



**Marathon Petroleum Company (Norway) LLC**  
Norsk filial av utenlandsk foretak/Norwegian branch of foreign corporation

**Årsrapport/Annual Report**

**2010**

**Marathon Petroleum Company (Norway) LLC er en del av Marathon-konsernet (“Marathon-konsernet”) der konsernspissen er Marathon Oil Corporation, som er nummer 41 på 2010-listen til bladet Fortune over de 500 største selskapene i USA. Konsernet har, gjennom Marathon Petroleum Norge AS, hatt virksomhet i Norge i over 30 år.**

**Marathon-konsernet er et konsern som driver sin virksomhet med høyeste hensyn til sine forpliktelser innen helse, sikkerhet og miljø. Selskapet er operatør for 4 lisenser på den norske kontinentalsokkelen.**

**Marathon Petroleum Company (Norway) LLC is part of the Marathon group of companies (“The Marathon Group”) headed by Marathon Oil Corporation, which is 41 on the 2010 Fortune 500 list of top U.S. companies, and through Marathon Petroleum Norge AS has been active in Norway for over 30 years.**

**The Marathon Group is a group which conducts its business with the highest regard for health, safety and environmental stewardship. The Company operates 4 licenses on the Norwegian Continental Shelf.**

# Årsberetning 2010

Styret legger herved frem sin beretning og revidert regnskap for året som ble avsluttet 31. desember 2010.

## 1. Eierskap

Marathon Petroleum Company (Norway) LLC ("MPCN") er et aksjeselskap som er registrert i delstaten Delaware i USA.

I desember 2010 ble eierskapet av MPCN overført fra Marathon International Petroleum Morado Limited til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. Også i desember 2010, overførte MPCN sin virksomhet til Marathon Petroleum Norge AS ("MPNAS") i bytte mot aksjer i MPNAS. Aksjene i MPNAS ble deretter overført til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A., og per 31. desember 2010 var alle eierinteresser i MPCN eid av Marathon Norway Investment Coöperatief U.A., et andelslag registrert i Nederland. Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. er heleid av Marathon-konsernet. Konsernspissen, Marathon Oil Corporation, er notert på New York børsen. MPCN vil bli avviklet i 2011. MPCN sin gjenværende fordring på morselskapet ble i desember 2010 overført direkte til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A.

## 2. Virksomheten

Marathon-konsernet har hatt eierinteresser i forskjellige produksjonslisenser på den norske kontinentalsokkelen i mer enn 30 år. MPCN er det Marathon-selskapet som sørger for finansiering av midler til leting, utbygging og daglig drift for alle lisenser som ble gitt før desember 2003. Selskapet har sitt hovedkontor i Stavanger.

Overføringsavtaler mellom MPCN og MPNAS var på plass for hver av lisensinteressene nevnt nedenfor. Disse avtalene bestemte at MPCN skulle skaffe til veie alle ressursene for leting, utbygging og daglig drift og til gjengjeld ble ansett å eie og ha rett til å motta all petroleum som produseres. Som ledd i omorganiseringen beskrevet ovenfor ble disse overføringsavtalene eliminert i desember 2010. Således er all norsk virksomhet fra og med 31.12.2010 samlet i MPNAS.

<u>Produksjonslisens</u>	<u>Andel (%)</u>	<u>Felt/Prospekt</u>	<u>Operatør</u>
PL 025 (*) (**)	20,000	Gudrun	Statoil
PL 036 D	46,904	Vilje	Statoil
PL 036 C	65,000	Alvheim	Marathon
PL 048 E (*) (**)	12,500	Eirin	Statoil
PL 088 BS	65,000	Alvheim	Marathon
PL 150	65,000	Volund	Marathon
PL 187 (*) (**)	20,000	Brynhild	Statoil
PL 203	65,000	Alvheim	Marathon

(\*) 17. juni 2010 inngikk MPNAS og MPCN en avtale med Statoil Petroleum AS om å bytte andeler i tre produksjonslisenser. I henhold til avtalen mottok MPNAS 10 prosent i PL 187 og Statoil mottok 8,2 prosent i PL 025. I tillegg mottok MPNAS 12,5 prosent i PL 048 E.

(\*\*) I desember 2010 inngikk MPNAS og MPCN en salgssavtale med Statoil Petroleum AS for alle MPNAS sine gjenværende interesser i produksjonslisens PL 025, PL 048E og PL 187 på den norske kontinentalsokkelen, med ikrafttredelsesdato 1. januar 2011. Myndighetene godkjente avtalen i mars 2011, og selskapene forventer å gjennomføre transaksjonen i første kvartal 2011. Transaksjonen omfatter Marathons 20 prosent interesse i PL 025 (utbygging av Gudrun-feltet), PL 187 (Brynhild.-funnet) og 12,5 prosent interesse i PL 048E (Eirin-funnet). MPNAS har ingen produksjon eller bokførte reserver knyttet til disse lisensene.

### Alvheim

MPNAS har 65 prosent eierinteresse og er operatør av Alvheim-området. MPNAS sine partnere i Alvheim er ConocoPhillips Skandinavia AS, som har en eierinteresse på 20 prosent, og Lundin Norway AS, som har de gjenværende 15 prosent.

Alvheim-området består av feltene Kneler, Boa, Kameleon og Øst-Kameleon, og det er beregnet at det inneholder samlede P50-ressurser på 116 mmbøe. I øyeblikket er det 11 produserende brønner og to vannhånderingsbrønner. Et boreprogram som tar sikte på tre ekstra produksjonsbrønner er planlagt for 2011. Enda en produksjonsbrønn er planlagt for 2012.

Alvheimfeltet ble utbygget ved bruk av et spesialdesignet "floating production storage and offloading" ("FPSO") fartøy. Den undersjøiske infrastrukturen består av fem boresentre og tilknyttede strømningsrør. Utbyggingen er basert på transport av olje med tankskip og transport av naturgass til det britiske Scottish Area Gas Evacuation (SAGE)-systemet. Produksjonsstart var i juni 2008. Forbedret pålitelighet, sammen med optimaliseringsarbeid, økte produksjonen i FPSO-fartøyet til 142 mbopd, opp fra den opprinnelige kapasiteten på 120 mbopd.

### Vilje

MPNAS har 46,9 prosent eierinteresse i Viljefeltet, der partnerne Statoil (operatør) har 28,9 prosent eierinteresse og Total E&P Norge AS 24,2 prosent. Vilje har to brønnrammer og to produksjonsbrønner, og er forbundet gjennom en 19 kilometer rørledning til Alvheim FPSO og feltet er beregnet å inneholde P50-ressurser på 27 mmbøe. Produksjonen startet i august 2008. Utbygging av Vilje Sør er under vurdering.

The Board of Directors present herewith their report and the audited accounts for the year ended 31 December 2010.

## 1. Ownership

Marathon Petroleum Company (Norway) LLC ("MPCN") is a limited liability company registered in the State of Delaware in the United States.

In December 2010 ownership of MPCN was transferred from Marathon International Petroleum Morado Limited to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. Also in December 2010, MPCN transferred its business to Marathon Petroleum Norge AS ('MPNAS') in exchange for shares in MPNAS. The Shares in MPNAS were thereafter transferred to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. and as of 31st December 2010, all of the membership interests of MPCN were owned by Marathon Norway Investment Coöperatief U.A., a cooperative association registered in the Netherlands. Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. is wholly owned by The Marathon Group. The head of this group, Marathon Oil Corporation, is listed on the New York Stock Exchange. MPCN will be dissolved in 2011. MPCN's remaining receivable from the parent company was in December 2010 transferred directly to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A.

## 2. The Business

The Marathon Group has had ownership interests in various production licenses on the Norwegian continental shelf for more than 30 years. MPCN is the Marathon company that provides financial funds for exploration, development and daily operations, for all licences granted prior to December 2003. The Company has its headquarters in Stavanger.

Pass through agreements between MPCN and MPNAS were in place with respect to each of the licence interests below. These agreements provided that MPCN furnished all the resources with respect to exploration, development and day-to-day operations and in return deemed to own and be entitled to receive all petroleum produced. As part of the reorganization described above, these transfer agreements were terminated in December 2010. Thus, from 31.12.2010 all Norwegian activities consolidated into MPNAS.

<u>Production Licence</u>	<u>Interest (%)</u>	<u>Field/Prospect</u>	<u>Operator</u>
PL 025 (*) (**)	20,000	Gudrun	Statoil
PL 036 D	46,904	Vilje	Statoil
PL 036 C	65,000	Alvheim	Marathon
PL 048 E (*) (**)	12,500	Eirin	Statoil
PL 088 BS	65,000	Alvheim	Marathon
PL 150	65,000	Volund	Marathon
PL 187 (*) (**)	20,000	Brynild	Statoil
PL 203	65,000	Alvheim	Marathon

(\*) MPNAS and MPCN entered together with Statoil Petroleum AS into an agreement on 17th of June 2010 to swap shares in three production licenses. According to the agreement MPNAS received 10 percent in PL 187 and Statoil received 8.2 percent in PL 025. In addition MPNAS received 12.5 percent in PL 048 E.

(\*\*) MPNAS and MPCN entered a sales agreement with Statoil Petroleum AS in December 2010 for all of MPNAS' remaining interests in production licenses PL 025, PL 048E and PL 187 on the Norwegian Continental Shelf with an effective date 1st of March 2011 and the companies expect completion of the transaction in the first quarter of 2011. The transaction includes Marathon's 20 percent interest in PL 025 (Gudrun field development) and PL 187 (Brynild discovery), and 12.5 percent interest in PL 048E (Eirin discovery). MPNAS has no production or booked proved reserves associated with these licenses.

### Alvheim

MPNAS holds a 65 percent working interest in, and serves as operator of, the Alvheim area. MPNAS' partners in Alvheim are ConocoPhillips Skandinavia AS, with a 20 percent working interest, and Lundin Norway AS, with the remaining 15 percent.

The Alvheim area comprises the Kneler, Boa, Kameleon and East Kameleon fields and is estimated to contain total P50 resource of 116 mmbob. Currently there are 11 producing wells and two water disposal wells. A drilling program targeting an additional three infill production wells is planned in 2011. An additional infill well is planned in 2012.

Alvheim was developed using a purpose-designed floating production storage and offloading ("FPSO") vessel. The subsea infrastructure comprises five drill centres and associated flow lines. The development provides for the transport of oil by shuttle tanker and transportation of natural gas to the U.K. Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) system. First production began in June 2008. Improved reliability, combined with optimization work, increased the throughput of the FPSO to 142 mbopd, up from the original design of 120 mbopd.

