

Statoil Petroleum AS

## Utbygging og drift av Valemon



Etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser

Rapport

6.10.2016

**Oppdragsgiver:** Statoil Petroleum AS

**Rapport nr.:** 9486

**Rapportens tittel:** Utbygging og drift av Valemon. Etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser

**Ansvarlig konsulent:** Erik Holmelin

**Kvalitetssikret av:** Bjørn Brox

**Dato:** 6.10.2016

## Innhold

|   |           |
|---|-----------|
| <b>SAMMENDRAG</b>   | <b>7</b>  |
| <b>1 ARBEIDSOPPLEGG OG METODIKK</b>                                     | <b>9</b>  |
| 1.1 HENSIKTEN MED ETTERPRØVINGEN  | 9         |
| 1.2 ARBEIDSOPPLEGG OG METODE FOR STUDIEN                                | 9         |
| 1.2.1 Hva menes med norsk verdiskaping                                  | 9         |
| 1.2.2 Viktige problemstillinger som ønskes belyst                       | 10        |
| 1.2.3 Beregningsmetode for nasjonal verdiskaping                        | 10        |
| <b>2 NÆRMERE OM VALEMON-UTBYGGINGEN</b>                                 | <b>12</b> |
| 2.1 UTBYGGINGSPLANER FOR VALEMON-FELTET                                 | 12        |
| 2.1.1 Valemon-feltet i Nordsjøen  | 12        |
| 2.1.2 Utbyggingsplaner for Valemon                                      | 12        |
| 2.2 GJENNOMFØRING AV VALEMON-UTBYGGINGEN                                | 13        |
| 2.2.1 Sammenlikning av utbyggingskonsept med konsekvensutredningen      | 13        |
| 2.2.2 Sammenlikning av investeringskostnadene                           | 14        |
| 2.2.3 Sammenlikning av driftskostnadene for 2015 med beregningene i PUD | 16        |
| <b>3 NORSK VERDISKAPING I UTBYGGING AV VALEMON</b>                      | <b>17</b> |
| 3.1 BEREGNING AV NORSK VERDISKAPING I VALEMON-UTBYGGINGEN               | 17        |
| 3.1.1 Beregning av norsk verdiskaping ved Valemon-utbyggingen           | 17        |
| 3.1.2 Sammenlikning med konsekvensutredningen.                          | 19        |
| <b>4 NORSK VERDISKAPING I DRIFT AV VALEMON-FELTET</b>                   | <b>20</b> |
| 4.1 BEREGNING AV NORSK VERDISKAPING TIL DRIFT AV VALEMON-FELTET         | 20        |
| 4.1.1 Lokalisering av landbaserte støttefunksjoner                      | 20        |
| 4.1.2 Beregning av norsk verdiskaping i første hele driftsår            | 20        |
| 4.1.3 Sammenlikning med den samfunnsmessige konsekvensutredningen       | 21        |
| <b>REFERANSER</b>   | <b>22</b> |



## Forord

Agenda Kaupang AS har vært engasjert av Statoil Petroleum AS for å gjennomføre en etterprøving av samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift av Valemon-feltet i nordre del av Nordsjøen, vest av Sognefjorden. Bakgrunnen for utredningen er et krav fra sentralmyndighetene om at utbygger innen to år etter at et selvstendig petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel er satt i produksjon, skal gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

Foreliggende etterprøving tar utgangspunkt i investeringsregnskapet for Valemon-utbyggingen fordelt på hovedkomponenter, og vurderer i samarbeid med Statoils prosjektleder for utbyggingsprosjektet og med hovedleverandørene, norsk andel av verdiskapingen i utbyggingsprosjektet for hver hovedkomponent og samlet for hele utbyggingen. Det samme gjøres for driftskostnadene for feltet i første hele driftsår. Norsk andel av verdiskapingen i investering og drift sammenliknes videre med beregningene i den samfunnsmessige konsekvensutredningen som var vedlagt Plan for Utbygging og Drift (PUD). Videre vurderes samlede investeringskostnader og driftskostnader opp mot konsekvensutredningens beregninger av disse forhold fra før utbyggingen startet opp.

Agenda Kaupang AS sender med dette ut sluttrapport for etterprøving av Valemon-utbyggingen i henhold til myndighetenes krav. Etterprøvingen er skrevet av samfunnsøkonom Erik Holmelin i samarbeid med statsviter Bjørn Brox, som også har fungert som kvalitets-sikrer for vårt arbeid.

