP method.

Purchase consideration
As a compensation for the shares in Point Resources AS, Vår Energi AS issued 121 425 new shares to Point Resources Holding AS. The fair value of these corresponds to 30.4% of Eni Norge AS at fair value, NOK 11 758 million.

Purchase price allocation
The fair value of the identifiable assets and liabilities of Point Group as at 31 December 2018:

2.1 Virksomhetssammenslutning (inkludert proforma)

Vår Energi ble dannet 10. desember 2018 ved fusjon av Eni Norge AS og Point Resources AS. Eni Norge AS var overtagende selskap.

Virksomhetssammenslutningen ble bokført ved oppkjøpsmetoden der transaksjondato er satt til 10. desember 2018. For praktiske formål er eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser målt til virkelig verdi per 31. desember 2018 og det regnskapsmessige resultatet til Point Resources AS for 2018 er ikke innregnet i konsolidert resultatregnskap.

Som en del av virksomhetssammenslutningen ble 100% av aksjene i Point Resources FPSO Holding AS og datterselskapene, Point Resources FPSO AS og PR Jotun DA, overdratt til Vår Energi AS.

Etter innregning blir goodwill målt til kostpris og avskrevet linært over 5 år.

Ved beregning av virkelig verdi ble det identifisert en merverdi i Jotun FPSO. Denne vil delvis avskrives linært frem til 2020 når Jotun FPSO fraktes til verft for ombygging. Etter ombyggingen vil gjenværende verdi av merverdien bli avskrevet i henhold til UoP-metoden.

Kjøpsvederlag
Som kompensasjon for overdratte aksjer i Point Resources AS, har Vår Energi utstedt 121 425 nye aksjer til Point Resources Holding AS. Virkelig verdi av disse aksjene tilsvarer 30,4 % av Eni Norge AS vurdert til virkelig verdi, NOK 11 758 millioner.

Kjøpsprisallokering
Virkelig verdi av identifiserte eiendeler og gjeld i Point Resources konsern pr. 31 desember 2018:

ASSETS	NOK 1000	EIENDELER
Tangible fixed assets		**Varige driftsmidler**
Wells and production facilities	21 902 215	Bore- og produksjonsanlegg
Facilities under construction	2 428 343	Anlegg under utførelse
Other property, plant and equipment	206 843	Andre varige driftsmidler
Other non-current assets	1 079 285	Andre finansielle eiendeler
Total non-current assets	**25 616 686**	**Sum anleggsmidler**
Current assets		**Omløpsmidler**
Inventories	535 087	Lager av materiell
Trade receivables	698 305	Kundefordringer
Other receivables	541 988	Andre fordringer
Cash and cash equivalents	1 297 998	Kontanter og bankinnskudd
Total current assets	**3 073 378**	**Sum omløpsmidler**
TOTAL ASSETS	**28 690 064**	**SUM EIENDELER**

LIABILITIES	NOK 1000	GJELD
Non-current liabilities		**Langsiktige forpliktelser**
Interest-bearing loans and borrowings	5 337 859	Rentebærende gjeld
Deferred tax liabilities	275 618	Utsatt skatt
Non-current abandonment obligation	9 134 255	Langsiktige fjerningsforpliktelser
Other non-current liabilities	619 432	Andre avsetninger for forpliktelser
Total non-current liabilities	**15 367 165**	**Sum langsiktige forpliktelser**
Current liabilities		**Kortsiktig gjeld**
Current abandonment obligation	436 000	Kortsiktige fjerningsforpliktelser
Accounts payables	1 062 300	Leverandørgjeld
Taxes payable	-495 323	Betalbar skatt
Interest-bearing loans and borrowings	298 957	Rentebærende gjeld
Other current liabilities	499 509	Annen kortsiktig gjeld
Total current liabilities	**1 801 443**	**Sum kortsiktig gjeld**
Total liabilities	**17 168 608**	**Sum gjeld**
Total net assets at fair value	11 521 456	Netto eiendeler til virkelig verdi
Purchase consideration	11 757 806	Kjøpsvederlag
Goodwill	**236 350**	**Goodwill**

Pro-forma figures:
The Board of Directors considers the pro-forma numbers presented in the table below to represent an approximate measure of the performance of the combined group on an annualised basis and to provide a reference point for comparison in future periods. The pro-forma figures for the Group has been calculated as if the merger had taken place 1 January 2017.

Pro-forma finansiell informasjon
Styret vurderer proforma-tallene, som presentert i tabellen under, til å representere omtrentlige salgsinntekter for konsernet samt gi sammenligningsgrunnlag for fremtidige perioder. Proforma-tallene for konsernet er beregnet som om fusjonen hadde funnet sted 1. januar 2017.

PRO-FORMA			
1 January - 31 December (NOK 1 000)	2018	2017	1. januar - 31. desember (NOK 1000)
Petroleum revenues	29 158 329	22 503 911	Petroleumsinntekter

2.2 Petroleum revenues

2.2 Petroleumsinntekter

NOK 1000	EU	NORWAY	2018	2017	NOK 1000
Revenue from crude oil sales	15 237 018	-	15 237 018	9 922 024	Salg av råolje
Revenue from gas sales	5 225 380	3 136	5 228 516	4 430 173	Salg av gass
Revenue from NGL sales	1 539 110	108 406	1 647 516	1 440 249	Salg av NGL
Total petroleum revenues	**22 001 508**	**111 542**	**22 113 050**	**15 792 446**	**Totale petroleumsinntekter**

KEY OPERATIONAL FIGURES		2018	2017	OPERASJONELLE NØKKELTALL
Production	boe (1)	48 783 030	47 043 865	Total produksjon
Average production per day	boe	133 652	128 887	Gj.snitt produksjon per dag
Average oil price, net of hedging	USD/bbl	69,79	51,96	Gj.snitt oljepris, inkl. hedging
Volumes sold	boe	47 089 855	45 367 170	Solgte volumer

(1) boe = Barrel of oil equivalent

(1) boe = Fat oljeekvivalenter

2.3 Production cost

2.3 Produksjonskostnader

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Operating cost	3 559 804	3 297 305	Driftskostnader
CO2 tax	233 752	217 715	CO2 -avgift
Over-/underlift & physical stock adjustments	61 160	-38 144	Endring i mer/mindre uttak og fysisk oljelager
Insurances	183 535	212 557	Forsikringer
Purchase of natural gas	1 750	1 719	Kjøp av gass
Other production cost	71 249	74 555	Andre driftskostnader
Total production cost	**4 111 251**	**3 765 707**	**Totale produksjonskostnader**

2.4 Staff costs and remuneration

2.4 Personalkostnader og godtgjørelser

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Salary expenses	655 539	593 447	Lønninger
Social security tax (incl. pension and social charges for foreign personnel)	61 780	57 307	Folketrygdavgift (inkl. pensjon og sosiale utgifter utenlandsk personell)
Pension cost	97 402	83 126	Pensjonskostnader
Other personnel expenses	50 079	46 361	Andre personalrelaterte kostnader
Total staff costs and remuneration	**864 800**	**780 241**	**Totale lønns- og personalrelaterte kostnader**

Capitalised salaries and other personnel cost totalled KNOK 121 376 (KNOK 101 656 in 2017) and the share charged to partners in operated joint ventures amounted to KNOK 328 230 (KNOK 315 962 in 2017).

Kapitaliserte lønninger og andre personalrelaterte kostnader beløp seg totalt til KNOK 121 376 (KNOK 101 656 i 2017). Andelen belastet partnere i opererte samarbeidsprosjekter var KNOK 328 230 (KNOK 315 962 i 2017).

Pension cost and pension fund/-obligations
Vår Energi has a defined benefit pension scheme for personnel employed in Eni Norge AS before the merger. The pension scheme fulfils the requirements in the mandatory occupational pension act. The pension arrangement gives defined future benefits. The Company also has additional defined pension insurance for personnel in higher salary grades. The value of the pension obligations is assessed according to IAS 19 by an Actuary. 356 employees and 26 pensioners are included in the scheme.

The social security tax is included in the net pension fund. The economic assumptions regarding pensions are in accordance with assumptions in NRS (V).

Pensjonskostnader og pensjonsmidler/-forpliktelser
Vår Energi har en ytelsesbasert pensjonsordning for personell ansatt i Eni Norge AS før fusjonen. Pensjonsordningen oppfyller kravene etter lov om obligatorisk tjenestepensjon. Pensjonsforsikringen gir rett til bestemte fremtidige pensjonsytelser. Konsernet har også tilleggspensjon som gjelder ansatte med høy lønn. Verdien av pensjonsforpliktelsen er utarbeidet av aktuar etter IAS 19. 356 ansatte og 26 pensjonister er med i pensjonsordningen.

Arbeidsgiveravgift er inkludert i netto pensjonsmidler. De økonomiske forutsetningene knyttet til pensjon er i henhold til forutsetninger i NRS (V).

Pension cost of the year

Årets pensjonskostnad

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Company service cost	82 855	70 630	Årets pensjonsopptjening
Interest expense on service cost	1 989	1 836	Rentekostnader på service kost
Administration cost	522	387	Administrasjonskostnad
Net pension cost before social security	**85 366**	**72 853**	**Netto pensjonskostnad før arbeidsgiveravgift**
Social security	12 037	10 273	Arbeidsgiveravgift
Pension cost of the year	**97 402**	**83 126**	**Årets pensjonskostnad**
Pension fund/liabilities			**Pensjonsmidler/- forpliktelse pr. 31.12.**
Estimated gross pension liabilities	-897 626	-771 692	Estimerte brutto pensjonsforpliktelser
Estimated market value of pension fund	636 913	540 550	Estimert markedsverdi pensjonsmidler
Pension liability	**-260 713**	**-231 142**	**Balanseført netto forpliktelse/midler pr. 31.12.**

Specification of estimated market value of pension fund			Spesifikasjon av estimert markedsverdi pensjonsmidler
NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Estimated pension fund as at 1 January	540 550	495 769	Estimerte pensjonsmidler 01.01.
Unrecognised loss/(gain)	-27 928	-54 248	Estimatavvik
Net contribution	114 314	89 353	Netto innbetalt
Benefits paid	-3 784	-3 932	Utbetalte pensjoner
Return on pension	13 771	13 608	Avkastning på pensjonsmidlene
Estimated market value as at 31 December	**636 924**	**540 550**	**Estimert markedsverdi pensjonsmidler 31.12**

Economic assumptions			Økonomiske forutsetninger
NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Discount rate	2,60 %	2,40 %	Diskonteringsrente
Expected return on plan assets	2,60 %	2,40 %	Forventet avkastning
Expected long-term salary increase	2,75 %	2,50 %	Lønnsøkning
Expected long-term G increase	2,50 %	2,25 %	G-regulering
Expected long-term pension escalation	2,50 %	2,25 %	Regulering av løpende pensjon

Employees from Point Resources AS have a defined contribution pension plan for which satisfies the statutory requirements in the Norwegian law on required occupational pension ("lov om obligatorisk tjenestepensjon"). Contributions are paid to pension insurance plans and charged to the income statement in the period to which the contributions relate. Once the contributions have been paid, there are no further payment obligations.

Ansatte fra Point Resources AS har en innskuddsbasert pensjonsordning som oppfyller kravene i lov om obligatorisk tjenestepensjon. Innskudd til pensjonsordningen kostnadsføres løpende. Etter at innskudd er betalt finnes det ingen ytterligere betalingsforpliktelser.

Average number of employees in Eni Norge AS during the year was 417, equivalent to 414 full time employees. There are 824 employees in Vår Energi AS at year-end 2018.

Eni Norge AS hadde i gjennomsnitt 417 ansatte gjennom året, tilsvarende 414 årsverk. Det var 824 ansatte i Vår Energi ved utgangen av 2018.

Remunerations

The Company has had a change of Managing Director in 2018. Remunerations to the current Managing Director amounted to 511 KNOK. The former Managing Director's remuneration amounted to KNOK 9 817 (KNOK 7 085 in 2017). The former Managing Director takes part of a pension arrangement in the home company while the current Managing Director is part of the defined contribution pension plan.

Godtgjørelse

Vår Energi har hatt et bytte av daglig leder i 2018. Godgjørelse til nåværende daglig leder beløp seg til 511 KNOK. Godgjørelse til tidligere daglig leder beløp seg til KNOK 9 817 (KNOK 7 085 i 2017). Nåværende daglig leder er omfattet av innskuddsbasert pensjonsordning i Vår Energi, mens tidligere daglig leder er omfattet av pensjonsordning i hjemmehørende selskap.

Members of the board received no remuneration in 2018. The Chairman receives no remuneration. No loans/guarantees have been given to the Managing Director, the Chairman of the Board, or other close parties. The Company has no commitments with regard to severance to the Managing Director or the Chairman of the Board.

Styret har ikke mottatt godtgjørelse for 2018. Styreleder mottar ikke godtgjørelse. Det er ikke gitt lån/sikkerhetsstillelser til daglig leder, styreleder eller andre nærstående parter. Konsernet har ingen sluttvederlagsforpliktelse for styreleder eller daglig leder.

The Company has a bonus scheme for all employees calculated according to achieved objectives. The Company has an obligation related to stock options of KNOK 1 339 to managers. The obligation is calculated by a discount rate of 1.15% of 3 years.

Vår Energi har en bonusordning for alle ansatte kalkulert i henhold til oppnådde mål. Konsernet har en forpliktelse knyttet til aksjeopsjoner for ledende ansatte på KNOK 1 339. Forpliktelsen er beregnet med diskonteringsrate på 1,15 % i 3 år.

The fee to Ernst & Young expensed in 2018 for audit services was KNOK 1 708 (KNOK 1 423 in 2017). The amounts are exclusive of VAT.

Honorar til EY for revisjon kostnadsført i 2018 beløp seg til KNOK 1 708 (KNOK 1 423 i 2017). Beløpene er eksklusive merverdiavgift.