### Vilje

MPNAS holds a 46.9 percent working interest in the Vilje Field, with partners Statoil (operator) holding a 28.9 percent working interest and Total E&P Norge AS with a 24.2 percent working interest. Vilje has two subsea templates and two production wells, is tied back in a 12-mile pipeline to the Alvheim FPSO and is estimated to contain P50 resource of 27 mmbob. Production commenced in August 2008. A development of Vilje South is under consideration.

## Volund

Volundfeltet ligger cirka 8 kilometer sør for FPSO-fartøyet på Alvheim. MPNAS har 65 prosent eierinteresse i Volund og er operatør, mens Lundin Norway AS har resten av interessene med 35 prosent.

Volund startet produksjon i september 2009 og ble brukt som svingprodusent når kapasiteten på Alvheim gjorde det mulig. Feltet ble åpnet for vanlig produksjon i april 2010. Volundfeltet er beregnet å inneholde P50-ressurser på 29 mmbøe.

## Leting

I 2010 deltok selskapet i leteaktivitet på Brynhild-funnet (PL 187).

MPCNs totale netto daglige gjennomsnittssalg var i 2010 på 73 396 fat olje og 1,0 millioner kubikkmeter gass.

MPCN har ikke hatt noen forsknings- og utviklingskostnader i 2010.

## 3. Organisasjon

Styret i MPCN består av:

T.M. Little (Daglig leder) (utnevnt 22. januar 2010)  
G. Solli (Styreformann)  
A.R. Bay  
G.H. Watkins

## 4. Arbeidsmiljø og personale

Per 31. desember 2010 var det til sammen 175 lokalt ansatte. I løpet av året rekrutterte MPCN 134 nye ansatte. I 2010 ferdigstilte MPCN virksomhetoverdragelsen av Alvheim FPSO fra Maersk til MPCN og 99 Maersk ansatte byttet arbeidsgiver til MPCN som følge av dette. Fire ansatte forlot MPCN i løpet av året. I løpet av 2010 arbeidet de fast ansatte til sammen 144,96 årsverk. Det er 28 kvinner ansatt i MPCN.

I 2010 ble det rekruttert ansatte til å fylle stillinger i flere disipliner: Økonomi, Kommersiellt, HR, Drift, Kontrakter, Kommunikasjon, Leting, Subsea og HMS. Personalet som ble rekruttert har hovedsaklig bakgrunn fra andre oljeselskaper, og fra leverandører til oljeindustrien.

I løpet av 2010 benyttet MPCN seg av utenlandske ansatte fra Marathon-konsernets kontorer i Aberdeen og Houston. Ved utgangen av året var det 28 utenlandsk ansatte. Selskapets utenlandske ansatte utførte til sammen 26 årsverk i løpet av året.

Den 31. desember 2010 overførte MPCN all virksomhet, inklusive ansatte, til MPNAS.

I 2010 tok 10 lokalt ansatte permisjon; 6 ansatte tok omsorgspermisjon og fire tok svangerskapspermisjon. På land var sykefraværet for lokalt ansatte 1,26 % mens det var 3,84 % offshore. For de utenlandske ansatte var fraværet 0,24 %. Det meste av fraværet skyldtes sykdom som ikke var relatert til arbeidet.

MPCN har et program for å stimulere til mangfold, og vil søke å opprettholde en god balanse mellom kjønnene ettersom organisasjonen vokser videre. Selskapet har en god og gjennomtenkt tilnærming til mangfold uten bruk av et kvotesystem. Selskapet har oppnådd å bygge en organisasjon med balansert demografi ved å konsekvent ansette den beste kandidaten. Selskapet gir regelmessig, obligatorisk opplæring i mangfold. Selskapet har forpliktet seg til å opprettholde et inkluderende miljø der alle ansatte er respektert og verdsatt for alle de talenter, erfaring, tanker og meninger de bringer med seg til arbeidsplassen.

Sammen med andre Marathon-selskaper har MPCN tilbudt de ansatte et bredt utvalg av opplæringskurs, herunder ledertrening, etikk- og integritetsopplæring og spesialistkurs i teknologi som en del av et kontinuerlig fokus på å bygge kompetanse i organisasjonen. I 2010 deltok både utenlandske og lokalt ansatte på kurs i norske regler og forskrifter for offshoreindustrien, der denne opplæringen ble identifisert som obligatorisk. Et økende antall ansatte deltar i grunnleggende sikkerhetsopplæring for offshore.

Sports- og sosialklubben (MSSC) var aktiv i hele 2010 og ga de ansatte mulighet til å delta i en rekke forskjellige aktiviteter, der blant annet det tradisjonelle julebordet, kulturklubb, fotogruppe, gourmetgruppe og skihelg var blant aktivitetene.

### Volund

The Volund Field is approximately 5 miles south of the Alvheim FPSO. MPNAS holds a 65 percent working interest in Volund and serves as operator, while Lundin Norway AS holds the remaining 35 percent working interest.

Volund started production in September 2009 and was utilized as a swing producer when capacity at Alvheim allowed it. In April 2010 the field was opened for regular production. The Volund Field is estimated to contain P50 resource of 29 mmboe.

### Exploration

During 2010, the Company participated in exploration activities in the Brynhild discovery (PL 187).

MPCN's total net daily average sales in 2010 totalled 73,396 barrels of crude oil and 1,0 million cubic metres of gas.

In 2010, MPCN incurred no research and development expenditures.

### 3. Organisation

The Board of Directors of MPCN whom served throughout the period unless otherwise indicated consists of:

T.M. Little (Managing Director) (appointed 22<sup>nd</sup> January 2010)  
G. Solli (Chairman)  
A.R. Bay  
G.H. Watkins

### 4. Working environment and personnel

The number of permanent local staff was in total 175 employees by 31<sup>st</sup> of December 2010. During the year 134 new people were employed by MPCN. In 2010, MPCN completed the transition of operations of the Alvheim FPSO from Maersk to MPCN and 99 Maersk employees joined MPCN as part of this transition. Four MPCN employees left during the year. During 2010 local permanent staff worked the equivalent of 144.96 man years. MPCN's headcount includes 28 women.

During 2010, personnel were hired to fill positions in several disciplines: Accounting, Commercial, HR, Operations, Contracts, Communication, Exploration, Subsea and HSE. The personnel recruited mainly have backgrounds with other oil companies including oil related contractor firms.

During 2010 MPCN employed expatriate staff from the Marathon Group's Aberdeen and Houston offices. At the end of the year, 28 expats were employed. During the year our expatriate staff worked the equivalent of 26 man years.

On the 31st of December 2010, MPCN transferred all business activities, including all employees to MPNAS.

In 2010 10 of the local employees took leave; 6 employees took paternity leave and 4 took maternity leave. Absence due to illness for the local onshore employees was 1.26 % and offshore 3.84%. For the expatriate staff, the percentage was 0.24 %. The majority of absences were due to non-work related sickness.

MPCN operates a program to stimulate diversity and will seek to maintain a good balance between the genders as the organisation continues to grow. The Company has a strong and deliberate approach to diversity without using a quota system. The Company has achieved building an organization with a balanced demographic by consistently hiring the best candidate. The Company provides regular mandatory training in diversity. The topics for these courses are not limited to differences in race, gender and ethnicity. The main objective is that we are all different. The Company is committed to maintaining an inclusive environment in which all employees are respected and valued for the full range of talents, experience, thought and opinions they bring to the workplace.

MPCN has together with other Marathon companies offered employees a wide variety of training courses, including leadership training, ethics and integrity training and specialist courses in technology as part of continuous focus to build competence in the organisation. In 2010 both expatriates and locals attended courses in Norwegian Rules and Regulations for the offshore industry where this training was identified as being required. An increasing number of staff attended basic safety training for offshore.

The Sports and Social Club (MSSC) were active throughout 2010 and offered employees the opportunity to take part in various activities, including the traditional Christmas Party, Culture club, Photo group, Gourmet group and Ski Weekend among other activities.

## Årsberetning 2010

### 5. Helse, miljø og sikkerhet ("HMS")

MPCN har et robust HMS-styringsystem på plass, som er blitt revidert både internt og eksternt av Petroleumstilsynet flere ganger. Systemet er blitt regelmessig oppdatert gjennom året ettersom virksomheten har økt. Som følge av overføringen av ansvar fra Mærsk til MPCN for driften av Alvheim FPSO, er styringssystemet i ferd med å oppgraderes ytterligere. For å sørge for enhetlighet i hele Marathon-konsernet, er flere konsernstandarder for HMS blitt implementert i det lokale styringssystemet.

I 2010 implementerte selskapet mange endringer i kriseberedskapsorganisasjonen, både teknisk og med personale. I januar begynte selskapet å bruke det oppgraderte krisestyringsrommet (ECR). I 2010 ble kriseberedskapsorganisasjonen utvidet med en HR-rolle og en kommunikasjonsrolle. Mediekontakt, som tidligere ble håndtert eksternt, gjøres nå av egne ansatte i MPCN. Flere øvelser ble avholdt med kriseberedskapsorganisasjonen som forberedelse på eventuelle hendelser i fremtiden, blant annet oljevernøvelser sammen med NOFO og aktuelle myndigheter.

I 2010 ble det registrert én alvorlig hendelse med personskade. En dykker skadet høyre fot under en undersjøisk løfteoperasjon på Alvheimfeltet. Dykkeren nådde dykkerklokken ved egen hjelp og ble dekomprimert. Legeundersøkelser konkluderte med at det var vevskade på høyre legg og at han forventes å bli helt frisk. Det ble foretatt en felles undersøkelse av Subsea7 og MPCN, og flere tiltak er blitt tatt for å forhindre at det skjer igjen.

HMS-programmet med tiltak for 2010 er blitt avsluttet, og et nytt HMS-program er blitt etablert for 2011.

### 6. Eksternt miljø

Regelmessig produksjon på Volund startet i april 2010, med blant annet gjeninnsprøyting av produsert vann i reservoaret. To ekstra oljeproduksjonsbrønner ble satt i drift på Volund i august 2010.

I forbindelse med at forsyningsfartøyet "Far Grimshader" kolliderte med boreriggen Songa Dee lekket det ut cirka 1 m<sup>3</sup> med diesel til sjø fra forsyningsfartøyet.