Stabekk, 6. oktober 2016

Agenda Kaupang AS



## Sammendrag

Stortinget vedtok i 2010 etter forslag fra regjeringen, at det for nye selvstendige utbygginger av petroleumsfelt på norsk kontinentalsokkel skal gjennomføres en analyse i etterkant av de ringvirkningene utbyggingen ga for det norske samfunn som helhet, og særlig regionalt og lokalt. Valemon-feltet ble satt i drift ved årsskiftet 2014/2015. Foreliggende analyse er ment å skulle etterkomme dette krav.

Myndighetenes krav til etterprøving fokuserer særlig på regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingsprosjektet. Dette er imidlertid mest aktuelt for utbyggingsprosjekter i Norskehavet og Barentshavet, der utvikling av petroleumsvirksomhet betraktes som et sterkt distriktspolitisk virkemiddel for utvikling av regionalt og lokalt næringsliv.

For utbyggingsprosjekter i Nordsjøen har sentralmyndighetene i stedet fokusert på virkninger av utbyggingsprosjektene for norsk næringsliv og økonomi som helhet, og har ikke ønsket å trekke inn en regional og lokal dimensjon i konsekvensutredningene, fordi petroleumsfeltene i Nordsjøen oppfattes som en nasjonal ressurs. For utbygging av felt i Nordsjøen har derfor analyser av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingsprosjekter i hovedsak vært holdt på et nasjonalt nivå. Dette gjelder også for utbygging av Valemon-feltet. Etterprøvingen av samfunnsmessige virkninger av utbygging av Valemon-feltet holdes derfor på et nasjonalt nivå. Til gjengjeld analyseres også nasjonale virkninger av drift av Valemon i første hele driftsår.

Hovedfokuset i etterprøvningsstudien er å beregne norsk verdiskaping i selve utbyggingsprosjektet, og sammenlikne denne med de beregninger som ble gjort i Plan for Utbygging og Drift (PUD) og i konsekvensutredningen for Valemon fra 2010. Med norsk verdiskaping i en kontrakt mener en for produksjon som foregår i Norge, kontraktsverdien fratrukket verdien av varer og tjenesteleveranser som importeres til produksjonen fra utlandet. For produksjon som foregår i utlandet, eller på norsk sokkel med utenlandske skip og borerigger, mener man verdien av norskproduserte varer og tjenester som leveres til denne produksjonen.

Etterprøvingen av norsk verdiskaping i Valemon-utbyggingen er langt på vei gjort tidligere. I et oppdrag for OED fra 2015 har Agenda Kaupang beregnet norsk verdiskaping i sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel, herunder også Valemon. Resultatene i denne studien er også i hovedsak benyttet i foreliggende studie, men oppdatert med nye borekostnader. Etterprøvingen har foregått ved at man ba utbygger om å få tilgang til prosjektets utbyggingsregnskap fordelt på hovedkomponenter. En ba videre om å få koblet hver hovedkomponent opp mot prosjektets kontraktsregister, slik at en fikk oversikt over kontraktør og verdi i de viktigste kontraktene, og kunne gå nærmere inn på disse for å finne norsk verdiskaping.

Beregning av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektene foregikk deretter ved at konsulentten sammen med operatørens prosjektleder, gikk gjennom alle de største kontraktene og benyttet prosjektlederens detaljkunnskap til å finne norsk verdiskaping i hver kontrakt. I tilfeller, og for store kontrakter med mye underleveranser, ba man kontraktøren om å gjøre det samme. Beregnede norske verdiskapingsandeler ble avslutningsvis summert opp på hovedkomponentnivå og for hele utbyggingsprosjektet samlet.

I foreliggende studie er også en tilsvarende beregning av norsk verdiskaping i driftsfasen foretatt med bakgrunn i driftsregnskapet for Valemon i første hele driftsår 2015.

For Valemon-utbyggingen foreligger det en PUD fra 2010, som beskriver utbyggingsplanene for feltet. En etterprøving av utbyggingskonseptet viser at Valemon-feltet i all hovedsak ble bygget ut i

henhold til det som var forutsatt. Den eneste større forskjell er at produksjonen på Valemon som følge av ny teknologi, etter at boringen er avsluttet vil bli styrt fra Statoils driftsorganisasjon på Sandsli ved Bergen, og ikke fra Kvitebjørn som forutsatt i PUD.

Valemon-feltet hadde ifølge Statoils foreløpige prosjektrengskap med prognose for gjenstående borekostnader, en samlet utbyggingskostnad på vel 22,4 milliarder kr. Justert for prisendringer, er dette rundt 6 % mer enn forutsatt i PUD for feltutbyggingen fra 2010. Dette er likevel godt innenfor usikkerhetsspennet i PUD på +/- 20 %.