2.5 Exploration licences - Change in status

2.5 Leteaktivitet - endringer i status

Awards / acquisitions — **Tildelinger/kjøp**

	BLOCK	WI % / ANDEL	OPERATOR / OPERATØR
PL946	6608/7,8	40,0%	Equinor
PL947	6607/6,9, 6608/4,5,7,8	40,0%	Equinor
PL951	7121/5,6,8,9, 7122/4,7	20,0%	Aker BP
PL091E	6406/3	7,9%	Equinor
PL946	6608/7,8	40,0%	Vår Energi
PL947	6607/6,9, 6608/4,5,7,8	40,0%	Equinor
PL951	7121/5,6,8,9, 7122/4,7	20,0%	Aker BP

Relinquishments — **Tilbakeleveringer**

	BLOCK	WI % / ANDEL	OPERATOR / OPERATØR
PL816	17/4, 17/7	70,0%	Vår Energi
PL849	7121/7,8,9, 7122/7	30,0%	Equinor

Additions through business combination — **Tilganger gjennom virksomhetssammenslutning**

	BLOCK	WI % / ANDEL	OPERATOR / OPERATØR
PL375	34/4	20,0%	Suncor
PL554/B/C	34/5,9	30,0%	Total
PL740/ B	31/4,7	50,0%	Faroe
PL746 S	29/3	40,0%	Vår Energi
PL775/B	16/4,5	20,0%	ConocoPhillips
PL777/B/C/D	15/5,6	20,0%	Aker BP
PL784	25/3,6	20,0%	Aker BP
PL796	6407/2,3,5,6	20,0%	Equinor
PL822S	25/2,5	40,0%	Aker BP
PL826	29/3, 30/1, 33/12	40,0%	Vår Energi
PL833	6407/8,9	30,0%	Equinor
PL834	6407/8,9	30,0%	Equinor
PL835	6407/2,3,6,12	40,0%	Equinor
PL843	6608/12, 6609/7,8,9,10,11,12	20,0%	Aker BP
PL869	24/9,12, 25/7	20,0%	Aker BP
PL554D	34/5,6	30,0%	Total E&P Norge
PL740C	31/4	40,0%	Faroe Petroleum Norge
PL775B	16/4,5	20,0%	ConocoPhillips Skandinavia
PL777D	15/5	20,0%	Aker BP
PL911	16/8	60,0%	Vår Energi
PL912	16/4,5,7	30,0%	ConocoPhillips Skandinavia
PL917	25/7, 10	20,0%	ConocoPhillips Skandinavia
PL930	35/6	20,0%	Equinor
PL938	6407/8	20,0%	Neptune Energy Norge
PL956	25/8	70,0%	Vår Energi

Research and Development

The Company participates in several R&D projects with other oil companies. Total R&D costs coordinated by Vår Energi reached NOK 94 402 (KNOK 97 234 in 2017).

Forskning og utvikling

Gruppen deltar i flere forsknings- og utviklingsprosjekter sammen med andre oljeselskaper. Totale FoU-kostnader koordinert av Vår Energi er KNOK 94 402 (KNOK 97 234 i 2017).

3.1 Intangible assets

3.1 Immaterielle eiendeler

NOK 1000	Goodwill	Capitalized exploration wells / Aktiverte letebrønner	Total	NOK 1000
Cost as at 1 January 2017	**-**	**769 699**	**769 699**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2017**
Additions	-	691 544	691 544	Tilgang
Reclassification	-	-566 365	-566 365	Reklassifisering
Disposals	-	-616 178	-616 178	Avgang
Cost as at 31 December 2017	**-**	**278 700**	**278 700**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2017**
Depletion and impairment as at 1 January 2017	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2017**
Depreciation	-	-	-	Avskriving
Provision for impairment	-	-	-	Nedskrivning
Disposals	-	-	-	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2017	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2017**
Net book value as at 31 December 2017	**-**	**278 700**	**278 700**	**Bokført verdi per 31 desember 2017**
Cost as at 1 January 2018	**0**	**278 700**	**278 700**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2018**
Additions	-	269 412	269 412	Tilgang
Additions through business combinations	236 350	-	236 350	Tilgang gjennom virksomhetssammenslutning
Reclassification	-	-	-	Reklassifisering
Disposals	-	27 118	27 118	Avgang
Cost as at 31 December 2018	**236 350**	**575 231**	**811 580**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2018**
Depletion and impairment as at 1 January 2018	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2018**
Depreciation	-	-	-	Avskrivning
Provision for impairment	-	-	-	Nedskrivning
Disposals	-	-	-	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2018	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2018**
Net book value as at 31 December 2018	**236 350**	**575 231**	**811 580**	**Bokført verdi per 31 desember 2018**

3.2 Tangible assets

3.2 Varige driftsmidler

NOK 1000	Wells and production facilities / Bore- og produksjons-anlegg	Facilities under construction / Anlegg under utførelse	Other property, plant and equipment / Andre varige driftsmidler	Total	NOK 1000
Cost as at 1 January 2017	**101 617 764**	**78 433**	**354 794**	**102 050 991**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2017**
Additions	1 114 736	998 645	1 568	2 114 949	Tilgang
Reclassification	445 854	120 511	-	566 365	Reklassifisering
Disposals	-109 537	-	-	-109 537	Avgang
Cost as at 31 December 2017	**103 068 817**	**1 197 589**	**356 362**	**104 622 768**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2017**
Depletion and impairment as at 1 January 2017	**-54 360 671**	**-**	**-291 338**	**-54 652 008**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2017**
Depreciation	-6 517 154	-	-30 689	-6 547 843	Avskrivning
Reversal of impairment	2 197 100	-	-	2 197 100	Reversering av nedskrivning
Disposals	109 537	-	-	109 537	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2017	**-58 571 188**	**-**	**-322 027**	**-58 893 214**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2017**
Net book value as at 31 December 2017	**44 497 629**	**1 197 589**	**34 335**	**45 729 554**	**Bokført verdi per 31 desember 2017**
Cost as at 1 January 2018	**103 068 817**	**1 197 589**	**356 362**	**104 622 768**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2018**
Additions	2 631 912	2 646 516	870	5 279 297	Tilgang
Additions through business combinations	21 902 215	2 428 343	206 843	24 537 401	Tilgang gjennom virksomhetssammenslutning
Reclassification	125 667	-125 667	-	-	Reklassifisering
Disposals	-	-	-	-	Avgang
Cost as at 31 December 2018	**127 728 611**	**6 146 781**	**564 075**	**134 439 467**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2018**
Depletion and impairment as at 1 January 2018	**-58 571 188**	**-**	**-322 027**	**-58 893 215**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2018**
Depreciation	-7 997 498	-	-23 371	-8 020 869	Avskrivning
Provision for impairment	-	-	-	-	Nedskrivning
Disposals	-	-	-	-	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2018	**-66 568 686**	**-**	**-345 398**	**-66 914 084**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2018**
Net book value as at 31 December 2018	**61 159 925**	**6 146 781**	**218 677**	**67 525 383**	**Bokført verdi per 31 desember 2018**

As at 31 December 2018 KNOK 3 025 573 of the gross book value is capitalized interest.

Per 31 desember 2018 er KNOK 3 025 573 av anskaffelseskost aktiverte renter.

Specification of increase in asset retirement cost and depreciation

Spesifikasjon av endring i fjerningsestimat og avskrivninger

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Increase/decrease in asset retirement cost	1 746 845	(898 089)	Økning/reduksjon av fjerningsestimat
Asset retirement cost depreciation	370 976	327 797	Avskrivning av fjerningsestimat

Impairment
Cash generating units (CGU) (fields) are assessed for potential loss in value when events or changes of circumstances indicate that the book value of the CGU is higher than the recoverable amount. A test for impairment is carried out for CGUs with impairment trigger and further net present value calculations is performed for the relevant fields. No impairment triggers have been identified this year and there are no impairments or reversal of previous years impairments.

Write-downs are recognised when the book value exceeds the recoverable amount. Tangible assets have been measured at fair value at 31 December 2018 as part of the merger between Eni Norge AS and Point Resources AS and used as basis for recoverable amount.

The Company has used Eni SpA's long-term price, discount rate, exchange rate and inflation rate assumptions. Proven, probable and risked possible reserves are used as a basis for future cash flows. In addition, Vår Energi's long-term budgets for investments, operating cost and removal cost are used.

Nedskrivning
Kontantgenererende enheter (KGE) blir vurdert for potensielt verdifall når hendelser eller endringer i forutsetningene indikerer at bokført verdi på den enkelte KGE er høyere enn gjenvinnbart beløp. Det gjennomføres test for nedskrivning basert på indikatorer for nedskrivning og det gjøres ytterligere nåverdiberegninger for aktuelle felt. Ingen indikatorer for nedskrivning har blitt identifisert dette året og det har ikke blitt bokført nedskrivninger eller reversering av tidligere års nedskrivninger.

Nedskrivningen resultatføres når balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp. Varige driftsmidler har blitt målt til virkelig verdi per 31. desember 2018 som en del av fusjonen mellom Eni Norge AS og Point Resources AS og er brukt som basis for gjenvinnbart beløp.

Konsernet har benyttet estimatene til Eni SpA for langsiktige prisforutsetninger, diskonteringsrente, valutakursforutsetninger og inflasjonsrate . Påviste, sannsynlige og risikovektede mulige reserver er brukt som basis for fremtidige kontantstrømmer. I tillegg er Vår Energi sine langsiktige budsjett for investeringer, driftskostnader og fjerningskostnader benyttet.

3.3 Other non-current assets

3.3 Andre finansielle eiendeler

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Receivables decommissioning costs for Jotun	4.2	1 079 100	-	Fordring Jotun fjerningskostnader
Other		37 687	-	Andre finansielle eiendeler
Total other non-current assets		**1 116 787**	**-**	**Totale andre finansiell eiendeler**

3.4 Inventories

3.4 Lager av materiell

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Inventory, spare parts & drilling material	710 223	181 991	Reservedeler og borelager
Physical oil inventory	55 916	196 076	Fysisk oljelager
Total inventory	**766 139**	**378 067**	**Totalt lager av materiell**

4.1 Other non-current liabilities

4.1 Andre langsiktige forpliktelser

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Deferred payments		7 948	-	Utsatt betaling
Contingent consideration	4.3	324 884	-	Betinget vederlag
Deferred revenue (1)		107 766	-	Utsatt inntekt (1)
Lease commitment Forus office	4.3	178 165	-	Leieforpliktelse Grenseveien kontorbygg
Other provisions		114 725	98 951	Andre avsetninger
Total other non-current liabilities		**733 489**	**98 951**	**Totale andre langsiktige forpliktelser**

(1) Deferred revenue
In 2017 Point Resources AS sold the shares in ExxonMobil Property Norway (2) AS, and immediately entered into a finance lease for the office building located in Grenseveien 6, 4313 Sandnes. The excess of sales proceeds is deferred and amortized over the lease term (20 years).

(1) Utsatt inntekt
I 2017 solgte Point Resources AS aksjene i ExxonMobil Property Norway (2) AS, og inngikk umiddelbart en finansiell leieavtale for kontorbygget lokalisert i Grenseveien 6, 4313 Sandnes. Gevinsten fra salget er regnskapsført som en utsatt inntekt og amortisert over leieperioden (20 år).

4.2 Abandonment obligation

4.2 Fjerningsforpliktelser

NOK 1000	Total	NOK 1000
Total obligation at 31 December 2017	**8 903 893**	**Total forpliktelse per 31. desember 2017**
Additions	517 933	Tilgang
Additions through business combinations	9 570 255	Tilgang gjennom virksomhetssammenslutning
Accretion discount	284 995	Renteelement
Utilization	-73 041	Utgifter til fjerning
Total obligation at 31 December 2018	**19 204 035**	**Total forpliktelse per 31. desember 2018**
Estimated abandonment period:	2019-2056	Estimert periode for nedstenging og fjerning:

NOK 1000	Total	NOK 1000
Non-current abandonment obligation	18 768 035	Langsiktig fjerningsforpliktelse
Current abandonment obligation	436 000	Kortsiktig fjerningsforpliktelse
Total obligation at 31 December 2018	**19 204 035**	**Total forpliktelse per 31 desember 2018**

Under the terms of the Concessions the Company has been awarded on the Norwegian Continental Shelf, the State has the right to take over the permanent installations free of charge when production terminates or when the licence period expires. If the State does not exercise this right, the Ministry may require that the owners shall remove the installations. There is a high degree of uncertainty regarding the extent of the abandonment costs and the timing in the removal of the installations.

The discount rate used varies from 2.406% to 3.043% dependent on the estimated time of removal and decommissioning at the field. Inflation rates used in the calcultaion varies from 1.800% to 2.000% within the calculation period.

The nominal value of the estimate is KNOK 22 862 120 at 31 December 2018.

Vår Energi has a retirement obligation as a shipper in Gassled booked to other provisions in the balance sheet statement. The Group has accrued KNOK 114 068 for this purpose.

Compensation of decommissioning costs for Jotun
As part of the transaction with ExxonMobil in 2017, the seller has in the sale and purchase agreement agreed to pay parts of the decommissioning costs for Jotun and the Group has recoreded a receivable against ExxonMobil to cover those costs that are within compensation threshold. The Group expects that all decommissioning costs within the compensation threshold will be refunded from the seller.

Etter betingelsene som er stilt for de utvinningstillatelser selskapet deltar i på den norske kontinentalsokkelen, kan staten overta de faste anlegg uten godtgjørelse når tillatelsen utløper eller produksjonen opphører. Hvis denne retten ikke utøves av staten, kan departementet kreve at installasjonene fjernes av rettighetshaverne. Det knytter seg stor usikkerhet til størrelsen på fjerningskostnadene og når installasjonene vil bli fjernet.

Diskonteringsrente for beregning av nåverdi er fra 2,406 % til 3,043 % i forhold til estimert tidspunkt for nedstengning og fjerning på feltet. Inflasjonsrater brukt for beregningen varierer fra 1,800 % til 2,000 % innen beregningsperioden.

Nominell størrelse av estimatet er KNOK 22 862 120 per 31. desember 2018.

Vår Energi har en forpliktelse til fjerning som skiper i Gassled. Selskapet har gjort avsetninger for dette, beregnet til KNOK 114 068.

Kompensasjon for fjerningskostnader for Jotun
Som en del av transaksjonen med ExxonMobil i 2017 har selger som en del av salgs- og kjøpskontrakten avtalt å betale deler av fjerningskostnadene for Jotun. Konsernet har bokført dette som en fordring mot ExxonMobil ettersom de skal dekke de kostnadene som er innenfor avtalt beløp. Konsernet forventer at alle fjerningskostnadene innenfor avtalt beløp vil bli refundert av selger.

NOK 1000	2018	NOK 1000
Additions through business combinations	1 438 700	Tilganger gjennom virksomhetssammenslutning
Total receivables related to decommissioning costs for Jotun	**1 438 700**	**Total fordring relatert til fjerningskostnader for Jotun**

NOK 1000	Note	2018	NOK 1000
Non-current receivables related to decommissioning costs for Jotun	3.3	1 079 100	Langsiktig fordring relatert til fjerningskostnader for Jotun
Current receivables related to decommissioning costs for Jotun	5.3	359 600	Kortsiktig fordring relatert til fjerningskostnader for Jotun
Total receivables related to decommissioning costs for Jotun		**1 438 700**	**Total fordring relatert til fjerningskostnader for Jotun**

4.3 Commitments and contingent liabilities

Other contractual obligations

Minimum work programs

The Group is required to participate in the approved work programs for the licences. Together with the licence partners there is an obligation to participate in drilling wells according to the licence agreements. Remaining drilling commitments at December 31, 2018 are 11 wells, with an estimated cost of NOK 608 million.