Fase II av boringen på Alvheim startet sommeren 2010 med boreriggen Songa Dee. Fire nye produksjonsbrønner vil bli knyttet til Alvheim når disse brønnene er ferdige i 2011 og 2012. Oljebasert boreslam er blitt brukt i all borevirksomhet, med unntak av topphull. Det oljebaserte boreavfallet sendes på land og håndteres på slamleverandørens anlegg.

Alvheimfeltet er utbygget med tanke på så lite som mulig skade på miljøet, der den tekniske løsningen primært ble valgt for å unngå utslipp og sekundært for å minimere potensiell miljøeffekt. Lukket fakkell, turbiner med lav NO<sub>x</sub>, gjeninnsprøyting av produsert vann, gjenvinning av avfallsvarme og gjenvinning av hydrokarbon dekk-gass fra oljeoppbevaringstankene er eksempler på teknologi som er tatt i bruk for å redusere effekten på miljøet.

Det oppstod ingen avvik fra utslippstillatelsene i 2010.

De viktigste miljøindikatorne for MPCN (Alvheim FPSO og boring på Volund og Alvheim) i 2010 var:

	Resultat 2010		Endring fra 2009 (%)
Faling	5,2	mill. Sm <sup>3</sup>	-70
Brenngassforbruk	46,1	mill. Sm <sup>3</sup>	16
Dieselforbruk	12.639	tonn	-13
CO <sub>2</sub> utslipp	0,17	mill. tonn	-17
NO <sub>x</sub> utslipp	637	tonn	12
Produsertvannutslipp	138.443	m <sup>3</sup>	-58
Oljekonsentrasjon i produsertvannutslipp	16,918	mg/l	39
Utslipp av røde kjemikalier	0,25	tonn	-98
Generert næringsavfall	338	tonn	34
Næringsavfall til landdeponi	15	%	226
Generert farlig avfall	179	tonn	-50
Akutt utslipp (antall)	6		-14
Akutt utslipp (volum)	1,7	m <sup>3</sup>	6

### 7. Fremtidsutsikter

Viser til MPNAS sin årsberetning da all aktivitet er overført dette selskapet.

**5. Health, safety and the environment (“HSE”)**

MPCN has a robust HSE management system in place which has been audited both internally and by the Petroleum Safety Authority several times. The system has been regularly updated throughout the year as activities have expanded. As a result of the transition of responsibilities from Maersk to MPCN for the operation of the Alvheim FPSO, the management system is in process of additional upgrading. To ensure alignment throughout The Marathon Group, several corporate HES standards have been implemented in the local management system.

During 2010 the Company implemented many changes in the emergency response organisation, both technical and with personnel. In January the Company started using the upgraded emergency control room (ECR). The emergency response organisation has in 2010 been expanded with a HR-role and a Communication-role. Outsourced media handling are now established with MPCN personnel only. Several exercises were carried out with the emergency response organisation as preparation in the event of future incidents, including oil spill exercises involving NOFO and relevant authorities.

In 2010 one serious incident was recorded. A diver injured his right foot during a subsea lifting operation at the Alvheim field. The diver reached the diving bell without help and was decompressed. Medical examinations concluded with soft tissue injury to his right calf but full recovery is expected. An investigation was carried out as a joint effort between Subsea7 and MPCN and several actions have been implemented to prevent reoccurrence.

The 2010 HSE programme with actions has been closed and a new HES programme has been established for 2011.

**6. External environment**

Regular Production at Volund started in April 2010 including the re-injection of produced water to the reservoir. Two additional oil production wells were brought on line at Volund in August 2010.

The collision between the supply vessel “Far Grimshader” and the drilling rig Songa Dee resulted in a leak of approximately 1 m3 diesel to the sea from the supply vessel.

The phase II drilling campaign at Alvheim commenced the summer 2010 with the drilling rig Songa Dee. Four new production wells will be tied in to the Alvheim FPSO when these wells are completed in 2011 and 2012. Oil based drilling fluids have been used in all drilling operations except top-holes. The oil based drilling waste is sent onshore and handled at the mud contractor facilities.

The Alvheim field was developed to minimize possible environmental impact, with the technical solution primarily chosen to avoid spill and secondly to minimize potential environmental impact. Closed flare, low NOx turbines, produced water re-injection, waste heat recovery and recovery of hydrocarbon blanket gas from the oil storage tanks are examples of technology implemented to reduce the environmental impact.

No deviations from any of the discharge permits occurred in 2010.

The most important environmental performance indicators for MPCN (Alvheim FPSO and drilling at Volund and Alvheim) in 2010 were:

	Performance 2010		Change from 2009 (%)
<b>Flaring</b>	5.2	mill. Sm <sup>3</sup>	-70
<b>Fuel Gas Consumption</b>	46.1	mill. Sm <sup>3</sup>	16
<b>Diesel Consumption</b>	12,639	tonnes	-13
<b>CO<sub>2</sub> emissions</b>	0.17	mill. tonnes	-17
<b>NO<sub>x</sub> emissions</b>	637	tonnes	12
<b>Produced water volumes to sea</b>	138,443	m <sup>3</sup>	-58
<b>Oil content in produced water discharged</b>	16.918	mg/l	39
<b>Discharges of Red Chemicals</b>	0.25	tonnes	-98
<b>Non-hazardous waste generation</b>	338	tonnes	34
<b>Non-hazardous to landfill</b>	15	%	226
<b>Hazardous Waste Generation</b>	179	tonnes	-50
<b>Accidental Discharges (number)</b>	6		-14
<b>Accidental Discharges (volume)</b>	1.7	m <sup>3</sup>	6

**7. Future prospects**

Refer to MPNAS' Directors Report as all activities have been transferred to this company.

### 8. Fortsatt drift og grunnlag for igangværende selskap

Selskapets regnskap er avlagt under forutsetning om fortsatt drift. Selskapets eiendeler og gjeld er overført til MPNAS og Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. basert på regnskapsmessig kontinuitet. Viser til note 18.

### 9. Forretningsrisiko

I tillegg til prosjektrisiko og geologisk risiko, er selskapet eksponert mot markedssvingninger i råvarepriser, renter og valutakurser (inntektene tjenes og vil fortsette å bli tjent hovedsaklig i USD, mens kostnader og finansiering i hovedsak er i NOK). Fra desember 2009 og inn i januar 2010 inngikk vi swapavtaler på en del av vårt beregnede salg i 2010 av flytende hydrokarboner. Vi har ikke kvalifisert disse swappene for sikringsregnskap. Følgelig regnskapsfører vi alle endringer i den virkelige verdien av derivatinstrumentene som brukes i disse transaksjonene, i resultatregnskapet. Per 31. desember 2009 inngikk vi swapper for 11,000 fat per dag for perioden januar til juni 2010 med en Dated Brent-referanse til en gjennomsnittlig vektet swapkurs på USD 79,30.

I januar 2010 ble det inngått enda en swap for 19,000 fat per dag for samme periode og referanse, noe som økte den samlede mengden til 30,000 fat per dag for perioden januar til juni 2010, til en gjennomsnittlig vektet swapkurs på USD 80.42. Ingen swapavtaler var utestående per 31. desember 2010.

### 10. Periodens resultater og kontantstrøm

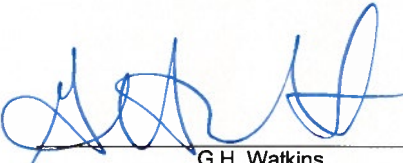
In 2010 var de samlede inntektene NOK 14,293 millioner (2009: NOK 10,509 millioner). Dette kan tilskrives inntekter fra salg av produksjon, gevinster på swapper på en del av vår beregnede produksjon i 2010 av flytende hydrokarboner og relaterte tjenester. Periodens resultat før skatt og finansposter var NOK 9,514 millioner. Ufordelaktige valutakurssvingninger førte til disagio på NOK 165 millioner, og periodens resultat før skatt var NOK 9,372 millioner. Etter skatt var årets resultat NOK 1,927 millioner.


Kostnader i perioden som ikke medførte kontantutlegg var i hovedsak avskrivning (NOK 3,137 millioner), avsetning for fjerningskostnader (NOK 351 millioner) og nedskrivning av eiendeler i påvente av salg (NOK 264 millioner). Netto kontantstrøm fra driften på NOK 8,320 millioner består i hovedsak av resultatene av produksjonsvirksomhet på feltene Alvheim, Vilje og Volund, delvis oppveid av betalte skatter på NOK 3,886 millioner og negativ endring i arbeidskapital på NOK 942 millioner. Netto negativ kontantstrøm fra investeringsaktiviteter representerer et lån til MPCNs morselskap, Marathon International Petroleum Limited Morado på NOK 3,400 millioner og utviklingskostnader på NOK 1,688 millioner, hovedsaklig i Alvheim, Volund og Gudrun områdene. Som følge av dette var MPCN i stand til å både betale utbytte på NOK 1.9 milliarder og sette til side en kontantbeholdning på nesten NOK 5.3 milliarder. Sluttsaldoen for kontantbeholdningen ble overført til MPNAS som en del av bidraget av eiendeler fra MPCN i bytte for aksjer i MPNAS.

Stavanger, 11. april 2011

  
T.M. Little  
Daglig leder

  
G. Solli  
Styreformann

  
G.H. Watkins  
Styremedlem

  
A.R. Bay  
Styremedlem

**8. Continuing operations and going concern basis**

The statutory accounts have been prepared on a going concern basis. The Company's assets and liabilities were transferred to MPNAS and Marathon Norway Investment Coöperatief U.A based on the accounting continuity principle. Refer to note 18.

**9. Business Risks**

In addition to project risk and geological risk, the Company is exposed to market fluctuations in commodity prices, interest rates, and foreign exchange rates (revenues are and will continue to be earned principally in USD, while costs and financing are mainly in NOK). Beginning in December 2009 and into January 2010, we entered into swaps on a portion of our forecast 2010 sales of liquid hydrocarbons. We have not qualified these swaps for hedge accounting. As a result, we recognize in net income all changes in the fair value of derivative instruments used in those operations. At December 31, 2009 we entered into swaps for 11,000 barrels per day for the period January to June 2010 with a Dated Brent benchmark at a weighted average swap price of \$79.30.

In January, 2010 an additional swap for 19,000 barrels per day for the same time period and benchmark was entered into, bringing the total to 30,000 barrels per day for the period January to June 2010 at weighted average swap price of \$80.42. No swaps were outstanding at December 31, 2010.