Norsk verdiskaping i Valemon-utbyggingen er i samarbeid med Statoils prosjektledelse og representanter for prosjektets hovedleverandører, beregnet i etterprøvingen til vel 10,3 milliarder kr eller rundt 49 % av de totale utbyggingskostnadene.

Den samfunnsmessige konsekvensutredningen fra 2010 som ble vedlagt PUD viser en beregnet norsk andel av verdiskapingen for Valemon på rundt 56 %, altså noe mer enn det som etterprøvingen viser. Hovedårsaken til forskjellen er trolig at man i konsekvensutredningen la til grunn at understellet til plattformen ble bygget i Norge, mens det viste seg å bli bygget i Nederland.

Kostnader til drift av Valemon-feltet var i PUD fra 2010 vurdert til rundt 272 millioner 2010-kr pr år, i perioden med parallell drift og boring. Driftskostnadene var da eksklusive overheadkostnader, driftsforberedelser og utviklingskostnader og eksklusive tariff og miljøavgifter. Justert til 2015-kr gir dette en årlig driftskostnad på vel 313 millioner 2015-kr.

En gjennomgang av prosjektrengskapet for Valemon i første hele driftsår 2015, viser samlede driftskostnader på 312 millioner 2015-kr, når de samme kostnadselementene var trukket ut. De reelle driftskostnadene for Valemon viser seg dermed å være temmelig like det som var beregnet i PUD, og langt innenfor usikkerhetsspennet på +/- 20 %.

Inkluderer man overheadkostnader og utviklingskostnader i driftskostnadene for Valemon, viser driftsregnskapet for 2015 en samlet driftskostnad, eksklusiv miljø- og tariffkostnader på 486 millioner 2015-kr. Norsk verdiskaping i disse vare- og tjenesteleveransene er i etterprøvingen vurdert til nær 464 millioner 2015-kr eller 95 % av de totale driftskostnadene.

Den samfunnsmessige konsekvensutredningen for Valemon fra 2010, viste til sammenlikning en beregnet norsk andel av verdiskapingen i driftsfasen på mellom 85 % og 90 %. Norsk verdiskaping i drift av Valemon viser seg dermed å være noe høyere enn det den samfunnsmessige konsekvensutredningen for feltet la til grunn. En er imidlertid enige i at drift av et petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en norsk aktivitet.



# 1 Arbeidsopplegg og metodikk

## 1.1 Hensikten med etterprøvingen

Stortinget vedtok i 2010, etter forslag fra regjeringen, at det for nye selvstendige utbygginger av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel skal gjennomføres en analyse i etterkant av de ringvirkningene utbyggingen ga for det norske samfunn som helhet, og særlig regionalt og lokalt. Vedtaket er forankret i Stortingsmelding nr. 28 (2010-2011), der det kreves at: «Operatører for nye, selvstendige utbygginger skal senest to år etter at feltet er satt i produksjon, gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.»

Valemon-feltet ble satt i drift ved årsskiftet 2014/2015. Foreliggende analyse er ment å skulle etterkomme dette krav.

Sentralmyndighetenes krav til etterprøving fokuserer særlig på regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingsprosjektet. Dette er imidlertid mest aktuelt for utbyggingsprosjekter i Norskehavet og Barentshavet, der utvikling av petroleumsvirksomhet betraktes som et sterkt distriktpolitisk virkemiddel for utvikling av regionalt og lokalt næringsliv.

For utbyggingsprosjekter i Nordsjøen har sentralmyndighetene i stedet fokusert på virkninger av utbyggingsprosjektene for norsk næringsliv og økonomi som helhet, og har ikke ønsket å trekke inn en regional og lokal dimensjon i konsekvensutredningene, fordi petroleumfeltene i Nordsjøen oppfattes som en nasjonal ressurs. For utbygging av felt i Nordsjøen har derfor analyser av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingsprosjekter i hovedsak vært holdt på et nasjonalt nivå. Unntaket er tilfeller hvor petroleumsvirksomheten medfører anlegg på land som terminalanlegg, rørledninger, strømforsyning mv. I slike tilfeller er også regionale og lokale ringvirkninger rundt disse anleggene utredet.

Når det gjelder Valemon, så er dette et felt ute i Nordsjøen uten noen direkte tilknytning til land. Som følge av dette ble utredningen av samfunnsmessige konsekvensene av utbyggingsprosjektet i Statoils konsekvensutredning fra 2010, bare holdt på et nasjonalt nivå. Etterprøvingen må derfor også holdes på et nasjonalt nivå, da utbyggingsprosjektet ikke har noen klar regional eller lokal tilhørighet.