Operating lease commitments

Vår Energi has entered into lease agreements for drilling rigs, helicopter, storage vessel and other vessels to secure planned activities. The Company has lease agreements for offices in Sandnes, Oslo and Hammerfest. In addition as a partner in the Ekofisk-licence the Company has a leasing agreement for the offices and base in Tananger. Future minimum lease payments under non-cancellable operating leases as at 31 December are as follows:

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Within one year	1 201 600	980 531	Innen ett år
After one year but not more than five years	2 799 233	2 465 350	Etter ett år, men ikke mer enn fem år
More than five years	403 590	503 785	Mer enn fem år
Total operating lease commitments	**4 404 423**	**3 949 666**	**Totale operasjonelle leieforpliktelser**

Finance lease commitments

After Point Resources AS sold the shares in ExxonMobil Property Norway (2) AS in 2017 it immediately entered a finance lease for the office building located in Grenseveien 6, 4313 Sandnes. The rent is adjusted annually in accordance with the Norwegian consumer price index. Future minimum lease payments, together with the present value of the net minimum lease payments are as follows:

	2018		
NOK 1000	Minimum payments / Minimum betaling	Present value of payments / Nåverdi av betalinger	NOK 1000
Within one year	19 409	18 735	Innen ett år
After one year but not more than five years	82 611	61 401	Etter ett år, men ikke mer enn fem år
More than five years	357 704	117 438	Mer enn fem år
Total minimum lease payments	**459 725**	**197 574**	**Total minimum leiebetaling**
Less amounts representing finance charges	(262 151)	-	Fratrukket finanskostnader
Present value of minimum lease payments	**197 574**	**197 574**	**Nåverdi av minimum leiebetalinger**

Liability for damages/insurance

The Group's operations involve risk for damages, including pollution. Installations and operations are covered by an operations insurance policy.

4.3 Forpliktelser og betingede vederlag

Andre kontraktsforpliktelser

Minimum arbeidsprogram

Konsernet er forpliktet til å delta i godkjente arbeidsprogram i lisensene. Sammen med lisenspartnerene er man forpliktet til å bore brønner i henhold til lisensavtalene. Gjenstående boreforpliktelser per 31. desember 2018 er 11 brønner med et samlet kostnadsestimat på NOK 608 millioner.

Operasjonelle leieavtaler

Vår Energi har inngått leieavtaler for borerigger, helikoptere, lagerskip og andre fartøyer for å sikre planlagte aktiviteter. Konsernet har leieavtaler for kontorene i Sandnes, Oslo og Hammerfest. I tillegg har Vår Energi som partner i Ekofisk-lisensen en leieavtale for kontor- og baseanlegg i Tananger. Videre følger minimums leiebetalinger under ikke-kanselerbare leiekontrakter per 31. desember:

Finance lease commitments

After Point Resources AS sold the shares in ExxonMobil Property Norway (2) AS in 2017 it immediately entered a finance lease for the office building located in Grenseveien 6, 4313 Sandnes. The rent is adjusted annually in accordance with the Norwegian consumer price index. Future minimum lease payments, together with the present value of the net minimum lease payments are as follows:

Ansvar ved skader/forsikring

Konsernets drift involverer risiko for skader, inkludert forurensning. Installasjoner og operasjoner er dekket av driftsforsikring.

Guarantees

The company has provided guarantees with NOK 13.9 mill in favour of Aker BP ASA and NOK 1.9 million in favour of Gassco.

Other obligations

Related to the decommissioning of Jotun B, there is a cancellation fee of USD 10 million in the contract with Heerema.

Vår Energi has contingent liabilities in respect of agreements with pipeline and processing companies, whereby it may be required to provide such companies with additional funds against future transportation and processing of petroleum liquids and natural gas delivered by Vår Energi to these companies.

Contingencies

As part of the purchase agreement between Point Resources AS and ExxonMobil in 2017, Point Resources AS agreed to pay an annual contingent consideration to ExxonMobil the following 5 years after transaction close if the yearly average oil price exceeds a certain threshold. The maximum contingent consideration each year is USD 25 million. As of 31 December 2018, the fair value of future contingent consideration was estimated to USD 19/NOK 168 million and was recognised as a liability. Through the merger between Point Resources AS and Eni Norge AS, this contingent consideration has been transferred to Vår Energi AS.

In addition, the purchase agreement defined a contingent consideration related to possible development of the Forseti structure. As of 31 December 2018, the fair value of this consideration was estimated to USD 29 / NOK 254 million and was recognised as a liability.

Future deposit requirements

As part of the Sale and Purchase Agreement (SPA) with ExxonMobil in 2017, the Group shall deposit to the seller a post-tax amount of USD 127 million 1 January 2022. According to the Norwegian Petroleum Act Section 5-3(3) ExxonMobil is secondarily financially responsible for the asset retirement obligation related to interest in the oil fields acquired by the Group. ExxonMobil is in accordance with the SPA required to repay (without any delay) Vår Energi AS the entire deposit in an event where the sellers liability do not materialize (i.e. Point Resources fulfils the assets retirement commitments for the acquired licences according to plan).

The Post Completion Payment does not satisfy the definition of a liability as the future payment is not an obligation at the merger date from past events for Vår Energi. The deposit is considered only to be a part of the agreement due to the requirements in the Petroleum Act Section 5-3(3) and not part of the pricing and valuation of the transaction between the parties. The Post Completion Payment is not expected to materialize and Vår Energi's obligation is already indirectly included under the ARO liability related to assets and liabilities from the merger with Point Resources.

Garantier

Konsernet har garantiansvar på NOK 13,9 millioner i favør av Aker BP ASA og NOK 1,9 millioner i favør av Gassco.

Andre forpliktelser

Relatert til fjerning av Jotun B er det et kanselleringsgebyr på USD 10 millioner i kontrakten med Heerema.

Under avtaler med rørlednings- og foredlingsselskaper har Vår Energi mulige forpliktelser idet disse selskaper kan kreve inn midler for fremtidig transport og foredling av flytende petroleum og gass som leveres av Våre Energi til disse selskapene.

Betingede forpliktelser

Som en del av kjøpsavtalen mellom Point Resources AS og ExxonMobil i 2017 avtalte Point Resources å betale et årlig betinget vederlag til ExxonMobil de påfølgende 5 årene etter gjennomført transaksjon dersom gjennomsnittlig årlig oljepris overstiger en kontraktsfestet terskel. Maksimalt betinget vederlag per år er USD 25 millioner. Per 31. desember 2018 var virkelig verdi av fremtidige betingede vederlag estimert til USD 19/ NOK 168 millioner og bokført som en forpliktelse. Gjennom fusjonen mellom Point Resources AS og Eni Norge AS har dette betingede vederlaget blitt overført til Vår Energi AS.

I tillegg er det i kjøpsavtalen avtalt et betinget vederlag relatert til mulig utvikling av Forseti-strukturen. Per 31. desember 2018 er virkelig verdi av denne betingelsen estimert til USD 29/NOK 254 millioner og bokført som en forpliktelse.

Fremtidige innskuddskrav

Som en del av salgs- og kjøpsavtalen med ExxonMobil i 2017, skal konsernet betale til selger et etter skatt beløp på USD 127 millioner 1. januar 2022. I henhold til Petroleumsloven paragraf 5-3 (3) er ExxonMobil sekundært finansielt ansvarlig for avslutningsforpliktelser relatert til eierandeler i oljefelt ervervet av konsernet. ExxonMobil er i henhold til salgs- og kjøpsavtalen forpliktet til å umiddelbart tilbakebetale Point Resources hele innskuddet dersom selgers forpliktelse ikke materialiserer seg (dvs. Vår Energi innfrir avslutningsforpliktelsene for de ervervede lisensene i henhold til planen).

Denne betalingen tilfredsstiller ikke definisjonen for forpliktelse for fremtidig betaling og er derfor ikke bokført som en forpliktelse ved fusjonsdato for Vår Energi. Dette innskuddet vurderes som en del av avtalevilkårene på grunn av kravene i Petroleumsloven paragraf 5-3(3) og er ikke en del av verdsettelsen av transaksjonen mellom partene. Betalingen forventes ikke å materialisere seg, og Vår Energis forpliktelse er allerede indirekte inkludert i avslutningsforpliktelsen relatert til eiendeler og forpliktelser fra fusjonen med Point Resources.

5.1 Financial liabilities and borrowings

5.1 Finansielle forpliktelser og rentebærende gjeld

Interest-bearing loans and borrowings / **Rentebærende gjeld**

NOK 1000	Maturity	2018	2017	NOK 1000
RBL credit facility 1)	2024	3 975 410	-	RBL kredittfasilitet 1)
Deferred payment ExxonMobil	2020	1 291 783	-	Utsatt betaling ExxonMobil
Deferred payment ExxonMobil 2)	2020	413 319	-	Utsatt betaling ExxonMobil 2)
Prepaid RBL loan expenses		-342 652	-	Forskuddsbetalte lånekostnader, RBL
Total non-current interest-bearing loans and borrowings		**5 337 859**	**-**	**Total langsiktig rentebærende gjeld**

Loans from related companies	2018	2017	Lån fra nærstående parter
Loans from related companies 3)	-	19 077 570	Lån fra nærstående parter 3)
Total loans from related companies	**-**	**19 077 570**	**Totalt lån fra nærstående parter**

Current interest-bearing loans and liabilites	Maturity	2018	2017	Kortsiktig rentebærende gjeld og forpliktelser
Deferred payment ExxonMobil 2)	2019	298 957	-	Utsatt betaling ExxonMobil 2)
Total current interest-bearing loans and borrowings		**298 957**	**-**	**Total kortsiktig rentebærende gjeld og forpliktelser**

1) In relation to the reserve based lending facility, Vår Energi AS is obliged to submit a liquidity test ahead of making distributions to shareholders in addition to 1 April and 1 October to ensure that liquidity levels comply with what is outlined in the RBL agreement. In addition, there are covenants related to a maximum ratio of net debt divided by EBITDAX and a minimum ratio of EBITDA to Interest Expenses. The Group is in compliance with its covenants as at 31 December 2018.

2) Related to deferred payments to ExxonMobil for the Jotun FPSO vessel.

3) Loans from related companies have been settled in 2018 as part of merger process between Eni Norge AS and Point Resources AS.

1) I forbindelse med den reservebaserte lånefasiliteten er Vår Energi forpliktet til å gjøre en likviditetstest før det gjøres utdelinger til aksjonærer i tillegg til 1. april og 1. oktober for å sikre at likviditets-nivået følger vilkårene gitt i RBL avtalen. I tillegg er gitte vilkår relatert til en maksimal andel av netto gjeld delt på EBITDAX og en minimums andel av EBITDA mot renteutgifter. Konsernet er i overenstemmelse med lånevilkår pr. 31. desember 2018.

2) Relatert til utsatt betaling til ExxonMobil for Jotun FPSO.

3) Lån fra nærstående part har blitt gjort opp i 2018 som en del av fusjonsprosessen mellom Eni Norge AS og Point Resources AS.

Credit facilities - utilised and unused amount / **Kredittfasiliteter - benyttet og ubenyttet beløp**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Drawn amount credit facilities	3 975 410	-	Opptrekksbeløp kredittfasiliteter
Undrawn amount credit facilities	19 758 231	-	Ubenyttet beløp kredittfasiliteter

The RBL credit facility has an undrawn amount of NOK 19 758 million as at 31 December 2018.

Security related to the Group's borrowing base facility include mortgages over the Borrower's licence interests in all underlying assets, from time to time; assignment of the Borrower's claims under the insurances providing coverage for any underlying asset; and assignment of the Borrower's monetary claims under each hedging agreement.

RBL kredittfasiliteten har et ubenyttet beløp på NOK 19 758 millioner per 31. desember 2018.

Pantstillelse nedfelt i konsernets låneavtale inkluderer sikkerhet i alle underliggende lisensandeler, krav gjennom forsikring av underliggende eiendeler og låntagers monetære krav gjennom hedging-avtaler.

5.2 Other current liabilities

5.2 Annen kortsiktig gjeld

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Net overlift of hydrocarbons		472 819	346 392	Netto meruttak av hydrokarboner
Net payables to joint operations		774 106	296 945	Netto gjeld til fellesoperasjoner
Employees		150 002	47 556	Ansatte
Accrued public charges and indirect taxes		185 168	98 753	Skyldige offentlige avgifter
Lease commitment Grenseveien office	4.3	19 409	-	Leieforpliktelse Grenseveien kontorbygg
Contingent consideration	4.3	97 252	-	Betingede vederlag
Other payables		78 432	-	Andre
Total other current liabilities		**1 777 189**	**789 645**	**Total annen kortsiktig gjeld**

5.3 Other current receivables

5.3 Andre kortsiktige fordringer

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Net underlift of hydrocarbons		499 360	299 589	Netto mindreuttak av hydrokarboner
Employees		332	693	Ansatte
Prepaid expenses		84 702	183 858	Forskuddsbetalinger
Derivative financial asset	5.6	135 399	-	Finansiell eiendel, derivat
Receivables decommissioning costs for Jotun	4.2	359 600	-	Fordring, fjerningskostnader for Jotun
Other		9 525	42 857	Andre
Total current receivables		**1 088 918**	**526 997**	**Totale andre kortsiktige fordringer**

5.4 Changes in shareholder's equity

5.4 Aksjekapital

NOK 1000	Share Capital / Aksje-kapital	Share Premium / Overkurs	Other Equity / Annen egenkapital	Total Equity / Total egenkapital	NOK 1000
Opening Balance	278 000	-	5 369 058	5 647 058	Åpningsbalanse
Capital Increase	-	16 550 599	-	16 550 599	Kapitalinnskudd
Additions through business combination	121 425	18 578 575	(6 942 198)	11 757 802	Tilgang ved virksomhetssammenslutning
Dividends Accrued	-	(13 977 934)	(792 465)	(14 770 399)	Avsatt til utbytte
Transactions booked to equity (1)	-	-	(12 892)	(12 892)	Transaksjoner ført mot egenkapital 1)
Profit and loss for the year	-	-	2 378 498	2 378 498	Årsresultat
Closing balance	**399 425**	**21 151 241**	**-**	**21 550 666**	**Sluttbalanse**

Share capital amounted to NOK 399 425 000 as of 31 December 2018 which consisted of 399 425 shares at par value NOK 1 000. Every share has equal voting rights, 1 share equals 1 vote.