**10. Results and Cash flow for the period**

In 2010, total revenues amounted to 14,293 million NOK (2009: 10,509 million NOK). This is attributable to receipts from the sale of production, gains on swaps on a portion of our forecasted 2010 liquid hydrocarbons and related services. The result for the period before taxes and financial items was a profit of 9,514 million NOK. Unfavourable exchange rate movements resulted in exchange losses of 165 million NOK, and the result before tax for the period was a profit of 9,372 million NOK. After tax, the result for the year was a profit of 1,927 million NOK.

Pre tax non-cash costs incurred in the period were principally depreciation (3,137 million NOK), platform decommissioning accrual (351 million NOK) and asset writedown in anticipation of a sale (264 million NOK). Net cash flow from operating activities of 8,320 million NOK represents mainly the results of production activities from the Alvheim, Vilje and Volund fields, partly offset by tax payments of 3,886 million NOK and negative working capital changes of 942 million NOK. Net negative cash flow from investing activities represents a loan to MPCN's parent, Marathon International Petroleum Limited Morado, of 3,400 million NOK and development expenditures of 1,688 million NOK, primarily in the Alvheim, Volund and Gudrun areas. As a result of this MPCN was able to both pay a dividend of 1.9 billion NOK and set aside 5.3 billion NOK of cash balances. The ending cash balance was transferred to MPNAS as part of the contribution of assets by MPCN in exchange for shares in MPNAS.

Stavanger, 11 April 2011

## Resultatregnskap

## Income Statement

Alle beløp er oppgitt i hele kroner

All amounts are in NOK

Per 31. desember	Note	2010	2009	Year ended 31st December
Salgsinntekt	2	14,193,389,952	10,505,402,618	Sales
Annen driftsinntekt	3	100,008,394	3,786,684	Other income
<b>Sum driftsinntekt</b>		<b>14,293,398,346</b>	<b>10,509,189,303</b>	<b>Total revenues</b>
Produksjon- og transportkostnad		898,229,377	793,717,404	Production and shipping costs
Letekostnader	4	17,194,962	40,174,454	Exploration expense
Avskrivning	5	3,136,537,051	3,251,902,142	Depreciation, depletion and amortization
Nedskrivning	5	263,747,445	0	Write-down
Avsetning til fjerning og nedstengning	10	351,024,354	299,727,876	Provision for decommissioning
Annen driftskostnad	12,16	112,500,883	28,924,556	Other operating expenses
<b>Sum driftskostnad</b>		<b>4,779,234,072</b>	<b>4,414,446,432</b>	<b>Total operating expenses</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>9,514,164,274</b>	<b>6,094,742,871</b>	<b>Result before taxes and financial items</b>
Annen renteinntekt		140,890,741	75,305,671	Other interest income
Valutagevinst (tap)		(165,023,346)	(295,674,781)	Foreign exchange (losses) / gains
Annen rentekostnad		(117,836,203)	(134,012,776)	Other interest expense
<b>Netto finansposter</b>		<b>(141,968,808)</b>	<b>(354,381,885)</b>	<b>Net financial items</b>
<b>Ordinært resultat før skattekostnad</b>		<b>9,372,195,466</b>	<b>5,740,360,986</b>	<b>Result before income taxes</b>
Skattekostnad på ordinært resultat	11	(7,445,293,177)	(4,321,064,262)	Income taxes
<b>Årsresultat</b>		<b>1,926,902,289</b>	<b>1,419,296,724</b>	<b>Result for year</b>
<b>Anvendelse av overskudd</b>				<b>Application of Profit</b>
Overført fra opptjent egenkapital		0	(3,928,932,418)	Transfer from accumulated profit
Avsatt til utbytte		0	5,348,229,142	Proposed dividend
<b>Sum</b>	<b>9,18</b>	<b>0</b>	<b>1,419,296,724</b>	<b>Total</b>

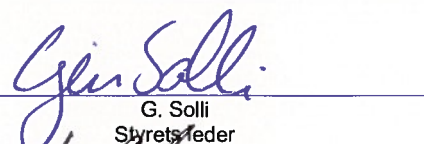
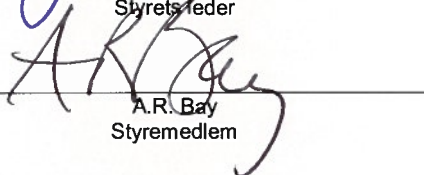
## Balanse

## Balance Sheet

Per 31. desember	Note	2010	2009	As at 31st December
<b>EIENDELER</b>				<b>ASSETS</b>
Varige driftsmidler	5	0	10,056,680,546	Net property, plant and equipment
Investering i tilknyttede selskaper	15	0	52,121	Investments in associated companies
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>0</b>	<b>10,056,732,667</b>	<b>Total fixed assets</b>
<b>Omløpsmidler</b>				<b>Current Assets</b>
Varer	6	0	26,999,097	Inventories
Kunderfordringer		0	110,874,588	Accounts receivable
Andre fordringer på selskap i samme konsern	7	0	4,097,079,700	Accounts receivable – group companies
Andre fordringer		0	94,871,108	Other current assets
<b>Sum varer og fordringer</b>		<b>0</b>	<b>4,329,824,493</b>	<b>Total inventories and accounts receivable</b>
Bankinnskudd, kontanter, og lignende	8	0	3,991,562,160	Cash and cash equivalents
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>0</b>	<b>8,321,386,653</b>	<b>Total current assets</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>0</b>	<b>18,378,119,320</b>	<b>TOTAL ASSETS</b>
<b>GJELD OG EGENKAPITAL</b>				<b>EQUITY AND LIABILITIES</b>
<b>EGENKAPITAL</b>				<b>EQUITY</b>
<b>Innskutt egenkapital</b>				<b>Paid-in capital</b>
Innskutt egenkapital		0	5,951,552,789	Branch capital account
<b>Sum innskutt egenkapital</b>		<b>0</b>	<b>5,951,552,789</b>	<b>Total paid in capital</b>
Opptjent egenkapital		0	252,385,983	Retained profits
<b>Sum egenkapital</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>6,203,938,772</b>	<b>Total equity</b>
<b>GJELD</b>				<b>LIABILITIES</b>
Gjeld til selskap i samme konsern	7	0	3,374,135,164	Long-term debt
Skyldig pensjonsforpliktelse	13	0	9,948,177	Long-term pension liabilities
Avsetning til fjerning og nedstenging	10	0	446,596,277	Provision for decommissioning
Utsatt skatt	11	0	1,502,051,500	Deferred taxes payable
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>0</b>	<b>5,332,731,118</b>	<b>Total long-term liabilities</b>
Kortsiktig gjeld til selskap i samme konsern	7	0	23,069,404	Accounts payable – group companies
Skyldig skatt	11	0	462,792,761	Taxes payable
Avsatt til utbytte		0	5,348,229,142	Proposed dividend
Annen kortsiktig gjeld	14	0	1,007,358,124	Other current liabilities
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>0</b>	<b>6,841,449,430</b>	<b>Total current liabilities</b>
<b>SUM GJELD OG EGENKAPITAL</b>		<b>0</b>	<b>18,378,119,320</b>	<b>TOTAL EQUITY AND LIABILITIES</b>

Stavanger 11. april 2011


T.M. Little  
Daglig leder

G.H. Watkins  
Styremedlem

G. Solli  
Styrets leder

A.R. Bay  
Styremedlem

## Kontantstrømanalyse

## Statement of Cash Flow

Pr 31. desember	2010	2009	Year ended 31st December
<b>Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter</b>			<b>Cash flows from operating activities</b>
Ordinært resultat før skattekostnad	9,372,195,466	5,740,360,986	Result before income taxes
<u>Justeringer for å avstemme nettoinntekt til netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>			<u>Adjustments to reconcile result before income taxes to net cash flow from operating activities:</u>
Ordinære avskrivninger	3,136,537,051	3,251,902,142	Depreciation, depletion and amortization
Nedskrivninger	263,747,445	0	Write-down
Forskjell mellom betalt og kostnadsført pensjonsforpliktelse	24,271,540	1,850,612	Difference between paid and expensed pension
Avsetning til fjerningskostnader	351,024,354	299,727,876	Accrual for platform decommissioning expense
Betalte skatter	(3,886,463,294)	(438,431,872)	Income taxes paid
<u>Endring i arbeidskapital (utenom kontanter)</u>			<u>Changes in working capital (other than cash)</u>
- endring i varelager	2,677,017	(19,656,548)	- change in inventories
- endring i kundefordringer	(583,366,342)	91,306,894	- change in accounts receivable
- endring i leverandørgjeld	(79,837,881)	590,933,020	- change in accounts payable
- endring i annen kortsiktig	(281,269,748)	(483,000,001)	- change in other short-term items
<b>Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>8,319,515,607</b>	<b>9,034,993,109</b>	<b>Net cash flow from operating activities</b>
<b>Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter</b>			<b>Cash flows from investing activities</b>
Lisens swap	23,841,187	0	Swap of licences
Utlån	(3,399,995,809)	(3,399,995,809)	Loan
Investeringer i varige driftsmidler	(1,687,996,116)	(1,424,945,640)	Additions to fixed assets
Tilvekst i investeringer	(517)	(794)	Additions to investments
<b>Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>	<b>(5,064,151,255)</b>	<b>(4,824,942,243)</b>	<b>Net cash flow from investing activities</b>
<b>Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter</b>			<b>Cash flows from financing activities</b>
Nedbetaling av langsiktig gjeld	0	(590,678,121)	Repayments of long-term loans
Betalt utbytte	(1,948,233,333)	0	Dividend Payment
<b>Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>	<b>(1,948,233,333)</b>	<b>(590,678,121)</b>	<b>Net cash flow from financing activities</b>
<b>Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter</b>	<b>1,307,131,019</b>	<b>3,619,372,745</b>	<b>Net change in cash and cash equivalents in year</b>
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter ved periodens begynnelse	3,991,562,160	372,189,415	Cash and cash equivalents held at beginning of year
Overført til MPNAS (jf. note 18)	(5,298,693,179)	0	Transfer to MPNAS (ref. note 18)
<b>Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter periodens slutt</b>	<b>0</b>	<b>3,991,562,160</b>	<b>Cash and cash equivalents held a end of year</b>

Kontantbeholdninger på kr. 5,298,693,179 ble i sin helhet overført til MPNAS som en del av virksomhetsoverføringen 31. desember 2010 (jf. note 18)

The total cash balance of 5,298,693,179 NOK was transferred to MPNAS as part of the business transfer at 31st of December 2010 (ref. note 18)

Årsregnskapet er satt opp i samsvar med regnskapsloven og god regnskapsskikk.