## 1.2 Arbeidsopplegg og metode for studien

### 1.2.1 Hva menes med norsk verdiskaping

I denne etterprøvningsstudien har en lagt følgende definisjon på norsk verdiskaping til grunn:

*Med norsk verdiskaping i en kontrakt mener en for produksjon som foregår i Norge, kontraktsverdien fratrukket verdien av varer og tjenesteleveranser som importeres til produksjonen fra utlandet. For produksjon som foregår i utlandet, eller på norsk sokkel med utenlandske skip og borerigger, mener man verdien av norskproduserte varer og tjenester som leveres til denne produksjonen.*

Det er dermed verdiskapingen i den vare- og tjenesteproduksjonen som foregår i Norge en ønsker å beregne. Denne verdiskapingen fordeler seg på arbeidslønn, kapitalinntekter og skatter, og påvirker gjennom dette norsk økonomi. Merk at eierforholdet til produksjonsapparatet ikke inngår i beregning av verdiskapingen. Det er vare- og tjenesteproduksjonen som skaper verdiene. Eierforholdene påvirker bare eventuelt fordelingen av denne verdiskapingen mellom norske og utenlandske eiere.

### 1.2.2 Viktige problemstillinger som ønskes belyst

Noen etablert mal for innholdet i en etterprøvningsanalyse for petroleumsutbygginger foreligger ennå ikke. Følgende problemstillinger synes imidlertid interessante å utrede i denne sammenheng:

- En analyse av faktisk utbyggingskostnad fordelt på hovedkomponenter, vurdert opp mot beregnede utbyggingskostnader i Plan for Utbygging og Drift (PUD)/ Plan for Anlegg og Drift (PAD), med tilhørende konsekvensutredning.
- En analyse av prosjektgjennomføringen; tidsrom for utbyggingen, hvor de ulike hovedkomponentene ble bygget, oppkobling på feltet, borevirksomhet mv. Det hele vurdert opp mot planforutsetningene.
- En analyse av prosjekt- og leverandørregnskapet, med beregning av norsk andel av verdiskapingen i ulike delkomponenter og totalt, vurdert opp mot den samfunnsmessige konsekvensutredningens anslag.
- En analyse av drift av Valemon, størrelse på offshorebasert og landbasert driftsorganisasjon, lokalisering av landbaserte støttefunksjoner mv., vurdert opp mot planforutsetningene.
- En analyse av faktiske driftskostnader for Valemon i første driftsår, vurdert opp mot en inflasjonsjustering av de beregnede driftskostnadene for feltet i den samfunnsmessige konsekvensutredningen.

En analyse av disse forhold vil for det første gi en oversikt over norsk verdiskaping i Valemon prosjektet både i utbyggingsfasen og i første driftsår. Videre får man en test på hvor godt den konsekvensutredningen som leveres myndighetene sammen med Plan for Utbygging og Drift (PUD)/ Plan for Anlegg og Drift (PAD) i forkant av utbyggingen, beskriver de samfunnsmessige konsekvensene av prosjektet. Denne kunnskap kan i sin tur brukes til å forbedre samfunnsmessige konsekvensutredninger av framtidige utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.

### 1.2.3 Beregningsmetode for nasjonal verdiskaping

Et hovedfokus i etterprøvningsstudien er å beregne norsk verdiskaping i selve utbyggingsprosjektet, og sammenlikne denne med de beregninger som ble gjort i den samfunnsmessige konsekvensutredningen for Valemon fra 2010.

Når det gjelder Valemon-utbyggingen, så er det slik at en grundig nasjonal analyse av ringvirkninger og verdiskaping i dette utbyggingsprosjektet for norsk næringsliv allerede langt på vei er gjennomført tidligere. I et større prosjekt for OED i 2014 og 2015, kalt «Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumfelt» (Ref.1) ble sju nylig utførte utbyggingsprosjekt på norsk kontinentalsokkel etterprøvd av Agenda Kaupang AS med hensyn til norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektene. Valemon-utbyggingen var et av utbyggingsprosjektene i denne studien.

Etterprøvingen ble gjennomført ved at man for hvert utbyggingsprosjekt, herunder også Valemon, ba utbygger om å få tilgang til prosjektets utbyggingsregnskap fordelt på hovedkomponenter som plattformdekk, understell, undervannsarbeider, boring mv. En ba videre om å få koblet hver hovedkomponent opp mot prosjektets kontraktsregister, slik at en fikk oversikt over kontraktør og verdi i de viktigste kontraktene, og kunne gå nærmere inn på disse for å finne norsk verdiskaping.