At 1 December 2018 ENI International B.V. held all the 278 000 shares in Vår Energi AS. In relation to the business combination with Point Resources AS, a capital increase was made where 121 425 shares were issued to Point Resources Holding AS.

(1) Change in estimate on pension liability booked to equity post tax.

Aksjekapitalen utgjorde totalt NOK 399 425 000 pr. 31. desember 2018 og består av 399 425 aksjer til pari kurs NOK 1 000. Det er lik stemmerett for alle aksjer og 1 aksje gir 1 stemme.

Pr. 1. desember 2018 eide ENI International B.V. alle aksjer i Vår Energi AS, totalt 278 000. Aksjekapitalen ble utvidet med 121 425 aksjer i forbindelse med virksomhetssammenslutning med Point Resources AS.

(1) Endring i estimat for pensjonsforpliktelse ført mot egenkapital etter skatt.

5.5 Financial income and financial expenses

5.5 Finansposter

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Interest income on bank accounts and receivables		42 235	35 598	Renteinntekter på bankinnskudd og fordringer
Net exchange rate gain		50 802	5 973	Netto agio
Dividends		2 282	652	Mottatt utbytte
Other financial income		-	-	Annen finansinntekt
Financial income		**95 320**	**42 223**	**Totale finansinntekter**
Interest expenses		-236 047	-448 945	Rentekostnader
Accretion expenses (asset retirement obligation)	4.2	-291 196	-295 272	Renteelement fjerning
Other financial expenses		-	-	Annen finanskostnad
Financial expenses		-527 243	-744 217	Totale finanskostnader
Net financial items		**-431 923**	**-701 994**	**Netto finanskostnader**

5.6 Financial instruments

5.6 Finansielle instrumenter

NOK 1000	2018	NOK 1000
The beginning of the period	42 235	Åpningsbalanse
Realised Brent Crude put options	50 802	Realiserte Brent Crude put-opsjoner
Effective portion recognised in OCI (before tax)	2 282	Effektiv andel ført mot egenkapital (før skatt)
New Brent Crude put options		Nye Brent Crude put-opsjoner
Forex translation effect	95 320	Forex valutaeffekt
The end of the period		**Sluttbalanse**

As at 31 December 2018, the fair value of outstanding Brent Crude oil put options amounted to an asset of MNOK 135.4. 70% of the put option contracts are due in 2019. 30% are due in 2020.

Pr. 31. desember 2018 utgjør virkelig verdi av utestående Brent Crude oil put-opsjoner en eiendel på MNOK 135,4. 70 % av put-opsjonskontraktene forfaller i 2019. 30 % forfaller i 2020.

5.7 Cash and cash equivalents

5.7 Kontanter og kontantekvivalenter

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Bank deposits, unrestricted	8 662 859	126 353	Bankinnskudd, frie midler
Bank deposits, restricted, employee taxes	113 844	55 759	Bankinnskudd, bundne midler, skattetrekk
Total bank deposits	**8 776 703**	**182 112**	**Totale kontanter og kontantekvivalenter**

6.1 Tax

Tax costs are measured when the cost arises. A corresponding tax asset/liability will be booked when the tax issues is related to timing of expense/income for tax purposes. Tax cost relates to Eni Norge AS income statement on a stand alone basis while payable tax and deferred tax in the balance sheet also includes values from the merged company Point Resources AS and its subsidaries. Difference in taxes due to the merger is reflected towards equity.

6.1 Skatt

Selskapet kostnadsfører skattekostnader når de oppstår. Når skattesaker er begrenset til tidspunktet for skattemessig fradrag/inntektsførsel, vil det bli registrert tilhørende utsatt skatt eiendel/gjeld. Selskapets skattekostnad bygger på tidligere Eni Norge AS sitt resultat alene, mens betalbar skatt og utsatt skatt i balansen omfatter verdier fra det innfusjonerte selskapet Point Resources AS. Forskjell i skatter knyttet til fusjonen er ført mot egenkapital.

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Basis for taxes			**Skattegrunnlag**
Income before taxes	8 108 923	4 815 118	Resultat før skattekostnad
Marginal tax rate (78%)	6 324 960	3 755 792	Marginal skattesats (78 %)
Tax effect of			**Skatteeffekt av:**
- Permanent and other differences	(2 411)	107 229	- Permanente og andre forskjeller
- Change in tax rate	(17 927)	(87 788)	- Endringer i skatterate
- Earned uplift	(555 073)	(348 762)	- Opptjent friinntekt
- Previous years' adjustment	(19 124)	48 368	- Justeringer tidligere år
This year's tax cost	**5 730 425**	**3 474 839**	**Årets skattekostnad**
Specification of the year's tax cost			**Spesifikasjon årets skattekostnad**
Payable tax	2 431 098	-	Betalbar skatt
Previous years payable taxes	(3 940)	40 009	Tidligere års skatt
Deferred tax related to tax rate change	(17 927)	(87 788)	Utsatt skatt relatert til endring i skatterate
Deferred tax	3 321 194	3 522 618	Utsatt skatt
This year's tax cost	5 730 425	3 474 839	Årets skattekostnad
Payable tax as of 31.12.			**Betalbar skatt pr. 31.12.**
Income before taxes	8 108 923	4 815 118	Resultat før skattekostnad
Permanent difference	9 036	19 902	Permanente forskjeller
Change in timing differences	1 239 026	(3 562 380)	Endring i midlertidige forskjeller
Utilization of carry forward loss	(573 972)	(1 272 640)	Bruk av underskudd til fremføring
Base for 23% income tax	**8 783 013**	**-**	**Grunnlag for 23 % inntektsskatt**
Uplift	(8 349 140)	(1 813 402)	Friinntekt
Onshore income	313 409	144 283	Landinntekt
Base for 55% special tax	**747 282**	**(1 669 119)**	**Grunnlag for 55 % særskatt**
23% income tax	2 020 093	-	23 % inntektsskatt
55% special tax	411 005	-	55 % særskatt
Payable/Receivable tax on the result	2 431 098	-	Betalbar skatt
Receivable/Payable previous year's tax assessments	100 001	100 001	Betalbar skatt tidligere års skatteoppgjør
Tax instalment for the year	(1 146 000)		Terminbetaling for året
Point Resources net tax payable	(495 323)	-	Point Resources netto betalbar skatt
Payable tax at year-end	**889 776**	**100 001**	**Sum betalbar skatt i balansen**
Current tax receivable at year-end	**-**	**-**	**Skattefordring i balansen**
Temporary timing differences as of 31.12.			**Midlertidige forskjeller pr. 31.12.**
Properties, plant and equipment	38 731 459	31 085 210	Anleggsmidler
Decommissioning/environmental	(17 824 847)	(8 943 080)	Fjerning/miljøkostnader
Pension liability	(260 713)	(231 142)	Pensjonsforpliktelser
Other	995 774	239 333	Annet
Fiscal loss carry forward	(8 082)	(558 313)	Underskudd til fremføring
Basis for deferred ordinary taxes	**21 633 591**	**21 592 008**	**Grunnlag for utsatt selsk.skatt**
Uplift carry forward and future uplift	(1 894 203)	(8 662 861)	Fremførbart underskudd og fremtidig friinntekt
Onshore activity	(476 587)	(116 019)	Landaktivitet
Basis for deferred special taxes	**19 262 801**	**12 813 128**	**Grunnlag utsatt særskatt**
Ordinary tax 22%	4 759 390	4 966 162	Inntektsskatt 22 %
Special tax 56%	10 787 169	7 047 220	Særskatt 56 %
Deferred tax liabilities	**15 546 559**	**12 013 383**	**Utsatt skattegjeld**

Temporary differences relates to merged company as of 31.12.2018.

Midlertidige forskjeller gjelder for fusjonert selskap per 31.12.2018.

7.1 Related parties

Vår Energi has a number of transactions with other wholly owned or controlled companies by the shareholders. Revenues are mainly related to sale of oil, gas and NGL. The expenditures are mainly related to technical services, seconded personnel and insurance.

Current assets **Omløpsmidler**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Customers			**Kunder**
Eni Trading & Shipping SpA	883 762	1 375 374	Eni Trading & Shipping SpA
Eni SpA	107 987	102 365	Eni SpA
Other	16 009	10 637	Andre
Total customers	**1 007 758**	**1 488 376**	**Totalt**
Other accounts receivable			**Andre fordringer**
Eni Corporate	-	16 981	Eni Corporate
Bank deposits			**Bankinnskudd**
Banque Eni/Eni Corporate	126 018	42 265	Banque Eni/Eni Corporate
Eni Finance International	4 786 982	-	Eni Finance International
Total bank deposits	**4 912 999**	**42 265**	**Totalt**

All receivables are due within 1 year.

Current assets **Kortsiktig gjeld**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Suppliers			**Leverandører**
Eni SpA	97 675	117 164	Eni SpA
Eni Trading & Shipping SpA	7 558	100 116	Eni Trading & Shipping SpA
Eni Insurance Ltd.	17 391	20 736	Eni Insurance Ltd.
Eni International Resources Ltd.	10 750	9 617	Eni International Resources Ltd.
Other	6 976	9 112	Andre
Total suppliers	**140 350**	**256 745**	**Totalt**
Other accounts payable			**Annen gjeld**
Eni Corporate	-	625	Eni Corporate

Sales revenue **Salgsinntekter**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Eni Trading & Shipping SpA	17 238 819	11 604 272	Eni Trading & Shipping SpA
Eni SpA	1 109 164	843 821	Eni SpA
Total sales revenue	**18 347 983**	**12 448 093**	**Totalt**

Operating and capital expenditure **Driftskostnader og investeringer**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Eni SpA	298 497	139 745	Eni SpA
Eni International Resources Ltd.	45 645	3 162	Eni International Resources Ltd.
Eni Insurance Ltd.	186 014	210 301	Eni Insurance Ltd.
Eni Trading & Shipping SpA	73 563	141 196	Eni Trading & Shipping SpA
Technomare SpA	1 585	397	Technomare SpA
Other	22 363	6 025	Andre
Total sales revenue	**627 667**	**500 826**	**Totalt**

7.1 Transaksjoner med nærstående parter

Vår Energi har flere transaksjoner med andre heleide eller deleide selskap i Eni-konsernet. Inntekter består hovedsakelig av salg av råolje, gass og NGL. Kostnadene er hovedsakelig knyttet til tekniske tjenester, innleid personell og forsikring.

Financial income and expenses **Finansinntekter/-kostnader**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Financial income			**Finansinntekter**
Eni SpA	4 485	3 722	Eni SpA
Eni Finance International	16 657	279	Eni Finance International
Total financial income	**21 142**	**4 001**	**Totalt**
Financial expenses			**Finanskostnader**
Eni SpA	21 057	5 912	Eni SpA
Eni Finance International	174 118	383 703	Eni Finance International
Total financial expenses	**195 175**	**389 615**	**Totalt**

7.2 Proved developed reserves (un-audited)

Million boe	Total reserves	Millioner boe
Production 2014	-40,9	Produksjon 2014
Changes 2014	30,7	Endring 2014
Proved developed reserves as at 31.12.14	**227,8**	**Påviste utbygde reserver per 31.12.14**
Production 2015	-38,5	Produksjon 2015
Changes 2015	46,4	Endring 2015
Proved developed reserves as at 31.12.15	**235,7**	**Påviste utbygde reserver per 31.12.15**
Production 2016	-48,7	Produksjon 2016
Changes 2016	101,7	Endring 2016
Proved developed reserves as at 31.12.16	**288,7**	**Påviste utbygde reserver per 31.12.16**
Production 2017	-47,0	Produksjon 2017
Changes 2017	18,5	Endring 2017
Proved developed reserves as at 31.12.17	**260,2**	**Påviste utbygde reserver per 31.12.17**
Production 2018	-48,8	Produksjon 2018
Changes in estimate 2018	14,0	Endring i estimat 2018
Addition through merger 2018	69,3	Tilgang gjennom fusjon 2018
Proved developed reserves as at 31.12.18	**294,7**	**Påviste utbygde reserver per 31.12.18**

The proved developed reserves, based on Vår Energi AS' own evaluations based on U.S. Security and Exchange Commission's (SEC) principles, include the following oil and gas fields: Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor, Norne, Åsgard, Heidrun, Mikkel, Urd, Kristin, Skuld, Tyrihans, Marulk, Goliat, Morvin, Balder Ringhorne, Ringhorne Øst, Snorre, Bøyla, Brage, Hyme and Bauge. The total proved reserves at 31.12.18 are 522 million BOE.

7.2 Påviste utbygde reserver (urevidert)

Påviste utbygde reserver, basert på Vår Energi sin egen evaluering basert på amerikanske Securities and Exchange Commissions (SEC) prinsipper, gjelder følgende olje- og gassfelt: Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor, Norne, Åsgard, Heidrun, Mikkel, Urd, Kristin, Skuld, Tyrihans, Marulk, Goliat, Morvin, Balder Ringhorne, Ringhorne Øst, Snorre, Bøyla, Brage, Hyme og Bauge. De totale påviste reserver per 31.12.2018 er 522 millioner BOE.