### Bruk av estimater

Utarbeidelse av regnskapsinformasjon krever at MPCN's ledelse benytter estimater og forutsetninger ved vurdering av fremtidige hendelser som vil påvirke verdien på eiendeler, gjeldsposter, inntekter og kostnader, så vel som informasjon om usikre forpliktelser.

Endelige tall kan avvike fra anvendte estimater og forutsetninger.

### Klassifisering og vurdering av balanseposter

Eiendeler bestemt til varig eie eller bruk er klassifisert som anleggsmidler. Eiendeler som er tilknyttet varekretsløpet er klassifisert som omløpsmidler. Fordringer klassifiseres som omløpsmidler hvis de skal tilbakebetales i løpet av ett år etter utbetalingstidspunktet. For gjeld er analoge kriterier lagt til grunn.

Omløpsmidler vurderes til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Kortsiktig gjeld balanseføres til forventet tilbakebetalingsbeløp.

### Olje- og gassregnskap

Balanseførte letekostnader tilsvarer brønnskostnader og avgift på leteareal som behandles etter "successful efforts" metoden. Under "successful efforts" metoden blir brønnskostnader midlertidig aktivert i påvente av en evaluering av funn av kommersielle Olje- og gass-reserver. Tørre brønner blir kostnadsført. Aktivering av feltkostnader starter når den foreslåtte utbyggingen får intern godkjenning fra konsernledelsen, og gjenværende balanseverdier etter "successful efforts" metoden blir da overført til sokkelaktiva. Renter som knytter seg til anlegg under arbeid, blir kapitalisert som en del av kostprisen.

Investeringer i produksjons og lete lisenser er periodisk vurdert for hver lisens, og tap regnskapsføres i den grad virkelig verdi er lavere enn bokført verdi.

### Varige driftsmidler og ordinære avskrivninger

Kostnader i forbindelse med utbygging av et olje- og /eller gassfelt blir aktivert. Aktiverte utbyggingskostnader omfatter alle kostnader forbundet med å tegne, konstruere og administrere byggingen av produksjonsplattformen.

Varige driftsmidler balanseføres og avskrives. Ordinære avskrivninger på investeringer og kapitaliserte letekostnader på sokkelen er beregnet i henhold til produksjonsenhetsmetoden, basert på estimerte gjenværende påviste reserver. Produksjonsanlegg som også tilbyr tredjeparts tjenester, avskrives lineært over estimert antall år med gjennværende produksjon for de involverte felter. Andre varige driftsmidler avskrives lineært over driftsmidlenes estimerte økonomiske levetid.

Skattemessig avskrives utbyggingskostnadene lineært over 6 år.

Direkte vedlikehold av driftsmidler kostnadsføres løpende under driftskostnader. Påkostninger eller forbedringer tillegges driftsmidlets kostpris og avskrives i takt med driftsmidlet.

The annual accounts for MPCN have been prepared in accordance with Norwegian generally accepted accounting principles ("NGAAP") and in compliance with the 1998 Accounting Act.

### Use of estimates

Preparation of financial statements requires that MPCN's management make estimates and assumptions about future events that will affect the reported values of assets, liabilities, revenues and expenses as well as disclosures of contingencies. Actual results may ultimately differ from the estimates and assumptions used.

### Classification and valuation of balance sheet items

Assets intended for long-term ownership or use have been classified as fixed assets. Operating assets have been classified as current assets. Receivables are classed as current assets if they will be realised within one year of the balance sheet. Similar criteria apply to classification of current liabilities.

Current assets are valued at the lower of cost or market value. Current liabilities are recorded at the expected settlement value.

### Oil and gas accounting

MPCN uses the successful efforts method of accounting for oil and gas activities. Costs to acquire mineral interests in oil and gas properties and to drill and equip exploratory wells are capitalised as incurred. Costs to develop proved reserves, including related interest incurred, are capitalised from the date the proposed development is deemed commercial by Marathon Group management. Costs to drill exploratory wells that are determined not to have found proved reserves are subsequently expensed. Geological, geophysical and other exploration costs are expensed as incurred.

Investments in producing and unproved properties are periodically assessed on a property-by-property basis and a loss is recognized to the extent, if any, that the cost of each property has been impaired.

### Property, plant and equipment

Property, plant and equipment are carried at the lower of historical cost or impaired value less accumulated depreciation, depletion and amortization.

Depreciation and depletion of costs of reserves, production installations and field dedicated transportation systems is calculated using the unit of production method based on the proved reserves expected to be recovered by MPCN over field life. Production installations which also provide third-party services (service operations assets) are depreciated on a straight-line basis over the estimated remaining years of production from the fields concerned. Other assets are depreciated on a straight-line basis over their estimated useful lives.

For tax purposes development costs are depreciated on a straight-line basis over six years.

Expenditures for significant renewals and improvements are capitalized and depreciated over the life of the underlying equipment concerned. Routine maintenance and repairs are charged against results when performed.

### Varebeholdninger

Lagerbeholdninger er vurdert til full tilvirkningskost. Lager av innkjøpte varer er verdsatt til laveste av gjennomsnittlig anskaffelseskost og virkelig verdi. Det foretas nedskrivning for påregnelig ukurans.

### Regnskapsføring av inntekt

Inntekter knyttet til salg, transport og prosessering av hydrokarbon produkter og andre varer, regnskapsføres når risikoen for varen går over til kunde ved avtalt leveringspunkt. Inntekter regnskapsføres netto, eksklusive skatter og royalties.

### Fjerningskostnader

Selskapet vurderer sannsynligheten for fjerning av installasjoner på produserende felt fortløpende og avsetter for beregnede fjerningskostnader i henhold til produksjonensmetoden. Estimatenes som brukes er basert på fremtidig udiskontert kost av nedstengning i henhold til krav fra eksisterende regelverk og bruk av eksisterende teknologi.

### Valuta

Bokføringsvaluta er i norske kroner. Transaksjoner i utenlandsk valuta blir omregnet og bokført i norske kroner til månedlig kurs. Pengeposter i utenlandsk valuta er vurdert etter kursen ved regnskapsårets slutt. Gevinst eller tap fra utenlandsk valuta omsetning er inkludert i nettoinntekt.

### Skatt

Skattekostnaden i resultatregnskapet omfatter både periodens betalbare skatt og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt er beregnet på grunnlag av de midlertidige forskjeller som eksisterer mellom regnskapsmessige og skattemessige verdier, samt eventuelt ligningsmessig underskudd til fremføring ved utgangen av regnskapsåret. Skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller som reverserer eller kan reversere i samme periode er utlignet. Utsatt skatt og skattefordel som kan balanseføres er oppført netto i balansen. Utsatte skattefordeler er bare oppført i balansen når det vurderes som overveiende sannsynlig at fordelene kan realiseres. Utsatt skattekostnad fremkommer som netto endringen i årets beregnede verdi av utsatte skattefordeler og utsatte skatteforpliktelser.

### Tilknyttede selskaper

Tilknyttede selskaper er gjort rede for under Egenkapital metoden og er bokført i selskapets andel av nettoformuen plus lån og forskudd. Inntekter er redegjort for i selskapets andel av total nettoinntekt generert av egenkapital metoden.

### Ansattes pensjonsordning

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. Endringer i forpliktelsen som skyldes endringer i pensjonsplaner fordeles over antatt gjenværende opptjeningstid. Det samme gjelder estimatavvik i den grad de overstiger 10 prosent av det høyeste av pensjonsforpliktelsene og pensjonsmidlene (korridor). Selskapet adopterte NRS 6 i 2006 som basis for beregning av pensjonskostnader og gjeld.

### Bankinnskudd, kontanter og lignende

Bankinnskudd, kontanter og lignende inkluderer kontanter, bankinnskudd og alle andre pengemessige virkemidler hvor det er tre måneder eller mindre til forfallsdato

### Inventories

Inventories are valued at the lower of cost or market. Cost is determined by the average cost method. Obsolete inventory is written off.

### Revenue recognition

Revenues associated with the sales, transportation and processing of hydrocarbon products and other merchandise are recorded when title passes to the customer at the point of delivery based on the contractual terms of the sales agreements. Revenues are recorded net of taxes and royalties.

### Decommissioning liabilities

The estimated costs of decommissioning producing facilities are accrued using the unit of production method based on proved reserves expected to be recovered by MPCN over field life. The estimates used are based on the future undiscounted costs of decommissioning in accordance with the requirements of existing regulations and using existing technology.

### Foreign currency translation

The Company's accounting currency is the Norwegian kroner (NOK). Transactions denominated in foreign currencies are recorded in NOK using monthly exchange rates. Monetary assets and liabilities in the balance sheet denominated in foreign currencies are translated using year end exchange rates. Gains or losses from foreign currency translation are included in the result for the year.

### Income taxes

The income taxes in the income statement include both actual taxes payable to the Norwegian State and changes in deferred taxes. Deferred income tax expense is calculated using the liability method. Under this method, deferred tax assets and liabilities are calculated by applying the enacted statutory tax rates to the temporary differences between the balance sheet value of assets and liabilities and their associated value for tax purposes. Tax losses carried forward are treated as tax assets. Tax enhancing or tax reducing temporary differences which are or may be reversed in the same period have been eliminated. Deferred tax assets are only recognised to the extent that it is more likely than not that they will be recovered against future profits. Deferred tax assets and liabilities are presented on a net basis in the balance sheet. Deferred income tax expense is the net change in the year in the calculated value of deferred tax assets and liabilities.

### Associated Companies

Associated companies are accounted for under the equity method and are carried at the Company's share of net assets plus loans and advances. Income is recognised at the Company's net share of the total net income generated by the equity method investee.

### Employee retirement plans

Defined benefit plans where employees have the right to a defined amount of pension, are allocated to net income over the service period. Accumulated gains and losses in excess of 10 per cent of the greater of the benefit obligation or the fair value of assets are amortised over the remaining service period of active plan participants. Prior service costs, due to plan amendments on defined benefit plans, are amortized on a straight line basis over the average remaining service period of active participants. The Company adopted NRS 6 in 2006 as the basis for calculating amounts for pension expense and liabilities.

### Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents include cash, bank deposits and all other monetary instruments with three months or less to maturity at the date of purchase

**1. Beløp**

Alle beløp er oppgitt i tusen kroner.