Beregning av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektene foregikk deretter ved at Agenda Kaupang sammen med operatørens prosjektleder, gikk gjennom alle de største kontraktene og benyttet prosjektlederens detaljkunnskap til å finne norsk verdiskaping i hver kontrakt. Som regel kunne prosjektleder gi ganske presise anslag på dette. I tvilstilfeller, og for store kontrakter med mye underleveranser, ba man kontraktøren om å gjøre det samme. Beregnede norske verdiskapingsandeler ble avslutningsvis summert opp på hovedkomponentnivå og for hele utbyggingsprosjektet.

Etterprøvningsstudien for OED inneholdt også en mer dyptgående analyse av leverandørmønster og norsk verdiskaping i utstyrs- og bulkleveranser til plattformdekk, i undervannsutbygginger og i borevirksomhet. Denne kunnskapen er benyttet i beregning av norsk verdiskaping i Valemon-utbyggingen i kapittel 3 nedenfor.

Når det gjelder Valemon-utbyggingen, så foregikk etterprøvingen parallelt med ferdigstilling og igangsetting av feltet. Datagrunnlaget i etterprøvingen fra Statoil var regnskapstall datert juni 2014. De aller fleste større kontrakter var da tildelt og i stor grad også gjennomført. Unntaket var en del ferdigstillingsarbeider på plattformen som fortsatte utover høsten 2014, og videre boring av plattformkomplettete brønner som fortsatt pågår og først avsluttes våren 2017.

Beregningene i OED-studien ble gjort på et detaljeringsnivå som en med rimelighet kan forvente av en etterprøving av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjekter. Beregningene for Valemon-utbyggingen fra 2015 er derfor i hovedsak benyttet uten endringer også i denne feltspesifikke etterprøvningsstudien. Den eneste større endringen er beregning av norsk verdiskaping i borevirksomheten der man i foreliggende studie baserer seg på regnskapstall fra sommeren 2016, med prognose for gjenværende kostnader.

For etterprøving av norsk verdiskaping i drift av Valemon i første hele driftsår 2015, har en i kapittel 4 nedenfor benyttet samme beregningsmetodikk som for utbyggingsprosjektet, men her basert på driftsregnskapet for 2015.