Concession periods expire as follows: / Konsesjonsperiodene utløper som følger:		Year / År
Ekofisk	PL 018/PL 018 B	2028
Heidrun	PL 095	2024
Heidrun	PL 124	2025
Kristin	PL 134D	2027
Mikkel	PL 092	2024
Mikkel	PL 121	2024
Norne	PL 128/PL 128 B	2026
Urd	PL 128	2026
Skuld	PL 128	2026
Åsgard	PL 062/PL 074/PL 094/	2027
	PL 094 B/PL 134/PL 237/PL 479	
Tyrihans	PL 073/PL 073 B/PL 091	2029
Marulk	PL122 B/C/D	2025
Goliat	PL229 / PL229B	2042
Balder Ringhorne	PL 001/PL 027/PL 027C	2030
	PL 169/PL 028	
Ringhorne Øst	PL 027/PL 169E	2030
Brage	PL 053B/PL 055/PL 185	2030
	PL 055B/PL 055D	
Snorre	PL 057	2040
Bøyla	PL 340/PL 340BS	2029
Hyme	PL 348	2029
Bauge	PL 348/PL 348B	2029

Vår Energi AS financial statements – parent company

Vår Energi AS selskapsregnskap

Statement of income	87	Resultatregnskap
Balance sheet	88	Balanse
Statements of cash flow	90	Kontantstrømoppstilling
Background information		**Bakgrunnsinformasjon**
1.1 Corporate information	91	1.1 Selskapsinformasjon
1.2 Accounting principles	91	1.2 Regnskapsprinsipper
Operational performance		**Drifftsaktiviteter**
2.1 Business combinations (including proforma)	92	2.1 Virksomhetssammenslutning (inkludert proforma)
2.2 Petroleum revenues	93	2.2 Petroleumsinntekter
2.3 Production cost	93	2.3 Produksjonskostnader
2.4 Staff costs and remuneration	93	2.4 Personalkostnader og godtgjørelser
2.5 Exploration licences - changes in status	93	2.5 Leteaktivitet - endringer i status
Asset base		**Eiendeler**
3.1 Intangible assets	94	3.1 Immaterielle eiendeler
3.2 Tangible assets	95	3.2 Varige driftsmidler
3.3 Other non-current assets	96	3.3 Andre finansielle eiendeler
3.4 Inventories	96	3.4 Lager av materiell
3.5 Investment in shares	96	3.5 Aksjer i andre selskaper
Special items and provisions		**Andre forhold og avsetninger**
4.1 Other non-current liabilities	96	4.1 Andre langsiktige forpliktelser
4.2 Abandonment obligation	96	4.2 Fjerningsforpliktelser
4.3 Commitments and contingent liabilities	97	4.3 Forpliktelser og betingede vederlag
Financial instruments, capital structure and equity		**Finansielle instrumenter, kapitalstruktur og egenkapital**
5.1 Financial liabilities and borrowings	99	5.1 Finansielle forpliktelser og rentebærende gjeld
5.2 Other current liabilities	99	5.2 Annen kortsiktig gjeld
5.3 Other current receivables	100	5.3 Andre kortsiktige fordringer
5.4 Changes in shareholder's equity	100	5.4 Aksjekapital
5.5 Financial income and financial expenses	100	5.5 Finansposter
5.6 Financial instruments	100	5.6 Finansielle instrumenter
5.7 Cash and cash equivalents	100	5.7 Kontanter og kontantekvivalenter
Tax		**Skatt**
6.1 Tax	100	6.1 Skatt
Other disclosures		**Andre opplysninger**
7.1 Related parties	102	7.1 Transaksjoner med nærstående parter
7.2 Proved developed reserves (un-audited)	102	7.2 Påviste utbygde reserver (urevidert)

Statement of income

Resultatregnskap

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Sales revenue	2.2	22 113 050	15 792 446	Petroleumsinntekter
Total operating revenue		**22 113 050**	**15 792 446**	**Sum driftsinntekter**
Production costs	2.3, 2.4	-4 111 251	-3 765 707	Produksjonskostnader
Transportation costs		-1 119 631	-1 218 847	Transportkostnader
Exploration costs	2.5, 3.1	-320 452	-940 037	Letekostnader
Depreciation	3.1, 3.2	-8 020 869	-6 547 843	Avskrivninger
Reversal of Write-down	3.2	0	2 197 100	Reversering av nedskrivninger
Total operating costs		**-13 572 203**	**-10 275 334**	**Totale driftskostnader**
Operating profit/(loss) (EBIT)		**8 540 846**	**5 517 112**	**Driftsresultat (EBIT)**
Financial income	5.5	95 320	42 223	Finansinntekt
Financial expenses	5.5	-527 243	-744 217	Finanskostnad
Net financial expenses		**-431 923**	**-701 994**	**Netto finanskostnader**
Profit/(loss) before income taxes		**8 108 923**	**4 815 118**	**Ordinært resultat før skattekostnad**
Taxes on ordinary income	6.1	-5 730 425	-3 474 839	Skattekostnad på ordinært resultat
Profit/(loss) for the period		2 378 498	1 340 279	Årsresultat

Balance sheet

Balanse

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
ASSETS				**EIENDELER**
Non-current assets				**Anleggsmidler**
Intangible assets				**Immaterielle eiendeler**
Goodwill	3.1	236 350	-	Goodwill
Capitalized exploration wells	3.1	575 231	278 700	Aktiverte letebrønner
Tangible fixed assets				**Varige driftsmidler**
Wells and production facilities	3.2	58 743 431	44 497 629	Bore- og produksjonsanlegg
Facilities under construction	3.2	6 146 781	1 197 589	Anlegg under utførelse
Other property, plant and equipment	3.2	218 677	34 335	Andre varige driftsmidler
Financial assets				**Finansielle eiendeler**
Investment in shares	3.5	2 028 288	2 126	Aksjer i andre selskaper
Other non-current assets	3.3, 4.2	1 116 787	-	Andre finansielle eiendeler
Total non-current assets		**69 065 544**	**46 010 379**	**Sum anleggsmidler**
Current assets				**Omløpsmidler**
Inventories	3.4	735 021	378 067	Lager av materiell
Trade receivables	7.1	2 155 090	1 928 320	Kundefordringer
Other receivables	5.3, 5.6	1 088 918	526 997	Andre fordringer
Cash and cash equivalents	5.7	8 376 437	182 112	Kontanter og bankinnskudd
Total current assets		**12 355 466**	**3 015 495**	**Sum omløpsmidler**
TOTAL ASSETS		**81 421 010**	**49 025 875**	**SUM EIENDELER**

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
EQUITY AND LIABILITIES				**EGENKAPITAL OG GJELD**
Equity				**Egenkapital**
Share capital		399 425	278 000	Aksjekapital
Share premium		21 151 241	-	Overkurs
Other equity		-	5 369 058	Annen egenkapital
Total equity	**5.4**	**21 550 666**	**5 647 058**	**Sum egenkapital**
Non-current liabilities				**Langsiktige forpliktelser**
Interest-bearing loans and borrowings	5.1	4 924 541	-	Rentebærende gjeld
Deferred tax liabilities	6.1	15 556 516	12 013 383	Utsatt skatt
Non-current abandonment obligation	4.2	18 768 035	8 903 893	Langsiktige fjerningsforpliktelser
Loans from related companies	5.1	-	19 077 570	Gjeld til nærstående selskap
Pension liability	2.4	260 713	231 142	Pensjonsforpliktelser
Other non-current liabilities	4.1	733 489	98 951	Andre avsetninger for forpliktelser
Total non-current liabilities		**40 243 294**	**40 324 939**	**Sum langsiktige forpliktelser**
Current liabilities				**Kortsiktig gjeld**
Current abandonment obligation	4.2	436 000	-	Kortsiktige fjerningsforpliktelser
Accounts payables	7.1	1 812 309	1 164 231	Leverandørgjeld
Taxes payable	6.1	831 198	100 001	Betalbar skatt
Interest-bearing loans and borrowings	5.1	-	-	Rentebærende gjeld
Accrued dividend	5.4	14 770 399	1 000 000	Avsatt til utbytte
Other current liabilities	5.2	1 777 144	789 645	Annen kortsiktig gjeld
Total current liabilities		**19 627 050**	**3 053 878**	**Sum kortsiktig gjeld**
Total liabilities		**59 870 344**	**43 378 817**	**Sum gjeld**
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES		**81 421 010**	**49 025 875**	**SUM EGENKAPITAL OG GJELD**

Sandnes, 28. februar 2019

Philip D. Hemmens
Styrets leder

Tor Espedal
Styremedlem

Antonio Vella
Styremedlem

Alessandro Puliti
Styremedlem

Massimo Mondazzi
Styremedlem

Grete Myklebust
Styremedlem

Fay-Renée F. Nilsen
Styremedlem

Judith R. Solland
Styremedlem

Kristin F. Kragseth
Administrerende direktør

Statements of cash flow

Kontantstrømoppstilling

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Cash flows from operating activities			**Kontantstrømmer tilført fra virksomheten**
Profit/(Loss) before income taxes	8 108 923	4 815 118	Ordinært resultat før skattekostnad
Depreciation, depletion and amortisation	8 020 869	6 547 843	Avskrivning på eiendeler
Write-down of tangible assets	-	-2 197 100	Nedskrivning av varige driftsmidler
Inventory write-down	-3 432	-9 159	Nedskrivning av varelager
Expensed exploration wells	-27 118	616 178	Utgiftsføring av letebrønner
Utilisation of decommissioning provision	-73 041	-176 547	Utgifter til fjerning
Accretion expenses (asset retirement obligation)	291 196	295 272	Endring i tidselement fjerningsforpliktelse
Changes in inventories, accounts and other payables, trade and other receivables, and provisions	707 681	-405 276	Endring i omløpsmidler og kortsiktig gjeld
Income tax received/(paid)	-1 142 061	201 028	(Betalte)/mottatte skatter
Accrued pension cost	-28 675	-16 375	Avsetning for pensjoner
Net cash flows from/-used in operating activities	**15 854 342**	**9 670 982**	**Netto kontantstrøm fra virksomheten**
Cash flows used in investing activities			**Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter**
Expenditures on exploration and evaluation assets	-269 418	-691 544	Investeringer i letebrønner
Expenditures on other property, plant and equipment	-4 761 359	-3 013 038	Investeringer i varige driftsmidler
Cash acquired in business acquisition	897 732	-	Kontanter tilført gjennom virksomhetssammenslutning
Net cash flows from/-used in investing activities	**-4 133 045**	**-3 704 582**	**Netto kontantstrøm fra investeringer**
Cash flow from financing activities			**Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter**
Proceeds from other paid-in capital	16 550 599	-	Likviditet tilført fra annen innskutt egenkapital
Payment of dividend	-1 000 000	-1 000 000	Betalt aksjeutbytte
Payments of long-term loan and borrowings	-19 077 570	-1 822 236	Økning/(nedgang) langsiktig lån fra tilknyttet selskap
Payments of short-term loan and borrowings	-	-4 001 179	Økning/(nedgang) kortsiktig lån fra tilknyttet selskap
Net cash from/-used in financing activities	**-3 526 971**	**-6 823 415**	**Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter**
Increase/(decrease) in cash	8 194 326	-857 015	Netto endring i likviditetsbeholdning gjennom året
Cash and cash equivalents, beginning of period	182 112	1 039 127	Likviditetsbeholdning pr. 1. januar
Cash and cash equivalents, end of period	**8 376 437**	**182 112**	**Likviditetsbeholdning pr. 31. desember**

Notes to the financial statement – parent company

Noter til selskapsregnskapet

1.1 Corporate information

Corporate information

The financial statements of Vår Energi AS ("Vår Energi" or "the Company") for the year ended 31 December 2018 were authorised for issue in accordance with a Board resolution on 28 February 2019. Vår Energi AS is a limited liability company incorporated and domiciled in Norway and the Company's shares are privately held. The head office is located at Vestre Svanholmen 12, 4313 Sandnes, Norway.

Vår Energi AS is an independent exploration and production (E&P) company with a diverse portfolio of production, development and exploration assets on the Norwegian Continental Shelf (NCS).

On 10 December 2018, Vår Energi was formed following a merger between Eni Norge AS and Point Resources AS. Acquirer was Eni Norge AS. More detailed information is included in note 2.1.

1.2 Accounting principles

Refer to Note 1.2 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's accounting policies.

1.1 Selskapsinformasjon

Selskapsinformasjon

Regnskapet for Vår Energi AS (heretter "selskapet" eller "Vår Energi") for 2018 ble godkjent av styret 28. februar 2019. Vår Energi AS er et aksjeselskap hjemmehørende i Norge og aksjene er privat eid. Selskapets hovedkontor er lokalisert i Vestre Svanholmen 12, 4313 Sandnes, Norge.

Vår Energi AS er et uavhengig lete- og produksjonsselskap med en diversifisert portefølje av eiendeler i produksjon, under utbygging og i letefasen på den norske kontinentalsokkel (NCS).

Vår Energi ble opprettet den 10. desember 2018 ved fusjon mellom Eni Norge AS og Point Resources AS. Overtakende selskap var Eni Norge AS. Mer detaljert informasjon om transaksjonen gis i note 2.1.

1.2 Regnskapsprinsipper

Det henvises til note 1.2 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til regnskapsprinsipper fremkommer.

2.1 Business combinations (including proforma)

On 10 December 2018, Vår Energi was formed following a merger between Eni Norge AS and Point Resources AS. Eni Norge AS is the acquirer in the merger.

The business combination was accounted for using the acquisition method with completion date 10 December 2018. Due to simplification, the assets, liabilites and contingent liabilites are measured at fair value 31 December 2018 and no profit or loss from Point Resources AS are included in the statement of income.

As part of the business combination was 100% of the shares in Point Resources FPSO Holding AS and subsidiaries Point Resources FPSO AS and PR Jotun DA. The value of the shares reflect the fair value of assets and liabilities in subsidiaries.

After initial recognition, goodwill is measured at cost less a straight line five years depreciation plan.

Purchase consideration
As a compensation for the shares in Point Resources AS, Vår Energi AS issued 121 425 new shares to Point Resources Holding AS. The fair value of these corresponds to 30.4% of Eni Norge AS at fair value , NOK 11 758 million.

Purchase price allocation
The fair value of the identifiable assets and liabilities of Point Resources AS as of 31 December 2018:

2.1 Virksomhetssammenslutning (inkludert proforma)

Vår Energi ble etablert 10. desember 2018 ved fusjon av Eni Norge AS og Point Resources AS. Eni Norge AS var overtagende selskap.

Virksomhetssammenslutningen ble bokført ved oppkjøpsmetoden der transaksjondato er satt til 10. desember 2018. For praktiske formål er eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser målt til virkelig verdi per 31. desember 2018, og det regnskapsmessige resultatet til Point Resources AS for 2018 er ikke innregnet i resultatregnskap.

Som en del av virksomhetssammenslutningen, ble 100 % av aksjene i Point Resources FPSO Holding AS og datterselskapene, Point Resources FPSO AS og PR Jotun DA, overdratt til Vår Energi AS. Aksjene reflekterer virkelig verdi av eiendeler og gjeld i datterselskapene.

Etter innregning blir goodwill målt til kostpris og avskrevet lineært over 5 år.

Kjøpsvederlag
Som kompensasjon for overdratte aksjer i Point Resources AS har Vår Energi utstedt 121 425 nye aksjer til Point Resources Holding AS. Virkelig verdi av disse aksjene tilsvarer 30,4 % av Eni Norge AS vurdert til virkelig verdi, NOK 11 758 millioner.