**1. Amounts**

All amounts are in thousands of kroner.

**2. Salgsinntekt**

Salgsinntektene i 2010 relaterer seg til olje og gass produksjon på feltene Alvheim, Vilje og Volund. Alt salg er innen Europa.

**2. Sales**

Revenues in 2010 were derived from oil and gas production from the Alvheim, Vilje and Volund fields. All the sales were made within Europe.

	2010	2009	
Salg av gass til nærstående	674,523	401,657	Sales of gas to related parties
Salg av olje og kondensat til tredjepart	14,184	9,252	Sales of crude oil and condensate to third parties
Salg av olje og kondensat til nærstående	13,410,167	10,091,448	Sales of crude oil and condensate to related parties
Tariffinntekter fra tredjepart	94,516	3,046	Tariff income from third parties
<b>Sum</b>	<b>14,193,390</b>	<b>10,505,403</b>	<b>Total</b>

**3. Annen driftsinntekt**

Andre inntekter på NOK 100,008 relaterer seg til gevinst på bakgrunn av oljeprisen i hedge avtaler. Per 31 desember 2009 var det 'hedge' 11,000 fat per dag for perioden januar til juni 2010. Prisen for denne 'hedge' var Brent benchmark til vektet snitt på \$79.30. I januar 2010 ble ytterligere 19,000 fat per dag 'hedge', for samme periode og benchmark. Dette gav en total på 30,000 fat per dag for perioden januar til juni og en vektet pris på \$80.42

**3. Other Income**

Other income relates to NOK 100,008 of mark-to-market gains in respect of crude oil price hedges entered into. At December 31, 2009 swaps were entered into for 11,000 barrels per day for the period January to June 2010 with a Dated Brent benchmark at a weighted average swap price of \$79.30. In January, 2010 additional swaps for 19,000 barrels per day for the same time period and benchmark were entered into, bringing the total to 30,000 barrels per day for the period January to June 2010 at weighted average swap price of \$80.42.

**4. Letekostnader**

**4. Exploration expense**

	2010	2009	
Årets totale letekostnader	48,083	148,145	Incurred during the year
Aktivert andel av årets letekostnader	(30,888)	(107,971)	Capitalised share of current year's exploration activity
<b>Sum</b>	<b>17,195</b>	<b>40,174</b>	<b>Total</b>

5. Varige driftsmidler

5. Property, plant and equipment

	Ervervede lisensrettigheter	Produksjonsanlegg	Kontorutstyr, driftsløsøre	Anlegg under utbygging	Aktiverte letekostnader	Sum	
	Unproved property investment	Producing assets	Office facilities & equipment	Assets under Construction	Capitalised exploration costs	Total	
Anskaffelseskost 1. januar 2010	431,300	13,475,759	10,898	767,979	272,842	14,958,778	Cost at 1 January 2010
Tilgang	0	1,306,835	2,900	347,373	29,676	1,686,784	Additions
Lisens swap	(23,842)	0	0	0	0	(23,842)	Licence Swap
Kostnader ved tørr brønn	0	0	0	0	1,212	1,212	Dry well expense
Overføringer	0	171,138	6,318	(177,456)	0	0	Transfers
Overføring til MPNAS	(407,458)	(14,953,732)	(20,116)	(937,896)	(303,730)	(16,622,932)	Transfer to MPNAS
<b>Kost per 31 desember 2010</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Cost at 31 December 2010</b>
Akkumulerte avskrivninger 1. januar 2010	0	(4,893,469)	(8,628)	0	0	(4,902,097)	Accumulated depreciation, depletion and amortization at 1 January 2010
Årets avskrivninger	0	(3,132,938)	(3,599)	0	0	(3,136,537)	Depreciation, depletion and amortization for the year
Nedskrivning	(263,747)	0	0	0	0	(263,747)	Write-down
Overføring til MPNAS	263,747	8,026,407	12,227	0	0	8,302,381	Transfer to MPNAS
<b>Akkumulerte avskrivninger per 31 desember 2010</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Accumulated depreciation, depletion and amortisation at 31 December 2010</b>
<b>Balansført verdi 31.12.2010</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Book value at 31 December 2010</b>
Antatt økonomisk levetid (antall år)		*	3-5	**			Estimated useful life (years)

\* Produksjonsrelaterte eiendeler på felt avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Eiendeler relatert til støtteoperasjoner avskrives over antatt gjenværende periode (10-18 år).

\* Field related producing assets are depreciated on a unit of production basis. Service operations assets are depreciated over 10-18 remaining years.

\*\* Inkludert i tilgang til anlegg under utbygging er NOK 2,071 i balansførte renter. Per 31 desember 2010 utgjorde balansførte renter NOK 2,356

\*\* Included in additions to assets under construction is NOK 2,071 of interest capitalized during the year. The balance at 31 December 2010 was NOK 2,356.

Nedskrivning av ervervede lisensrettigheter på NOK 263,747 har blitt foretatt for å redusere verdien av bokførte eiendeler knyttet til Gudrun til å tilsvare salgsvederlaget som fremkommer av salgavtalen som ble signert i desember.

The NOK 263,747 write-down of unproved property investments has been made in the accounts to reduce the carrying value of the Gudrun investment to a value equal to the consideration in the Sales and Purchase Agreement signed in December.

6. Varebeholdninger

6. Inventories

	2010	2009	
Lager av materiell og utstyr	17,421	20,098	Materials and supplies
Lager av hydrokarboner	6,901	6,901	Hydrocarbon inventories
Overføring til MPNAS (jf. Note 18)	(24,322)	0	Transfer to MPNAS (ref. note 18)
Sum	0	26,999	Total

7. Mellomværende med tilknyttede selskaper

7. Receivables from / payables to group companies

<i>Kortsiktige fordringer</i>	2010	2009	<i>Current Receivables</i>
Marathon International Supply Company (G.B.) Ltd.	1,090,127	630,649	Marathon International Supply Company (G.B.) Ltd.
Marathon Oil UK, Ltd.	105,549	35,424	Marathon Oil UK, Ltd.
Marathon Petroleum Norge AS	22,088	20,071	Marathon Petroleum Norge AS
Marathon E.G. Production Ltd.	239	0	Marathon E.G. Production Ltd.
Marathon International Oil Company	10,992	10,888	Marathon International Oil Company
Marathon Petroleum West of Shetlands Ltd.	0	52	Marathon Petroleum West of Shetlands Ltd.
Marathon International Petroleum Morado Ltd.	3,399,996	3,399,996	Marathon International Petroleum Morado Ltd.
Overføring til MPNAS (jf. note 18)	(1,228,995)	0	Transfer to MPNAS (ref. note 18)
Overføring til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. (jf. note 18)	(3,399,996)	0	Transfer to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. (ref. note 18)
Total	0	4,097,080	Total

<i>Kortsiktig gjeld</i>	2010	2009	<i>Current Payables</i>
Marathon International Petroleum (G.B.) Limited	7,541	6,409	Marathon International Petroleum (G.B.) Limited
Marathon Oil Company	17,343	13,432	Marathon Oil Company
Marathon Service Co. Ltd.	2,123	923	Marathon Service Co. Ltd.
Marathon Petroleum West of Shetlands Ltd.	1	0	Marathon Petroleum West of Shetlands Ltd.
Marathon Service (G.B.) Limited	2,174	2,305	Marathon Service (G.B.) Limited
Overføring til MPNAS (jf. note 18)	(29,182)	0	Transfer to MPNAS (ref. note 18)
Total	0	23,069	Total

<i>Langsiktig gjeld</i>	2010	2009	<i>Long-term liabilities</i>
Marathon Petroleum Investment, Ltd.	3,374,135	3,374,135	Marathon Petroleum Investment, Ltd.
Overføring til MPNAS (jf. note 18)	(3,374,135)	0	Transfer to MPNAS (ref. note 18)
Total	0	3,374,135	Total

Det er ikke fastsatt noen tilbakebetalingsplan for den langsiktige gjelden. All langsiktig gjeld per 31.12.2010 (og per 31.12.2009) er rentebærende.

No set repayment periods apply to the long-term liabilities. All long-term liabilities at 31.12.2010 (and 31.12.2009) are interest-bearing.

8. Bankinnskudd, kontanter og lignende

2010

2009

8. Cash and cash equivalents

Bankinnskudd	5,298,693	3,991,562	Cash at bank
Overføring til MPNAS (jf. note 18)	(5,298,693)	0	Transfer to MPNAS (ref. note 18)
Total	0	3,991,562	Total

Av NOK 5,298,693 per 31. desember, er NOK 4,503 bundne skattetrekksmidler.

Of the NOK 5,298,693 at 31 December 2010, NOK 4,503 is a restricted cash balance.

9. Egenkapital

9. Branch Equity

	Kapital-konto	Opptjent egenkapital	Sum	
	Capital Account	Accumulated deficit	Total	
Egenkapital 01.01.2010	5,951,553	252,386	6,203,939	Equity at 1st January 2010
Årets resultat	0	1,926,902	1,926,902	Result for year
Overføring til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. (jf. note 18)	(5,951,553)	(2,179,288)	(8,130,841)	Transfer to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. (ref. note 18)
<b>Egenkapital 31.12.2010</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Equity at 31st December 2010</b>

10. Informasjon om andeler i felt og lisenser

10. Information about interests in fields and licences

Lisens Nummer	Eierandel %	Felts	Utløp konsesjon	Oppstart av produksjon
<i>Licence Number</i>	<i>Interest (%)</i>	<i>Fields</i>	<i>Expiration of concession</i>	<i>Commencement of production</i>
PL025	20.000	Gudrun	31.12.2028	
PL036D	46.904	Vilje	11.06.2021	(Startet produksjon i 2008/Production started in 2008)
PL036C	65.000	Alvheim	11.06.2021	(Startet produksjon i 2008/Production started in 2008)
PL 048 E	12.500	Eirin	31.12.2028	
PL088BS	65.000	Alvheim	09.03.2022	(Startet produksjon i 2008/Production started in 2008)
PL150	65.000	Volund	08.07.2024	(Startet produksjon i 2009/Production started in 2009)
PL187	20.000	Brynhild	10.09.2032	
PL203	65.000	Alvheim	02.02.2032	(Startet produksjon i 2008/Production started in 2008)

Andeler i felt og lisenser ble overført til MPNAS ved virksomhetsoverføringen 31. desember 2010, også som følge av at "Pass Through" avtalen er opphevet.