## 2 Nærmere om Valemon-utbyggingen

### 2.1 Utbyggingsplaner for Valemon-feltet

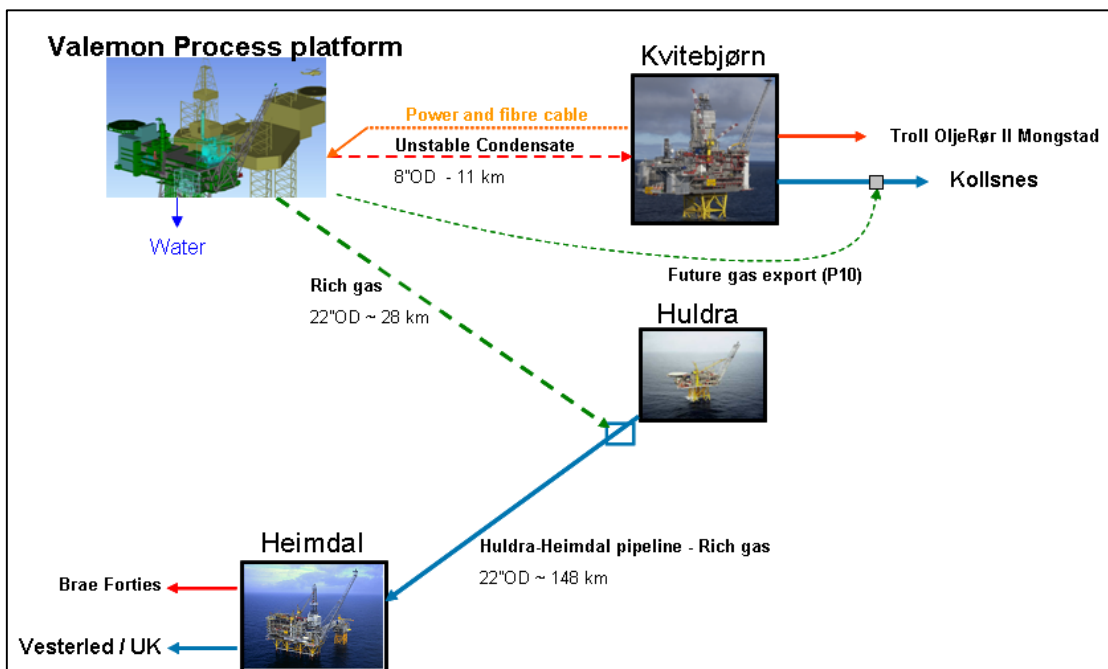
#### 2.1.1 Valemon-feltet i Nordsjøen

Valemon er et middelsstort gassfelt med noe olje og NGL i tillegg. Feltet er lokalisert nær Kvitebjørn i den nordlige del av Nordsjøen rett vest for Sognefjorden. Utvinnbare petroleum-reserver er beregnet til nær 5 mill Sm<sup>3</sup> olje, 2,3 mill tonn NGL og vel 24 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Feltet er bygget ut i perioden 2011-2014, og startet opp produksjonen ved årsskiftet 2014/2015. Boring på feltet pågår fortsatt og ventes avsluttet i mars 2017.

Eiere av Valemon er Statoil med 53,775 %, i samarbeid med Petoro med 30 %, Centrica Resources (Norway) AS med 13 % og AS Norske Shell med 3,225 %. Utbygger og operatør for Valemon er Statoil Petroleum AS.

#### 2.1.2 Utbyggingsplaner for Valemon

Valemon ble ifølge PUD/PAD og den tilhørende konsekvensutredning fra 2010 (Ref.2), planlagt bygget ut med et plattformdekk med stålunderstell stående på havbunnen på rundt 135 m dyp. Plattformen ble planlagt med brønnhoder, utstyr for enkel separasjon av olje/kondensat og rikgass, og videre en boligmodul, men ikke borefasiliteter. Elektrisk kraft til drift skulle hentes fra Kvitebjørn. Plattformen var normalt tenkt å være ubemannet, med produksjon fjernstyrt fra kontrollrommet på Kvitebjørn. Produksjonen på Valemon skulle skje gjennom trykkavlastning fra 11 plattform-kompleterte produksjonsbrønner. En skisse av utbyggingskonsept og eksportløsninger framgår av figur 2.1.



Figur 2.1. Utbyggingskonsept og eksportløsninger for Valemon. Kilde Statoil Petroleum

Med hensyn til utbyggingsprosess ble det i PUD vurdert to alternativ, en ufaset byggeprosess der understell og dekk ble bygget samtidig, og en faset byggeprosess, der understellet ble plassert på

feltet først, mens man ventet et par år med å produsere dekket slik at man kunne få større kunnskap om reservoaret gjennom boring.

Olje og kondensat fra Valemon ble planlagt eksportert gjennom en rundt 11 km lang 8" rørledning på havbunnen til Kvitebjørn, for ferdig prosessering og videre eksport derfra i eksisterende rørledning til Mongstad. Rik gass fra Valemon ble planlagt eksportert gjennom en 26 km lang 22 " rørledning på havbunnen som knyttes opp mot den eksisterende rørledningen fra Huldra til Heimdal, for videre prosessering og eksport til St. Fergus i Storbritannia eller til Europa. Bare de nye rørledningene til Kvitebjørn og Huldra-rørledningen inngikk i PAD for feltet. I tillegg inngikk modifikasjonsarbeider på Kvitebjørn og Heimdal.

Samlede kostnader til utbygging av Valemon var i PUD (plattformen) og PAD (rørledningene) beregnet til rundt 19,6 milliarder 2010-kr.

Samlede driftskostnader for Valemon ble i PUD/PAD beregnet til rundt 362 millioner 2010-kr i den perioden boring og produksjon pågår parallelt, eksklusive tariffkostnader for rørtransport og prosessering på Heimdal og Kvitebjørn, og eksklusive miljøavgifter.

Valemon ble som nevnt, etter at boringen var ferdig, planlagt drevet som en ubemannet plattform med produksjon styrt fra Kvitebjørn. Et vedlikeholdsteam skulle imidlertid jevnlig være på plattformen for å ivareta løpende vedlikeholdsarbeider. Landbasert drift av Valemon var planlagt lagt til Statoils kontorer på Sandsli ved Bergen.

## 2.2 Gjennomføring av Valemon-utbyggingen

### 2.2.1 Sammenlikning av utbyggingskonsept med konsekvensutredningen

Etter en litt forsinket oppstart i forhold til utbyggingsplanene i PUD/PAD, ble Valemon-feltet bygget ut i perioden 2011 – 2014 som en normal, ufaset utbygging, og satt i drift ved årsskiftet 2014/2015, rundt et halvt år etter tidsskjemaet i konsekvensutredningen. Utbyggingstiden for feltet var imidlertid helt som planlagt.

Et bilde av Valemon-plattformen ute på feltet er vist i figur 2.2.