Kjøpsprisallokering
Virkelig verdi av identifiserte eiendeler og gjeld i Point Resources AS pr. 31 desember 2018:

ASSETS	NOK 1000	EIENDELER
Tangible fixed assets		**Varige driftsmidler**
Wells and production facilities	19 485 721	Bore- og produksjonsanlegg
Facilities under construction	2 428 343	Anlegg under utførelse
Other property, plant and equipment	206 843	Andre varige driftsmidler
Other non-current assets	3 105 447	Andre finansielle eiendeler
Total non-current assets	**25 226 354**	**Sum anleggsmidler**
Current assets		**Omløpsmidler**
Inventories	503 970	Lager av materiell
Trade receivables	761 909	Kundefordringer
Other receivables	541 988	Andre fordringer
Cash and cash equivalents	897 732	Kontanter og bankinnskudd
Total current assets	**2 705 599**	**Sum omløpsmidler**
TOTAL ASSETS	**27 931 953**	SUM EIENDELER

LIABILITIES	NOK 1000	GJELD
Non-current liabilities		**Langsiktige forpliktelser**
Interest-bearing loans and borrowings	4 924 541	Rentebærende gjeld
Deferred tax liabilities	285 576	Utsatt skatt
Non-current abandonment obligation	9 134 255	Langsiktige fjerningsforpliktelser
Other non-current liabilities	619 432	Andre avsetninger for forpliktelser
Total non-current liabilities	**14 963 803**	**Sum langsiktige forpliktelser**
Current liabilities		**Kortsiktig gjeld**
Current abandonment obligation	436 000	Kortsiktige fjerningsforpliktelser
Accounts payables	1 065 130	Leverandørgjeld
Taxes payable	-553 901	Betalbar skatt
Interest-bearing loans and borrowings	-	Rentebærende gjeld
Other current liabilities	499 464	Annen kortsiktig gjeld
Total current liabilities	**1 446 693**	**Sum kortsiktig gjeld**
Total liabilities	**16 410 496**	**Sum gjeld**
Total net assets at fair value	11 521 457	Netto eiendeler til virkelig verdi
Purchase consideration	11 757 806	Kjøpsvederlag
Goodwill	**236 350**	**Goodwill**

Pro-forma figures:
The Board of Directors considers the pro-forma numbers presented in the table below to represent an approximate measure of the performance of the combined company on an annualised basis and to provide a reference point for comparison in future periods. The pro-forma figures for the Vår Energi has been calculated as if the merger had taken place 1 January 2017.

Pro-forma finansiell informasjon
Styret vurderer proforma-tallene, som presentert i tabellen under, til å representere omtrentlige salgsinntekter for selskapet samt gi sammenligningsgrunnlag for fremtidige perioder. Proforma-tallene er beregnet som om fusjonen hadde funnet sted 1. januar 2017.

PRO-FORMA			
1 January - 31 December (NOK 1 000)	2018	2017	1. januar - 31. desember (NOK 1000)
Petroleum revenues	29 158 329	22 503 911	Petroleumsinntekter

2.2 Petroleum revenues
Refer to Note 2.2 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's petroleum revenues.

2.2 Petroleumsinntekter
Det henvises til note 2.2 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til petroleumsinntekter fremkommer.

2.3 Production cost
Refer to Note 2.3 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's production cost.

2.3 Produksjonskostnader
Det henvises til note 2.3 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til produksjonskostnader fremkommer.

2.4 Staff costs and remuneration
Refer to Note 2.4 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's staff costs and remuneration.

2.4 Personalkostnader og godtgjørelser
Det henvises til note 2.4 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til personalkostnader og godtgjørelser fremkommer.

2.5 Exploration licences - Change in status
Refer to Note 2.5 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's exploration licences.

2.5 Leteaktivitet - endringer i status
Det henvises til note 2.5 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til endringer i status på selskapets leteaktivitet fremkommer.

3.1 Intangible assets

3.1 Immaterielle eiendeler

NOK 1000	Goodwill	Capitalized exploration wells / Aktiverte letebrønner	Total	NOK 1000
Cost as at 1 January 2017	**-**	**769 699**	**769 699**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2017**
Additions	-	691 544	691 544	Tilgang
Reclassification	-	-566 365	-566 365	Reklassifisering
Disposals	-	-616 178	-616 178	Avgang
Cost as at 31 December 2017	**-**	**278 700**	**278 700**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2017**
Depletion and impairment as at 1 January 2017	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2017**
Depreciation	-	-	-	Avskrivning
Provision for impairment	-	-	-	Nedskrivning
Disposals	-	-	-	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2017	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2017**
Net book value as at 31 December 2017	**-**	**278 700**	**278 700**	**Bokført verdi per 31 desember 2017**
Cost as at 1 January 2018	**-**	**278 700**	**278 700**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2018**
Additions	-	269 412	269 412	Tilgang
Additions through business combinations	236 350	-	236 350	Tilgang gjennom virksomhetssammenslutning
Reclassification	-	-	-	Reklassifisering
Disposals	-	27 118	27 118	Avgang
Cost as at 31 December 2018	**236 350**	**575 231**	**811 580**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2018**
Depletion and impairment as at 1 January 2018	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2018**
Depreciation	-	-	-	Avskrivning
Provision for impairment	-	-	-	Nedskrivning
Disposals	-	-	-	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2018	**-**	**-**	**-**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2018**
Net book value as at 31 December 2018	**236 350**	**575 231**	**811 580**	**Bokført verdi per 31 desember 2018**

3.2 Tangible assets

3.2 Varige driftsmidler

NOK 1000	Wells and production facilities / Bore- og produksjons-anlegg	Facilities under construction / Anlegg under utførelse	Other property, plant and equipment / Andre varige driftsmidler	Total	NOK 1000
Cost as at 1 January 2017	**101 617 764**	**78 433**	**354 794**	**102 050 991**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2017**
Additions	1 114 736	998 645	1 568	2 114 949	Tilgang
Reclassification	445 854	120 511	-	566 365	Reklassifisering
Disposals	-109 537	-	-	-109 537	Avgang
Cost as at 31 December 2017	**103 068 817**	**1 197 589**	**356 362**	**104 622 768**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2017**
Depletion and impairment as at 1 January 2017	**-54 360 671**	**-**	**-291 338**	**-54 652 008**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2017**
Depreciation	-6 517 154	-	-30 689	-6 547 843	Avskrivning
Reversal of impairment	2 197 100	-	-	2 197 100	Reversering av nedskrivning
Disposals	109 537	-	-	109 537	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2017	**-58 571 188**	**-**	**-322 027**	**-58 893 214**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2017**
Net book value as at 31 December 2017	**44 497 629**	**1 197 589**	**34 335**	**45 729 554**	**Bokført verdi per 31 desember 2017**
Cost as at 1 January 2018	**103 068 817**	**1 197 589**	**356 362**	**104 622 768**	**Anskaffelseskost per 1 januar 2018**
Additions	2 631 912	2 646 516	870	5 279 297	Tilgang
Additions through business combinations	19 485 721	2 428 343	206 843	22 120 907	Tilgang gjennom virksomhetssammenslutning
Reclassification	125 667	-125 667	-	-	Reklassifisering
Disposals	-	-	-	-	Avgang
Cost as at 31 December 2018	**125 312 116**	**6 146 781**	**564 075**	**132 022 972**	**Anskaffelseskost per 31 desember 2018**
Depletion and impairment as at 1 January 2018	**-58 571 188**	**-**	**-322 027**	**-58 893 215**	**Avskrivning og nedskrivning per 1 januar 2018**
Depreciation	-7 997 498	-	-23 371	-8 020 869	Avskrivning
Provision for impairment	-	-	-	-	Nedskrivning
Disposals	-	-	-	-	Avgang
Depletion and impairment as at 31 December 2018	**-66 568 686**	**-**	**-345 398**	**-66 914 084**	**Avskrivning og nedskrivning per 31 desember 2018**
Net book value as at 31 December 2018	**58 743 431**	**6 146 781**	**218 677**	**65 108 889**	**Bokført verdi per 31 desember 2018**

As at 31 December 2018 KNOK 3 025 573 of the gross book value is capitalized interest.

Per 31 desember 2018 er KNOK 3 025 573 av anskaffelseskost aktiverte renter.

Specification of increase in asset retirement cost and depreciation

Spesifikasjon av endring i fjerningsestimat og avskrivninger

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Increase/decrease in asset retirement cost	1 746 845	(898 089)	Økning/reduksjon av fjerningsestimat
Asset retirement cost depreciation	370 976	327 797	Avskrivning av fjerningsestimat

Impairment

Cash generating units (CGU) (fields) are assessed for potential loss in value when events or changes of circumstances indicate that the book value of the CGU is higher than the recoverable amount. A test for impairment is carried out for CGUs with impairment trigger and further net present value calculations is performed for the relevant fields. No impairment triggers have been identified this year and there are no impairments or reversal of previous years impairments.

Write-downs are recognised when the book value exceeds the recoverable amount. Tangible assets have been measured at fair value at 31 December 2018 as part of the merger between Eni Norge AS and Point Resources AS and used as basis for recoverable amount.

The Company has used Eni SpA's long-term price, discount rate, exchange rate and inflation rate assumptions. Proven, probable and risked possible reserves are used as a basis for future cash flows. In addition, Vår Energi's long-term budgets for investments, operating cost and removal cost are used.

Nedskrivning

Kontantgenererende enheter (KGE) blir vurdert for potensielt verdifall når hendelser eller endringer i forutsetningene indikerer at bokført verdi på den enkelte KGE er høyere enn gjenvinnbart beløp. Det gjennomføres test for nedskrivning basert på indikatorer for nedskrivning, og det gjøres ytterligere nåverdiberegninger for aktuelle felt. Ingen indikatorer for nedskrivning har blitt identifisert dette året, og det har ikke blitt bokført nedskrivninger eller reversering av tidligere års nedskrivninger.

Nedskrivningen resultatføres når balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp. Varige driftsmidler har blitt målt til virkelig verdi per 31. desember 2018 som en del av fusjonen mellom Eni Norge AS og Point Resources AS, og er brukt som basis for gjenvinnbart beløp.

Selskapet har benyttet estimatene til Eni SpA for langsiktige prisforutsetninger, diskonteringsrente, valutakursforutsetninger og inflasjonsrate . Påviste, sannsynlige og risikovektede mulige reserver er brukt som basis for fremtidige kontantstrømmer. I tillegg er Vår Energi sine langsiktige budsjett for investeringer, driftskostnader og fjerningskostnader benyttet.

3.3 Other non-current assets

Refer to Note 3.3 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's non-current assets.

3.3 Andre finansielle eiendeler

Det henvises til note 3.3 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til andre finansielle eiendeler fremkommer.

3.4 Inventories

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Inventory, spare parts & drilling material	679 106	181 991	Reservedeler og borelager
Physical oil inventory	55 916	196 076	Fysisk oljelager
Total inventory	**735 021**	**378 067**	**Totalt lager av materiell**

3.4 Lager av materiell

3.5 Investment in shares

Shares in subsidiaries NOK 1000	Business location / Forretningssted	Book Value / Bokført verdi	Ownership 2018 / Eierskap 2018	Aksjer i datterselskap NOK 1000
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes, Norway	2 026 162	100 %	Point Resources FPSO Holding AS

Other investments in shares NOK 1000	Business location / Forretningssted	Book Value / Bokført verdi	Ownership 2018 / Eierskap 2018	Andre aksjeinvesteringer NOK 1000
Norpipe Oil AS	Tananger, Norway	1 526	6,52 %	Norpipe Oil AS
Tjeldbergodden Utvikling AS	Kjørsvikbugen, Norway	600	0,48 %	Tjeldbergodden Utvikling AS

3.5 Aksjer i andre selskaper

4.1 Other non-current liabilities

Refer to Note 4.1 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's non-current liabilities.

4.1 Andre langsiktige forpliktelser

Det henvises til note 4.1 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til andre langsiktige forpliktelser fremkommer.

4.2 Abandonment obligation

Refer to Note 4.2 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's abandonment obligation.

4.2 Fjerningsforpliktelser

Det henvises til note 4.2 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til fjerningsforpliktelser fremkommer.

4.3 Commitments and contingent liabilities

Other contractual obligations

Minimum work programs

The Company is required to participate in the approved work programs for the licences. Together with the licence partners there is an obligation to participate in drilling wells according to the licence agreements. Remaining drilling commitments at December 31, 2018 are 11 wells, with an estimated cost of NOK 608 million.

Operating lease commitments

Vår Energi has entered into lease agreements for drilling rigs, helicopter, storage vessel and other vessels to secure planned activities. The Company has lease agreements for offices in Sandnes, Oslo and Hammerfest. In addition as a partner in the Ekofisk-licence the company has a leasing agreement for the offices and base in Tananger. Future minimum lease payments under non-cancellable operating leases as at 31 December are as follows:

4.3 Forpliktelser og betingede vederlag

Andre kontraksforpliktelser

Minimum arbeidsprogram

Selskapet er forpliktet til å delta i godkjente arbeidsprogram i lisensene. Sammen med lisenspartnerne er man forpliktet til å bore brønner i henhold til lisensavtalene. Gjenstående boreforpliktelser per 31. desember 2018 er 11 brønner med et samlet kostnadsestimat på NOK 608 millioner.

Operasjonelle leieavtaler

Vår Energi har inngått leieavtaler for borerigger, helikoptere, lagerskip og andre fartøyer for å sikre planlagte aktiviteter. Selskapet har leieavtaler for kontorene i Sandnes, Oslo og Hammerfest. I tillegg har Vår Energi som partner i Ekofisk-lisensen en leieavtale for kontor- og baseanlegg i Tananger. Videre følger minimums leiebetalinger under ikke-kanselerbare leiekontrakter per 31. desember:

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Within one year	2 783 755	980 531	Innen ett år
After one year but not more than five years	2 799 233	2 465 350	Etter ett år, men ikke mer enn fem år
More than five years	403 590	503 785	Mer enn fem år
Total operating lease commitments	**5 986 578**	**3 949 666**	**Totale operasjonelle leieforpliktelser**

Finance lease commitments

After Point Resources AS sold the shares in ExxonMobil Property Norway (2) AS in 2017 it immediately entered a finance lease for the office building located in Grenseveien 6, 4313 Sandnes. The rent is adjusted annually in accordance with the Norwegian consumer price index. Future minimum lease payments, together with the present value of the net minimum lease payments are as follows:

Finansiell leieforpliktelse

Etter at Point Resources AS solgte aksjene i ExxonMobil Property Norway (2) AS i 2017 gikk selskapet umiddelbart inn i en finansiell leieavtale for kontorbygget i Grenseveien 6, 4313 Sandnes. Leien justeres årlig i henhold til norsk konsumprisindeks. Videre følger minimums leiebetalinger sammen med nåverdien av netto minimums leiebetalinger:

	2018		
NOK 1000	Minimum payments Minimumsbetalinger	Present value of payments Nåverdi av betalinger	NOK 1000
Within one year	19 409	18 735	Innen ett år
After one year but not more than five years	82 611	61 401	Etter ett år, men ikke mer enn fem år
More than five years	357 704	117 438	Mer enn fem år
Total minimum lease payments	**459 725**	**197 574**	**Total minimum leiebetaling**
Less amounts representing finance charges	(262 151)	-	Fratrukket finanskostnader
Present value of minimum lease payments	**197 574**	**197 574**	**Nåverdi av minimum leiebetalinger**

Liability for damages/insurance

The Company's operations involve risk for damages, including pollution. Installations and operations are covered by an operations insurance policy.