Interests in field and licences were transferred to MPNAS as part of the business transfer at the 31 December 2010, also due to termination of the "Pass Through" agreement.

Informasjon om fjerningskostnader/Information about decommissioning cost

2010

2009

Avsatt til fjerningskostnader ved nedstegning av feltet/Provision for decommissioning	797,621	446,596
Totale estimerte fjerningskostnader/Total estimated decommissioning cost	1,794,993	1,499,407
Kostnadsførte fjerningskostnader i løpet av året/Decommissioning cost booked through the year	351,024	299,728

Ikke revidert informasjon

Unaudited information

Informasjon om gjenværende reserver/ Information about reserves

2010

2009

Filialens andel av resterende utvinnbare reserver/ Branch's share of remaining proved developed reserves:	Oil (Sm <sup>3</sup> x 10 <sup>6</sup> )	0	9.69
	Gas (Sm <sup>3</sup> x 10 <sup>9</sup> )	0	0.29
Filialens andel av produksjonen/ Branch's share of production:	Oil (Sm <sup>3</sup> x 10 <sup>6</sup> )	4.34	3.97
	Gas (Sm <sup>3</sup> x 10 <sup>9</sup> )	0.38	0.29

Reserver er overført til MPNAS ved virksomhetsoverdragelsen 31. desember 2010 (jf. note 18).

The reserves have been transferred to MPNAS as part of the business transfer at 31 December 2010 (ref. note 18).

## Noter til regnskapet

## Notes to Accounts

### 11. Skatter

### 11. Income Taxes

Beregning av utsatt skatt og endring i utsatt skatt	Changes	2010	2009	Calculation of deferred taxes and change in deferred taxes
<i>Midlertidige forskjeller ordinært skattegrunnlag</i>				<i>Temporary differences ordinary tax basis</i>
Varige driftsmidler	(503,984)	2,975,627	3,479,611	Fixed assets
Fordringer	(24,272)	(34,220)	(9,948)	Receivables
Avsetning for fjerningsforpliktelser	(351,025)	(797,621)	(446,596)	Provision for decommissioning
Netto midlertidige forskjeller	(879,281)	2,143,786	3,023,067	Net temporary differences
<i>Grunnlag for utsatt skatt/skattefordel i balansen av ordinært skattegrunnlag</i>	(879,281)	2,143,786	3,023,067	<i>Basis for deferred ordinary income taxes</i>
<i>Midlertidige forskjeller særskatteplikt- grunnlag</i>				<i>Temporary differences special tax basis</i>
Fra ordinært skattegrunnlag	(879,281)	2,143,786	3,023,067	Ordinary tax basis (above)
Ubenyttet friinntekt til fremføring	598,654	0	(598,654)	Unexploited uplift carried forward
Fremtidig friinntekt	210,865	(728,041)	(938,906)	Future uplift
Permanente forskjeller – Finansielle kostnader ikke fradragsberettiget for særskattegrunnlag	56,809	(117,512)	(174,321)	costs not allowable for special income tax
<i>Grunnlag for utsatt skatt/skattefordel i balansen av særskattegrunnlag</i>	(12,953)	1,298,233	1,311,186	<i>Basis for deferred special income taxes</i>
<i>Utsatt skatt og endring i utsatt skatt</i>				<i>Deferred taxes and change in deferred taxes</i>
28 % utsatt skatt/(skattefordel) ordinært skattepliktig grunnlag	(246,199)	600,260	846,459	28% deferred tax liability / (asset) on ordinary tax basis
50% utsatt skatt/(skattefordel) av særskattepliktig grunnlag	(6,476)	649,117	655,593	50% deferred tax liability/(asset) on special tax basis
<i>Utsatt skatt/skattefordel</i>	(252,675)	1,249,377	1,502,052	<i>Deferred tax liabilities/(benefits)</i>
Utsatt skatt overført til MPNAS, jf. note 18		(1,249,377)	0	Deferred tax transferred to MPNAS, see note 18
<i>Utsatt skatt/skattefordel i balansen</i>		0	1,502,052	<i>Deferred tax liabilities/(benefits) in the balance sheet</i>
<i>Endring i utsatt skatt i resultatregnskapet</i>		(252,675)	3,420,271	<i>Change in deferred taxes in the income statement</i>
Betalbar skatt				Payable taxes
<i>Grunnlag for betalbar skatt</i>				<i>Basis for payable taxes</i>
Resultat før skattekostnad		9,372,195	5,740,361	Result before income taxes
Grunnlag for betalbar skatt (i skattekostnaden) 28% land		(44,649)	0	Basis for payables tax 28% onshore regime
Permanente forskjeller		390,081	25,875	Permanent differences
Grunnlag for årets skattekostnad		9,717,627	5,766,236	Basis for payable taxes
Endring i midlertidige forskjeller – over		879,281	1,301,583	Change in temporary differences – above
Endring i midlertidige forskjeller - andre		36,585	0	Change in temporary differences – other
<i>Skattepliktig inntekt</i>		10,633,493	7,067,819	<i>Taxable income</i>
Økning i/(Bruk av) fremførbart underskudd		0	(3,850,702)	Addition to / (Utilization of) losses carried forward
<i>Grunnlag for betalbar skatt (i skattekostnaden) 28% sokkel</i>		10,633,493	3,217,117	<i>Basis for payables tax 28% offshore regime (in the tax charge)</i>
Justering for friinntekt og andre finansposter		(1,224,657)	(3,217,117)	Adjustments for uplift and financial items
<i>Grunnlag for betalbar skatt (i skattekostnaden) 50% land</i>		9,408,836	0	<i>Basis for payables tax 50% offshore regime (in the tax charge)</i>
<i>Betalbar skatt (i skattekostnaden)</i>		7,694,298	900,793	<i>Payable taxes (in the tax charge)</i>



## 13. Pensjoner

## 13. Pensions

Selskapet har pensjonsordninger som omfatter i alt 175 personer. Ordningene gir rett til definerte fremtidige ytelser. Disse er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra folketrygden. Forpliktelsene er dekket gjennom et forsikringsselskap.

MPCN has a defined benefit pension plan for its employees. The assets of the plan are held by an independent insurance company. The plan had 175 members at 31<sup>st</sup> December 2010.

<b>Netto pensjonkostnad</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Net periodic pension cost</b>
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	19,181	5,625	Benefits earned during year
Rentekostnad	909	733	Interest cost
Forventet avkastning på pensjonsmidler	(585)	(497)	Expected return on plan assets
Resultatført aktuarmessig tap/(gevinst)	(38)	(10)	Recognised actuarial loss
Sum netto pensjonkostnad	19,466	5,851	Total net periodic pension cost
<b>Endring i beregnede pensjonsforpliktelser</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Change in projected benefit obligation</b>
Estimert pensjonsforpliktelse 01.01.	17,472	15,434	Projected benefit obligation at beginning of year
Rentekostnad	909	733	Interest cost
Betalt fra pensjonsplan	(172)	(945)	Paid from the plan
Fusjoner og oppkjøp	19,767	0	Mergers and acquisitions
Aktuarmessig tap/(gevinst)	2,110	(3,375)	Actuarial loss/(gain)
Nåverdi av årets pensjonsopptjening 31.12.	19,181	5,625	Benefits earned during year
Beregnete pensjonsforpliktelser 31.12.	59,267	17,472	Projected benefit obligation at end of year
<b>Endring i pensjonsmidler</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Change in pension plan assets</b>
Pensjonsmidler (til markedsverdi) 01.01	8,700	7,400	Fair value of plan assets at beginning of year
Pensjonspremie innbetalinger	6,982	3,574	Company contributions
Betalt fra fond	(172)	(519)	Paid from fund
Overføring Maersk ansatte	7,980	0	Maersk Transition
Aktuarmessig tap/(gevinst)	1,525	(2,252)	Actuarial loss/(gain)
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	585	497	Expected return on plan assets
Pensjonsmidler (til markedsverdi) 31.12.	25,600	8,700	Fair value of plan assets at end of year
<b>Pensjonsforpliktelse i balansen</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Status of plan reconciled to balance sheet</b>
Netto pensjonsforpliktelser 01.01	(33,667)	(8,772)	Funded status of plan at beginning of year
Ikke resultatført aktuarmessig tap/(gevinst)	(553)	(1,176)	Unrecognised actuarial loss/(gain)
Overført til MPN	34,220	0	Transfer to MPN
Netto pensjonsforpliktelser 31.12.	0	(9,948)	Funded status of plan at end of year

<i>Økonomiske forutsetninger</i>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<i>Weighted average assumptions at end of year</i>
Diskonteringsrente	4.40%	5.20%	Discount rate
Forventet avkastning på fondsmidler	5.00%	5.60%	Expected return on plan assets
G-regulering	3.75%	3.75%	G-regulation
Forventet lønnsregulering	4.0%	4.0%	Expected salary increase
Pensjonsregulering	0.5%	1.3%	Increase in pension
De aktuariemessige forutsetningene er basert på vanlige benyttede forutsetninger innen forsikring når det gjelder demografiske faktorer.			The actuarial assumptions are based on standard demographic factors.
Selskapets netto pensjonsforpliktelse på kr. 34,219,717 ble i sin helhet overført til MPNAS ved virksomhetsoverføringen 31. Desember 2010			The total long-term pension liabilities of 34,219,717 NOK was transferred to MPNAS as part of the business transfer at the 31 December 2010.

**14. Annen kortsiktig gjeld**

**14. Other current liabilities**

	<b>2010</b>	<b>2009</b>	
Leverandørgjeld	183,954	301,946	Accounts payable
Gjeld til ansatte av skyldig arbeidsgiveravgift	61,604	29,562	Amounts due to employees and payroll taxes
Annen kortsiktig gjeld, inkludert påløpte utbyggingskostnader.	358,980	675,850	Other short-term liabilities including amounts due for construction work not yet invoiced
Overført til MPNAS (jf note 18)	(604,538)	0	Transferred to MPNAS (ref note 18)
Sum	0	1,007,358	Total

**15. Investeringer i tilknyttede selskaper**

Per 31 desember 2010 var følgende selskap regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

**15. Investments in associated companies**

At 31st December 2010 the following company was accounted for according to the equity method

<b>Selskap / Company</b>	<b>Anskaffelsesdato/ Acquisition date</b>	<b>Forretningskontor Registered Office</b>	<b>Andel Interest</b>
Alvheim AS	05.09.2005	Stavanger	65%
<b>Selskap / Company</b>	<b>Investering i år Investment in Year</b>	<b>Andel av overskudd / Share of profit in years</b>	<b>Balanseoverført Verdi / Book value</b>
Alvheim	-	1	53

Selskapets investering i Alvheim AS ble overført til MPNAS ved virksomhetsoverføringen 31. desember 2010

The investment in Alvheim AS was transferred to MPNAS as part of the business transfer at the 31 December 2010.