Figur 2.2: Bilde av Valemon-plattformen ute på feltet. Kilde Statoil Petroleum

Utbyggingen av Valemon skjedde helt i tråd med planene for en ufaset utbygging i konsekvensutredningen for feltet. Etter internasjonale anbudskonkurranser om de store oppdragene, ble mye av arbeidet satt ut til internasjonale bedrifter utenfor Norge. Understellet til plattformen ble bygget av Heerema i Wissingen i Nederland, og installert ute på feltet av samme konsern. Understellet ble bygget av Samsung Heavy Industries i Korea, fraktet til Nordsjøen på skip og løftet på plass på understellet ved hjelp av et tungløftskip fra Saipem. Rørledninger ble lagt og modifikasjonsarbeider på Kvitebjørn og Heimdal ble utført som planlagt. Boring av produksjonsbrønner fra en oppjekkbar borerigg nær plattformen pågår høsten 2016 fortsatt, og ventes først avsluttet i mars 2017.

Drift av Valemon startet opp ved årsskiftet 2014/2015. Plattformen er planlagt å være ubemannet fra 1. juli 2017, men et vedlikeholdsteam skal normalt arbeide ute på plattformen to uker i hver seksukers turnusperiode. Produksjonen på Valemon skal imidlertid som følge av ny teknologi, etter at boringen er avsluttet bli styrt fra den landbaserte driftsenheten for Valemon på Sandsli i Bergen, og ikke fra Kvitebjørn som planlagt i konsekvensutredningen

## 2.2.2 Sammenlikning av investeringskostnadene

Samlede investeringer i Valemon var i PUD/PAD for feltet fra oktober 2010 beregnet til rundt 19,6 milliarder kr, fordelt over seks år i perioden 2011 - 2016. Investeringskostnadene baserte seg på såkalte DG3 tall (Decision Gate 3) fra september 2010, da rettighetshaverne bestemte seg for å gjennomføre prosjektet.

Statoil budsjetterte i PUD/PAD investeringskostnadene for Valemon med en beregnet investeringsprofil, i løpende kroner med faste valutakurser (USD 6,00, Euro 8,00 og BPD 10,00), og med en beregnet gjennomsnittlig inflasjonsrate på 2 % pr år (Ref.2). Investeringskostnadene fordelte seg på hovedkomponenter som vist i tabell 2.1.

Tabell 2.1 Investeringer i utbygging av Valemon. Millioner løpende kr.

| Kostnadsart                                      | Investering PUD/PAD |
|--|---------------------|
| Prosjektledelse, eierskapsstyring, forsikring mv | 1112                |
| Understell, plattformdekk mv                     | 7059                |
| Eksportrør for olje og gass, kraftkabel mv       | 1494                |
| Tilknytning Heimdal                              | 571                 |
| Borevirksomhet                                   | 9358                |
| Sum investering Valemon                          | 19594               |

En ser av tabellen at prosjektledelse, eierstyring og forsikring var kostnadsberegnet til vel 1,1 milliarder løpende kr. Investeringene i understell, plattformdekk mv på Valemon var beregnet til nær 7,1 milliarder kr. Rør og undervannsinstallasjoner var beregnet til nær 1,5 milliarder kr, mens tilknytning til Heimdal var beregnet til nær 0,6 milliarder kr og boring til nær 9,4 milliarder løpende kr.

I utbyggingsperioden følger Statoil opp utbyggingsprosjektet gjennom halvårlige statusrapporter der investeringsberegningene, justeres med kostnader for godkjente konseptendringer og kontraktsverdier for inngåtte kontrakter. Den siste tilgjengelige statusrapporten, kalt CCE (8), Cost Control Estimate 8 (Ref.3), er fra april 2015, noen måneder etter at feltet ble satt i drift, men mens boringen fortsatt pågikk. Rapporten inneholder regnskapstall for selve feltutbyggingen og utført boring, med budsjett for resterende borevirksomhet.

Kostnadsestimatet CCE (8) for Valemon-utbyggingen fra april 2015 viser som det framgår av tabell 2.2 nedenfor, en samlet investering på vel 22,4 milliarder kr, før justering for valutakursendringer. Disse tallene er imidlertid ikke uten videre sammenliknbare med tallene i tabell 2.1, fordi

liseniseierne i mellomtiden, ifølge statusrapporteringene, har godkjent endringer i utbyggingskonseptet som til sammen har økt kostnadsberegningene i PUD/PAD med nær 1,5 milliarder kr. Mesteparten av endringene skyldes økte kostnader for tilknytning til Huldra-rørledningen og til Kvitebjørn (0,4 mrd kr) og for tilknytning til Heimdal (0,6 mrd kr). Noe skyldes også investering i ny seismikk (0,1 mrd kr), investeringer på Sandsli for å kunne styre produksjonen derfra (0,3 mrd kr) og økte borekostnader (0,1 mrd kr).