Ansvar ved skader/forsikring

Selskapets drift involverer risiko for skader, inkludert forurensning. Installasjoner og operasjoner er dekket av driftsforsikring.

Guarantees

The Company has provided guarantees with NOK 13.9 mill in favour of Aker BP ASA and NOK 1.9 million in favour of Gassco.

Garantier

Selskapet har garantiansvar på NOK 13,9 millioner i favør av Aker BP ASA og NOK 1,9 millioner i favør av Gassco.

Other obligations
Related to the decommissioning of Jotun B, there is a cancellation fee of USD 10 million in the contract with Heerema.

Vår Energi has contingent liabilities in respect of agreements with pipeline and processing companies, whereby it may be required to provide such companies with additional funds against future transportation and processing of petroleum liquids and natural gas delivered by Vår Energi to these companies.

Contingencies
As part of the purchase agreement between Point Resources AS and ExxonMobil in 2017, Point Resources AS agreed to pay an annual contingent consideration to ExxonMobil the following 5 years after transaction close if the yearly average oil price exceeds a certain threshold. The maximum contingent consideration each year is USD 25 million. As of 31 December 2018, the fair value of future contingent consideration was estimated to USD 19 / NOK 168 million and was recognised as a liability. Through the merger between Point Resources AS and Eni Norge AS, this contingent consideration has been transferred to Vår Energi AS.

In addition, the purchase agreement defined a contingent consideration related to possible development of the Forseti structure. As of 31 December 2018, the fair value of this consideration was estimated to USD 29 / NOK 254 million and was recognised as a liability.

Future deposit requirements
As part of the Sale and Purchase Agreement (SPA) with ExxonMobil in 2017, the Company shall deposit to the seller a post-tax amount of USD 127 million 1 January 2022. According to the Norwegian Petroleum Act Section 5-3(3) ExxonMobil is secondarily financially responsible for the asset retirement obligation related to interest in the oil fields acquired by the Company. ExxonMobil is in accordance with the SPA required to repay (without any delay) Vår Energi AS the entire deposit in an event where the sellers liability do not materialize (i.e. Point Resources fulfils the assets retirement commitments for the acquired licences according to plan).

The Post Completion Payment does not satisfy the definition of a liability as the future payment is not an obligation at the merger date from past events for Vår Energi. The deposit is considered only to be a part of the agreement due to the requirements in the Petroleum Act Section 5-3(3) and not part of the pricing and valuation of the transaction between the parties. The Post Completion Payment is not expected to materialize and Vår Energi's obligation is already indirectly included under the ARO liability related to assets and liabilities from the merger with Point Resources.

Andre forpliktelser
Relatert til fjerning av Jotun B er det et kanselleringsgebyr på USD 10 millioner i kontrakten med Heerema.

Under avtaler med rørlednings- og foredlingsselskaper har Vår Energi mulige forpliktelser idet disse selskaper kan kreve inn midler for fremtidig transport og foredling av flytende petroleum og gass som leveres av Våre Energi til disse selskapene.

Betingede forpliktelser
Som en del av kjøpsavtalen mellom Point Resources AS og ExxonMobil i 2017, avtalte Point Resources å betale et årlig betinget vederlag til ExxonMobil de påfølgende 5 årene etter gjennomført transaksjon dersom gjennomsnittlig årlig oljepris overstiger en kontraktsfestet terskel. Maksimalt betinget vederlag per år er USD 25 millioner. Per 31. desember 2018 var virkelig verdi av fremtidige betingede vederlag estimert til USD 19/ NOK 168 millioner og bokført som en forpliktelse. Gjennom fusjonen mellom Point Resources AS og Eni Norge AS har dette betingede vederlaget blitt overført til Vår Energi AS.

I tillegg er det i kjøpsavtalen avtalt et betinget vederlag relatert til mulig utvikling av Forseti-strukturen. Per 31. desember 2018 er virkelig verdi av denne betingelsen estimert til USD 29 / NOK 254 millioner og bokført som en forpliktelse.

Fremtidige innskuddskrav
Som en del av salgs- og kjøpsavtalen med ExxonMobil i 2017, skal selskapet betale til selger et etter skatt beløp på USD 127 millioner 1. januar 2022. I henhold til Petroleumsloven paragraf 5-3 (3) er ExxonMobil sekundært finansielt ansvarlig for avslutningsforpliktelser relatert til eierandeler i oljefelt ervervet av selskapet. ExxonMobil er i henhold til salgs- og kjøpsavtalen forpliktet til å umiddelbart tilbakebetale Point Resources hele innskuddet dersom selgers forpliktelse ikke materialiserer seg (dvs. Vår Energi innfrir avslutningsforpliktelsene for de ervervede lisensene i henhold til planen).

Denne betalingen tilfredsstiller ikke definisjonen for forpliktelse for fremtidig betaling og er derfor ikke bokført som en forpliktelse ved fusjonsdato for Vår Energi. Dette innskuddet vurderes som en del av avtalevilkårene på grunn av kravene i Petroleumsloven paragraf 5-3(3) og er ikke en del av verdsettelsen av transaksjonen mellom partene.

Betalingen forventes ikke å materialisere seg og Vår Energis forpliktelse er allerede indirekte inkludert i avslutningsforpliktelsen relatert til eiendeler og forpliktelser fra fusjonen med Point Resources.

5.1 Financial liabilities and borrowings

5.1 Finansielle forpliktelser og rentebærende gjeld

Interest-bearing loans and borrowings / **Rentebærende gjeld**

NOK 1000	Maturity / Løpetid	2018	2017	NOK 1000
RBL credit facility 1)	2024	3 975 410	-	RBL kredittfasilitet 1)
Deferred payment ExxonMobil	2020	1 291 783	-	Utsatt betaling ExxonMobil 2)
Prepaid RBL loan expenses		-342 652	-	Forskuddsbetalte lånekostnader, RBL
Total non-current interest-bearing loans and borrowings		**4 924 541**	**-**	**Total langsiktig rentebærende gjeld**

Loans from related companies	2018	2017	Lån fra nærstående parter
Loans from related companies 3)	-	19 077 570	Lån fra nærstående parter 3)
Total loans from related companies	**-**	**19 077 570**	**Totalt lån fra nærstående parter**

1) In relation to the reserve based lending facility, Vår Energi AS is obliged to submit a liquidity test ahead of making distributions to shareholders in addition to 1 April and 1 October to ensure that liquidity levels comply with what is outlined in the RBL agreement. In addition, there are covenants related to a maximum ratio of net debt divided by EBITDAX and a minimum ratio of EBITDA to Interest Expenses. The Company is in compliance with its covenants as at 31 December 2018.

2) Loans from related companies have been settled in 2018 as part of merger process between Eni Norge AS and Point Resources AS.

1) I forbindelse med den reservebaserte lånefasiliteten er Vår Energi forpliktet til å gjøre en likviditetstest før utdelinger til aksjonærer i tillegg til 1. april og 1. oktober, for å sikre at likviditetsnivået følger vilkårene gitt i RBL-avtalen. I tillegg er gitte vilkår relatert til en maksimal andel av netto gjeld delt på EBITDAX og en minimums andel av EBITDA mot renteutgifter. Selskapet er i overensstemmelse med lånevilkår pr. 31. desember 2018.

2) Lån fra nærstående part har blitt gjort opp i 2018 som en del av fusjonsprosessen mellom Eni Norge AS og Point Resources AS.

Credit facilities - utilised and unused amount / **Kredittfasiliteter - benyttet og ubenyttet beløp**

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Drawn amount credit facilities	3 975 410	-	Opptrekksbeløp kredittfasiliteter
Undrawn amount credit facilities	19 758 231	-	Ubenyttet beløp kredittfasiliteter

The RBL credit facility has an undrawn amount of NOK 19 758 million as at 31 December 2018.

RBL kredittfasiliteten har et ubenyttet beløp på NOK 19 758 millioner per 31. desember 2018.

Security related to the Company's borrowing base facility include mortgages over the Borrower's licene interests in all underlying assets, from time to time; assignment of the Borrower's claims under the insurances providing coverage for any underlying asset; and assignment of the Borrower's monetary claims under each hedging agreement.

Pantstillelse nedfelt i selskapets låneavtale inkluderer sikkerhet i alle underliggende lisensandeler, krav gjennom forsikring av underliggende eiendeler og låntagers monetære krav gjennom hedging-avtaler.

5.2 Other current liabilities

5.2 Annen kortsiktig gjeld

NOK 1000	Note	2018	2017	NOK 1000
Net overlift of hydrocarbons		472 819	346 392	Netto meruttak av hydrokarboner
Net payables to joint operations		774 106	296 945	Netto gjeld til fellesoperasjoner
Employees		150 002	47 556	Ansatte
Accrued public charges and indirect taxes		185 168	98 753	Skyldige offentlige avgifter
Lease commitment Grenseveien office	4.3	19 409	-	Leieforpliktelse Grenseveien kontorbygg
Contingent consideration	4.3	97 252	-	Betingede vederlag
Other payables		78 387	-	Andre
Total other current liabilities		**1 777 144**	**789 645**	**Total annen kortsiktig gjeld**

5.3 Other current receivables

Refer to Note 5.3 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's current receivables.

5.3 Andre kortsiktige fordringer

Det henvises til note 5.3 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til andre kortsiktige fordringer fremkommer.

5.4 Changes in shareholder's equity

NOK 1000	Share Capital / Aksje-kapital	Share Premium / Overkurs	Other Equity / Annen egenkapital	Total Equity / Total egenkapital	NOK 1000
Opening Balance	278 000	-	5 369 058	5 647 058	Åpningsbalanse
Capital Increase	-	16 550 599	-	16 550 599	Kapitalinnskudd
Additions through business combination	121 425	18 578 575	(6 942 198)	11 757 802	Tilgang ved virksomhetssammenslutning
Dividends Accrued	-	(13 977 934)	(792 465)	(14 770 399)	Avsatt til utbytte
Transactions booked to equity (1)	-	-	(12 892)	(12 892)	Transaksjoner ført mot egenkapital 1)
Profit and loss for the year	-	-	2 378 498	2 378 498	Årsresultat
Closing balance	**399 425**	**21 151 241**	**-**	**21 550 666**	**Sluttbalanse**

Share capital amounted to NOK 399 425 000 as of 31 December 2018 which consisted of 399 425 shares at par value NOK 1 000. Every share has equal voting rights, 1 share equals 1 vote.

At 1 December 2018 ENI International B.V. held all the 278 000 shares in Vår Energi AS. In relation to the business combination with Point Resources AS, a capital increase was made where 121 425 shares were issued to Point Resources Holding AS.

(1) Change in estimate on pension liability booked to equity post tax.

5.4 Aksjekapital

Aksjekapitalen utgjorde totalt NOK 399 425 000 pr. 31. desember 2018 og består av 399 425 aksjer til pari kurs NOK 1 000. Det er lik stemmerett for alle aksjer og 1 aksje gir 1 stemme.

Pr. 1. desember 2018 eide ENI International B.V. alle aksjer i Vår Energi AS, totalt 278 000. Aksjekapitalen ble utvidet med 121 425 aksjer i forbindelse med virksomhetssammenslutning med Point Resources AS.

(1) Endring i estimat for pensjonsforpliktelse ført mot egenkapital etter skatt.

5.5 Financial income and financial expenses

Refer to Note 5.5 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's financial income and expenses.

5.5 Finansposter

Det henvises til note 5.5 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til finansposter fremkommer.

5.6 Financial instruments

Refer to Note 5.6 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's financial instruments.

5.6 Finansielle instrumenter

Det henvises til note 5.6 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til finansielle instrumenter fremkommer.

5.7 Cash and cash equivalents

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Bank deposits, unrestricted	8 262 593	126 353	Bankinnskudd, frie midler
Bank deposits, restricted, employee taxes	113 844	55 759	Bankinnskudd, bundne midler, skattetrekk
Total bank deposits	**8 376 437**	**182 112**	**Totale kontanter og kontantekvivalenter**

5.7 Kontanter og kontantekvivalenter

6.1 Tax

Tax costs are measured when the cost arises. A corresponding tax asset/liability will be booked when the tax issues is related to timing of expense/income for tax purposes. Tax cost relates to Eni Norge AS income statement on a stand alone basis while payable tax and deferred tax in the balance sheet also includes values from the merged company Point Resources AS and its subsidaries. Difference in taxes due to the merger is reflected towards equity.

6.1 Skatt

Selskapet kostnadsfører skattekostnader når de oppstår. Når skattesaker er begrenset til tidspunktet for skattemessig fradrag/inntektsførsel, vil det bli registrert tilhørende utsatt skatt eiendel/gjeld. Selskapets skattekostnad bygger på tidligere Eni Norge AS sitt resultat alene, mens betalbar skatt og utsatt skatt i balansen omfatter verdier fra det innfusjonerte selskapet Point Resources AS. Forskjell i skatter knyttet til fusjonen er ført mot egenkapital.