**16. Revisjonshonorarer**

Det er kostnadsført kr 2,026,180 (2009 - kr 902,835) i honorar til selskapets revisor for revisorarbeid relatert til revidering av regnskapet. I tillegg er det kostnadsført kr 330,000 (2009 – kr 0) for annen bistand

**16. Auditors**

The audit fee for audit work related to financial statements charged in these accounts for 2010 was 2,026,180 NOK (2009 – 902,835 NOK). Additional 330,000 NOK (2009 – 0 NOK) is charged in these accounts for 2010 relating to other consultancy work.

**17. Risiko**

I tillegg til prosjekt risiko og geologisk risiko, er selskapet utsatt for svingninger i markedet for råvarepriser, rentesatser og utenlandske valuta rater. Før selskapets styremedlemmer godkjenner foreslåtte investeringer, vil de kreve at innvirkning av risiko på potensiell inntjening blir nøye analysert, og risikonivået må være akseptabelt for styret.

I begynnelsen av desember 2009 og inn i januar 2010 inngikk vi swapavtaler for en andel av vår 2010 prognose for salg av flytende hydrokarboner. Vi har ikke kvalifisert disse swappene for sikringsregnskap. Følgelig regnskapsfører vi alle endringer i den virkelige verdien av derivatinstrumentene som brukes i disse transaksjonene, i resultatregnskapet. Per 31 desember 2009 var det 'hedge' 11,000 fat per dag for perioden januar til juni 2010. Prisen for denne 'hedge' var Brent benchmark til vektet snitt på \$79.30. I januar 2010 ble ytterligere 19,000 fat per dag 'hedge', for samme periode og benchmark. Dette gir en total på 30,000 fat per dag for perioden januar til juni og en vektet pris på \$80.42.

**18. Virksomhetsoverdragelse**

31. desember 2010 ble virksomheten i MPCN overført til MPNAS, jf. oversikten nedenfor. Virksomheten ble overført som tingsinnskudd i MPNAS mot samtidig forhøyelse av aksjekapitalen i selskapet. Selskapets aksjekapital ble forhøyet fra NOK 318,168,100 med NOK 446,756,500 til NOK 764,924,600. MPCN overførte aksjene videre til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. Pr. 31. Desember 2010, etter overføringen fra MPCN, var alle aksjene i MPNAS eid av Marathon Norway Investment Coöperatief U.A.

I tillegg ble selskapets utlån på NOK 3,399,995,809 overført direkte til Marathon Norway Investment Coöperatief U.A.

Overføringen er gjort med kontinuitet på regnskapsmessige verdier i henhold til selskapsregnskapstallene og skattefritt i henhold til §10 vedtak. Regnskapsmessig kontinuitet er lagt til grunn som følge av at omorganiseringen skjer under uendret eierskap.

**17. Business Risks**

In addition to project risk and geological risk, the Company was exposed to market fluctuations in commodity prices, interest rates, and foreign exchange rates. However, before authorising any proposed investment the Managers require that the impact of these risks on the potential returns from the new investment is carefully analysed and that the levels of risk are acceptable to the board.

Beginning in December 2009 and into January 2010, we entered into swaps on a portion of our forecast 2010 sales of liquid hydrocarbons. We have not qualified these swaps for hedge accounting. As a result, we have recognized in net income all changes in the fair value of derivative instruments used in those operations. At December 31, 2009 swaps were entered into for 11,000 barrels per day for the period January to June 2010 with a Dated Brent benchmark at a weighted average swap price of \$79.30. In January, 2010 additional swaps for 19,000 barrels per day for the same time period and benchmark were entered into, bringing the total to 30,000 barrels per day for the period January to June 2010 at weighted average swap price of \$80.42.

**18. Transfer of business**

31st December 2010 the business of MPCN was transferred to MPNAS, refer to the overview below. The business was transferred as a contribution in kind to MPNAS with a simultaneous capital increase in the Company. The share capital increased from NOK 318,168,100 by NOK 446,756,500 to NOK 764,924,600. MPCN transferred its shares in MPNAS to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A. on 31st December 2010. As at 31st December 2010, and following the transfer from MPCN, all of the shares of MPNAS were owned by Marathon Norway Investment Coöperatief U.A.

In addition, the Company's loan of NOK 3,399,995,809 was transferred directly to Marathon Norway Investment Coöperatief U.A.

For accounting purposes the transfer was carried out at book values under the continuity principle. For tax purposes the transfer was tax-free according to a section 10 decision. Accounting continuity applies because the reorganisation takes place within the same group of companies.

## Noter til regnskapet

## Notes to Accounts

Balanse pr. 31. desember før virksomhetsoverdragelsen:

Balance Sheet as at 31 December prior to the transfer of business:

Alle beløp er oppgitt i hele kroner			All amounts are in NOK
Per 31. desember	Note	2010	As at 31st December
<b>EIENDELER</b>			<b>ASSETS</b>
<b>Anleggsmidler</b>			<b>Fixed Assets</b>
Varige driftsmidler	5	8,320,550,979	Net property, plant and equipment
Investering i tilknyttede selskaper	15	52,639	Investments in associated companies
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>8,320,603,618</b>	<b>Total fixed assets</b>
<b>Omløpsmidler</b>			<b>Current Assets</b>
Varer	6	24,322,079	Inventories
Kunderfordringer		129,069,340	Accounts receivable
Andre fordringer på selskap i samme konsern	7	4,628,990,743	Accounts receivable – group companies
Andre fordringer		92,531,415	Other current assets
<b>Sum varer og fordringer</b>		<b>4,874,913,577</b>	<b>Total inventories and accounts receivable</b>
Bankinnskudd, kontanter, og lignende	8	5,298,693,179	Cash and cash equivalents
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>10,173,606,756</b>	<b>Total current assets</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>18,494,210,374</b>	<b>TOTAL ASSETS</b>
<b>GJELD OG EGENKAPITAL</b>			<b>EQUITY AND LIABILITIES</b>
<b>EGENKAPITAL</b>			<b>EQUITY</b>
<b>Innskutt egenkapital</b>			<b>Paid-in capital</b>
Innskutt egenkapital		5,951,552,789	Branch capital account
<b>Sum innskutt egenkapital</b>		<b>5,951,552,789</b>	<b>Total paid in capital</b>
Opptjent egenkapital		2,179,288,272	Retained profits
<b>Sum egenkapital</b>	<b>9</b>	<b>8,130,841,061</b>	<b>Total equity</b>
<b>GJELD</b>			<b>LIABILITIES</b>
Gjeld til selskap i samme konsern	7	3,374,135,164	Long-term debt
Skyldig pensjonsforpliktelse	13	34,219,717	Long-term pension liabilities
Avsetning til fjerning og nedstenging	10	797,620,631	Provision for decommissioning
Utsatt skatt	11	1,249,376,535	Deferred taxes payable
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>5,455,352,047</b>	<b>Total long-term liabilities</b>
Kortsiktig gjeld til selskap i samme konsern	7	29,181,635	Accounts payable – group companies
Skyldig skatt	11	4,274,297,609	Taxes payable
Avsatt til utbytte		0	Proposed dividend
Annen kortsiktig gjeld	14	604,538,022	Other current liabilities
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>4,908,017,266</b>	<b>Total current liabilities</b>
<b>SUM GJELD OG EGENKAPITAL</b>		<b>18,494,210,374</b>	<b>TOTAL EQUITY AND LIABILITIES</b>

**19. Konsernregnskaper**

Selskapet er del av Marathon Oil Corporation Gruppen.

Kopi av konsernets regnskaper er tilgjengelig hos:

Marathon Oil Corporation  
Public Affairs  
PO Box 3128  
Houston  
TX 77253  
USA

Eller fra internettsiden:  
[www.marathon.com](http://www.marathon.com)

**19. Ultimate Holding Company**

The directors regard Marathon Oil Corporation as the ultimate parent undertaking of this company.

Copies of The Marathon Group financial statements can be obtained from:

Marathon Oil Corporation  
Public Affairs  
PO Box 3128  
Houston  
TX 77253  
USA

Or, from the website at:  
[www.marathon.com](http://www.marathon.com)

Til generalforsamlingen i Marathon Petroleum Company (Norway) LLC

## Revisors beretning

### Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Marathon Petroleum Company (Norway) LLC, som består av balanse per 31. desember 2010, resultatregnskap som viser et overskudd på kr 1 926 902 289,-, kontantstrømpoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

#### *Styret og daglig leders ansvar for årsregnskapet*

Styret og daglig leder er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge, og for slik intern kontroll som styret og daglig leder finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

#### *Revisors oppgaver og plikter*

Vår oppgave er å gi uttrykk for en mening om dette årsregnskapet på bakgrunn av vår revisjon. Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder International Standards on Auditing. Revisjonsstandardene krever at vi etterlever etiske krav og planlegger og gjennomfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

En revisjon innebærer utførelse av handlinger for å innhente revisjonsbevis for beløpene og opplysningene i årsregnskapet. De valgte handlingene avhenger av revisors skjønn, herunder vurderingen av risikoene for at årsregnskapet inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil. Ved en slik risikovurdering tar revisor hensyn til den interne kontrollen som er relevant for selskapets utarbeidelse av et årsregnskap som gir et rettviseende bilde. Formålet er å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll. En revisjon omfatter også en vurdering av om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimatene utarbeidet av ledelsen er rimelige, samt en vurdering av den samlede presentasjonen av årsregnskapet.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

#### *Konklusjon*

Etter vår mening er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til Marathon Petroleum Company (Norway) LLC per 31. desember 2010, og av resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge.



## Uttalelse om øvrige forhold

### *Konklusjon om årsberetningen*

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet og forutsetningen om fortsatt drift er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

### *Konklusjon om registrering og dokumentasjon*

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nødvendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag ISAE 3000 "Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller begrenset revisjon av historisk finansiell informasjon", mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge.

Stavanger, 11. april 2011  
**PricewaterhouseCoopers AS**

  
Gunnar Slettébø  
Statsautorisert revisor