NOK 1000	2018	2017	NOK 1000
Basis for taxes			**Skattegrunnlag**
Income before taxes	8 108 923	4 815 118	Resultat før skattekostnad
Marginal tax rate (78%)	6 324 960	3 755 792	Marginal skattesats (78 %)
Tax effect of			**Skatteeffekt av:**
- Permanent and other differences	(2 411)	107 229	- Permanente og andre forskjeller
- Change in tax rate	(17 927)	(87 788)	- Endringer i skatterate
- Earned uplift	(555 073)	(348 762)	- Opptjent friinntekt
- Previous years' adjustment	(19 124)	48 368	- Justeringer tidligere år
This year's tax cost	**5 730 425**	**3 474 839**	**Årets skattekostnad**
Specification of the year's tax cost			**Spesifikasjon årets skattekostnad**
Payable tax	2 431 098	-	Betalbar skatt
Previous years payable taxes	(3 940)	40 009	Tidligere års skatt
Deferred tax related to tax rate change	(17 927)	(87 788)	Utsatt skatt relatert til endring i skatterate
Deferred tax	3 321 194	3 522 618	Utsatt skatt
This year's tax cost	5 730 425	3 474 839	Årets skattekostnad
Payable tax as of 31.12.			**Betalbar skatt pr. 31.12.**
Income before taxes	8 108 923	4 815 118	Resultat før skattekostnad
Permanent differences	9 036	19 902	Permanente forskjeller
Change in timing differences	1 239 026	(3 562 380)	Endring i midlertidige forskjeller
Utilization of carry forward loss	(573 972)	(1 272 640)	Bruk av underskudd til fremføring
Base for 23% income tax	**8 783 013**	**-**	**Grunnlag for 23 % inntektsskatt**
Uplift	(8 349 140)	(1 813 402)	Friinntekt
Onshore income	313 409	144 283	Landinntekt
Base for 55% special tax	**747 282**	**(1 669 119)**	**Grunnlag for 55 % særskatt**
23% income tax	2 020 093	-	23 % inntektsskatt
55% special tax	411 005	-	55 % særskatt
Payable/Receivable tax on the result	2 431 098	-	Betalbar skatt
Receivable/Payable previous year's tax assessments	100 001	100 001	Betalbar skatt tidligere års skatteoppgjør
Tax instalment for the year	(1 146 000)		Terminbetaling for året
Point Resources net tax payable	(553 901)	-	Point Resources netto betalbar skatt
Payable tax at year-end	**831 198**	**100 001**	**Sum betalbar skatt i balansen**
Current tax recivable at year-end	**-**	**-**	**Skattefordring i balansen**
Temporary timing differences as of 31.12.			**Midlertidige forskjeller pr. 31.12.**
Properties, plant and equipment	38 763 205	31 085 210	Anleggsmidler
Decommissioning/environmental	(17 824 847)	(8 943 080)	Fjerning/miljøkostnader
Pension liability	(260 713)	(231 142)	Pensjonsforpliktelser
Other	1 001 207	239 333	Annet
Fiscal loss carry forward	-	(558 313)	Underskudd til fremføring
Basis for deferred ordinary taxes	**21 678 852**	**21 592 008**	**Grunnlag for utsatt selsk.skatt**
Uplift carry forward and future uplift	(1 894 203)	(8 662 861)	Fremførbart underskudd og fremtidig friinntekt
Onshore activity	(521 848)	(116 019)	Landaktivitet
Basis for deferred special taxes	**19 262 801**	**12 813 128**	**Grunnlag utsatt særskatt**
Ordinary tax 22%	4 769 347	4 966 162	Inntektsskatt 22 %
Special tax 56%	10 787 169	7 047 220	Særskatt 56 %
Deferred tax liabilities	**15 556 516**	**12 013 383**	**Utsatt skattegjeld**

Temporary differences relates to merged company as of 31.12.2018.

Midlertidige forskjeller gjelder for fusjonert selskap per 31.12.2018.

7.1 Related parties

Refer to Note 7.1 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's related parties.

7.2 Proved developed reserves (un-audited)

Refer to Note 7.2 in the Consolidated Financial Statements disclosing information to the Company's proved developed reserves.

7.1 Transaksjoner med nærstående parter

Det henvises til note 7.1 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til transaksjoner med nærstående fremkommer.

7.2 Påviste utbygde reserver (urevidert)

Det henvises til note 7.2 i konsernregnskapet der informasjon knyttet til påviste utbygde reserver fremkommer.

Statsautoriserte revisorer
Ernst & Young AS

Vassbotnen 11a Forus, NO-4313 Sandnes
Postboks 8015, NO-4068 Stavanger

Foretaksregisteret: NO 976 389 387 MVA
Tlf: +47 24 00 24 00

www.ey.no
Medlemmer av Den norske revisorforening

Building a better working world

INDEPENDENT AUDITOR'S REPORT

To the Annual Shareholders' Meeting of Vår Energi AS

Report on the audit of the financial statements

Opinion

We have audited the financial statements of Vår Energi AS, which comprise the financial statements for the parent company and the Group. The financial statements for the parent company and the Group comprise the balance sheets as at 31 December 2018, the income statement and statements of cash flows for the year then ended and notes to the financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the financial statements have been prepared in accordance with laws and regulations and present fairly, in all material respects, the financial position of the Company and the Group as at 31 December 2018 and their financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the Norwegian Accounting Act and accounting standards and practices generally accepted in Norway.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with laws, regulations, and auditing standards and practices generally accepted in Norway, including International Standards on Auditing (ISAs). Our responsibilities under those standards are further described in the *Auditor's responsibilities for the audit of the financial statements* section of our report. We are independent of the Company and the Group in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the financial statements in Norway, and we have fulfilled our ethical responsibilities as required by law and regulations. We have also complied with our other ethical obligations in accordance with these requirements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Other information

Other information consists of the information included in the Company's annual report other than the financial statements and our auditor's report thereon. The Board of Directors and Chief Executive Officer (management) are responsible for the other information. Our opinion on the financial statements does not cover the other information, and we do not express any form of assurance conclusion thereon.

In connection with our audit of the financial statements, our responsibility is to read the other information, and, in doing so, consider whether the other information is materially inconsistent with the financial statements or our knowledge obtained in the audit, or otherwise appears to be materially misstated. If, based on the work we have performed, we conclude that there is a material misstatement of this other information, we are required to report that fact. We have nothing to report in this regard.

Responsibilities of management for the financial statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of the financial statements in accordance with the Norwegian Accounting Act and accounting standards and practices generally accepted in Norway, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

In preparing the financial statements, management is responsible for assessing the Company's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the

Building a better working world

going concern basis of accounting, unless management either intends to liquidate the Company or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Auditor's responsibilities for the audit of the financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISAs will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements.

As part of an audit in accordance with law, regulations and generally accepted auditing principles in Norway, including ISAs, we exercise professional judgment and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management;
- conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the Group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the Board of Directors' report

Based on our audit of the financial statements as described above, it is our opinion that the information presented in the Board of Directors' report concerning the financial statements , the going concern assumption and proposal for the allocation of the result is consistent with the financial statements and complies with the law and regulations.

Building a better working world

Opinion on registration and documentation

Based on our audit of the financial statements as described above, and control procedures we have considered necessary in accordance with the International Standard on Assurance Engagements (ISAE) 3000, *Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*, it is our opinion that management has fulfilled its duty to ensure that the Company's accounting information is properly recorded and documented as required by law and bookkeeping standards and practices accepted in Norway.

Stavanger, 28 February 2019

ERNST & YOUNG AS

Erik Søreng
State Authorised Public Accountant (Norway)

(This translation from Norwegian has been made for information purposes only.)

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

Statsautoriserte revisorer
Ernst & Young AS

Vassbotnen 11a Forus, NO-4313 Sandnes
Postboks 8015, NO-4068 Stavanger

Foretaksregisteret: NO 976 389 387 MVA
Tlf: +47 24 00 24 00

www.ey.no
Medlemmer av Den norske revisorforening

UAVHENGIG REVISORS BERETNING

Til generalforsamlingen i Vår Energi AS

Uttalelse om revisjonen av årsregnskapet

Konklusjon

Vi har revidert årsregnskapet for Vår Energi AS som består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet og konsernregnskapet består av balanse per 31. desember 2018, resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Etter vår mening er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettvisende bilde av selskapets og konsernets finansielle stilling per 31. desember 2018, og av deres resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret avsluttet per denne datoen i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge.

Grunnlag for konklusjonen

Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder de internasjonale revisjonsstandardene (ISA-ene). Våre oppgaver og plikter i henhold til disse standardene er beskrevet i avsnittet *Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet*. Vi er uavhengige av selskapet og konsernet i samsvar med de relevante etiske kravene i Norge knyttet til revisjon slik det kreves i lov og forskrift. Vi har også overholdt våre øvrige etiske forpliktelser i samsvar med disse kravene. Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

Øvrig informasjon

Øvrig informasjon omfatter informasjon i selskapets årsrapport bortsett fra årsregnskapet og den tilhørende revisjonsberetningen. Styret og daglig leder (ledelsen) er ansvarlig for den øvrige informasjonen. Vår uttalelse om revisjonen av årsregnskapet dekker ikke den øvrige informasjonen, og vi attesterer ikke den øvrige informasjonen.

I forbindelse med revisjonen av årsregnskapet er det vår oppgave å lese den øvrige informasjonen med det formål å vurdere hvorvidt det foreligger vesentlig inkonsistens mellom den øvrige informasjonen og årsregnskapet eller 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.

Ledelsens ansvar for årsregnskapet

Ledelsen er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet i samsvar med lov og forskrifter, herunder for at det gir et rettvisende bilde i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge. 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 må ledelsen ta standpunkt til selskapets evne til fortsatt drift og 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 selskapet eller legge ned virksomheten, eller ikke har noe annet realistisk alternativ.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

Revisors oppgaver og plikter ved revisjonen av årsregnskapet

Vårt mål er å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller 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. Feilinformasjon kan skyldes misligheter eller feil og er å anse som vesentlig dersom den enkeltvis eller samlet med rimelighet kan forventes å påvirke de økonomiske beslutningene som brukerne foretar på grunnlag av 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 årsregnskapet, enten det skyldes misligheter eller 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 feil, siden misligheter kan innebære samarbeid, forfalskning, bevisste utelatelser, uriktige fremstillinger eller overstyring av intern kontroll;
- opparbeider vi oss en forståelse av den interne kontrollen 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 interne kontroll;
- vurderer vi om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimatene og tilhørende noteopplysninger utarbeidet av ledelsen er rimelige;
- konkluderer vi på om ledelsens bruk av fortsatt drift-forutsetningen er hensiktsmessig, og, basert på innhentede revisjonsbevis, hvorvidt det foreligger vesentlig usikkerhet knyttet til hendelser eller forhold som kan skape betydelig tvil om selskapets evne til fortsatt drift. Dersom vi konkluderer med at det foreligger vesentlig usikkerhet, kreves det at vi i revisjonsberetningen henleder oppmerksomheten på tilleggsopplysningene i årsregnskapet. Hvis slike tilleggsopplysninger ikke er tilstrekkelige, må vi modifisere vår konklusjon. Våre konklusjoner er basert på revisjonsbevis innhentet frem til datoen for revisjonsberetningen. Etterfølgende hendelser eller forhold kan imidlertid medføre at selskapets evne til fortsatt drift ikke lenger er til stede;
- vurderer vi den samlede presentasjonen, strukturen og innholdet i årsregnskapet, inkludert tilleggsopplysningene, og hvorvidt årsregnskapet gir uttrykk for de underliggende transaksjonene og hendelsene på en måte som gir et rettvisende 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 konsernregnskapet. Vi er ansvarlige for å fastsette strategien for, samt å følge opp og gjennomføre konsernrevisjonen, og vi har et udelt ansvar for konklusjonen på revisjonen av konsernregnskapet.

Vi kommuniserer med styret blant annet om det planlagte omfanget av revisjonen, tidspunktet for vårt revisjonsarbeid og eventuelle vesentlige funn i vår revisjon, herunder vesentlige svakheter i den interne kontrollen som vi avdekker gjennom vårt arbeid.

Uttalelse om øvrige lovmessige krav

Konklusjon om årsberetningen

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til disponering av resultatet 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 nødvendige 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

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

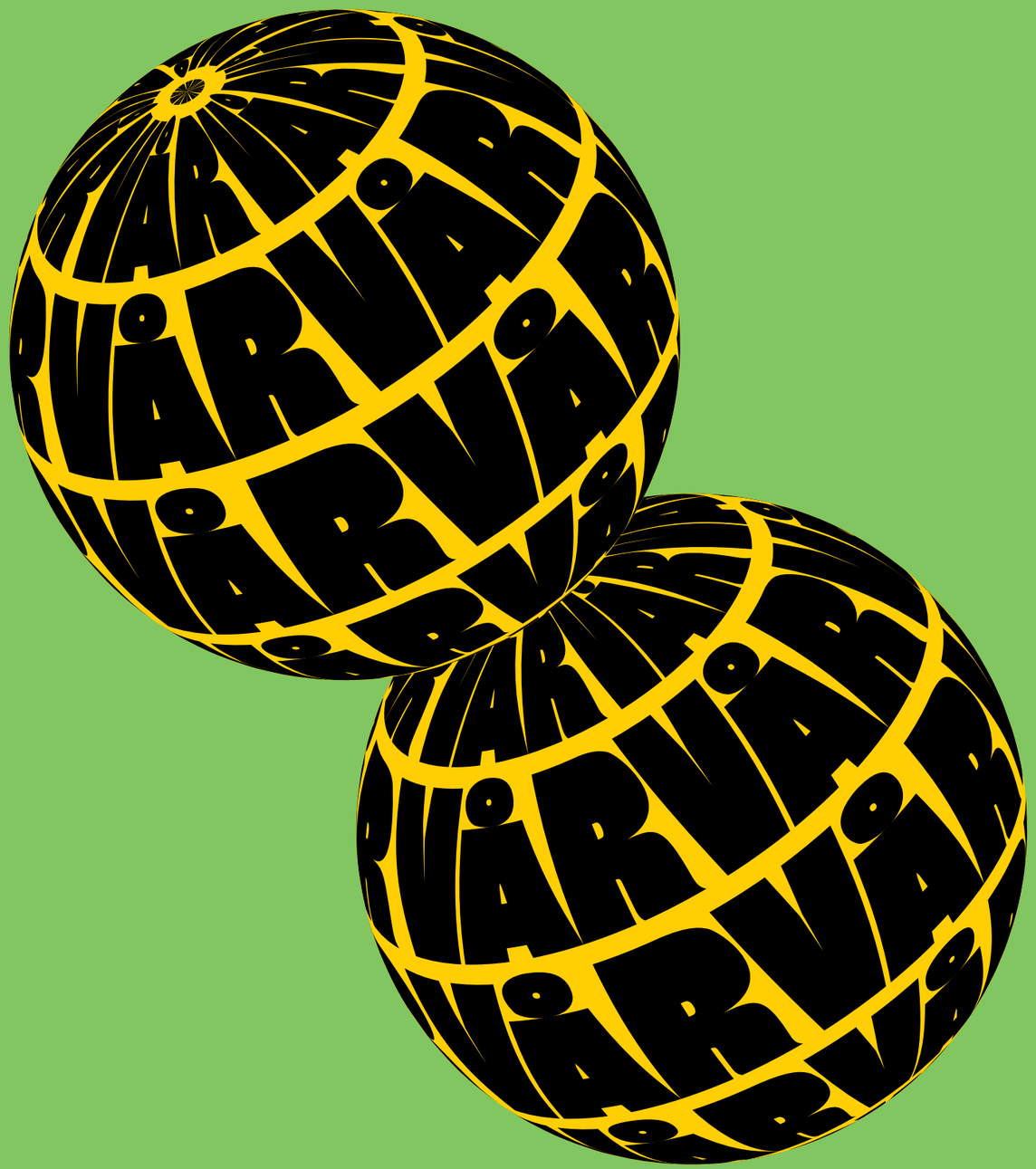
og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge.

Stavanger, 28. februar 2019

ERNST & YOUNG AS

Erik Søreng
statsautorisert revisor

A member firm of Ernst & Young Global Limited


VÅRVÅR
VÅRVÅR
VÅRVÅR
VÅRVÅR

vår energi

varenergi.no