Skal en kunne sammenlikne konsekvensutredningens tall med regnskapstallene for utbyggingen, må man derfor justere for disse forhold. Det er gjort i tabell 2.2 nedenfor.

Tabell 2.2 Sammenlikning av investeringsberegningene i PUD/PAD, inkludert konseptendringer med foreløpige regnskapstall pr juni 2015. Mill løpende kr.

| Kostnadsart                                      | Investering inkl konseptendringer | Foreløpig prosjektregnskap | Differanse % |
|--|-----------------------------------|----------------------------|--------------|
| Prosjektledelse, eierskapsstyring, forsikring mv | 1490                              | 1688                       | 13 %         |
| Understell, plattformdekk mv                     | 7040                              | 7375                       | 5 %          |
| Eksportrør for olje og gass, kraftkabel mv       | 1688                              | 1216                       | -28 %        |
| Tilknytning Heimdal                              | 1180                              | 2347                       | 99 %         |
| Borevirksomhet                                   | 9661                              | 9791                       | 1 %          |
| Sum investering Valemon                          | 21059                             | 22417                      | 6 %          |

En ser av tabell 2.2 at etter justeringer for konseptendringer ovenfor, blir beregnet investeringskostnad i PUD/PAD, 21,1 milliarder løpende kr. Foreløpige regnskapstall pr april 2015, med prognose for resterende borekostnader, viser en samlet investeringskostnad på vel 22,4 milliarder kr, rundt 6 % høyere enn beregnet i PUD/PAD. Avviket i totalkostnadene er altså ganske beskjedent. Utbyggingskostnadene for Valemon ser ut til å bli litt høyere enn beregnet, men ikke mye.

Ser en nærmere på de enkelte kostnadskomponenter, finner en at prosjektledelse, eierskapsstyring, forsikring mv ble 13 % dyrere enn beregnet. I hovedsak skyldes dette noe høyere prosjektledelseskostnader. Understellet og plattformdekket ble til sammen rundt 5 % dyrere enn beregnet, noe som i sin helhet skyldes et dyrere plattformdekk, mens understellet ble betydelig billigere.

Eksportrørledningene til Huldra-rørledningen og til Kvitebjørn, og el-kabelen fra Kvitebjørn til Valemon ble som en ser hele 28 % billigere enn beregnet, men noe av dette skyldes muligens grensesnittet for tilknytningen til Kvitebjørn. Tilknytningen til Heimdal ble imidlertid nesten dobbelt så kostbar som beregnet, selv etter endring i utbyggingskonseptet. Årsaken til dette er ifølge Statoil for lav modenhet på Heimdal-tilknytningen ved tidspunktet for PUD.

Ellers ser en at prognosen for de samlede borekostnadene bare avviker rundt 1 % fra beregningene i PUD/PAD. Her har en altså ennå ikke regnskapstall, men dagratene for boreriggen er kjent, det er få brønner igjen, og de totale borekostnadene er dermed temmelig sikre.

Samlet ser en, som vist ovenfor, at Valemon-utbyggingen ifølge det foreløpige regnskapet fra april 2015 ser ut til å ha blitt rundt 6 % dyrere enn de beregninger som lå til grunn for PUD/PAD, justert for konseptendringer. Usikkerheten i DG3 tallene som lå til grunn for investeringsberegningen i PUD/PAD var +/- 20 %, så her er resultatet godt innenfor usikkerhetsspennet. En kan dermed konkludere med at kostnadsberegningen for Valemon-utbyggingen i PUD/PAD, viser seg å ha gitt et rimelig treffsikkert estimat for det som trolig blir de endelige utbyggingskostnadene.

### 2.2.3 Sammenlikning av driftskostnadene for 2015 med beregningene i PUD

Valemon-plattformen var i PUD fra høsten 2010 planlagt som en normalt ubemannet plattform, der produksjonen skulle styres fra Kvitebjørn. Et vedlikeholdsteam skulle imidlertid med jevne mellomrom være om bord på plattformen for å ivareta lettere vedlikeholdsoppgaver. I perioder med parallell boring og produksjon var Valemon planlagt fast bemannet med 12 personer pr skift med 3 skift. I tillegg kom 7 personer pr skift ekstra på Kvitebjørn, for å ivareta driftsoppgaver for Valemon derfra. Den landbaserte driftsorganisasjonen for Valemon på Sandsli ved Bergen var beregnet til 28 årsverk.

Reelle tall for driftsbemanning på Valemon i 2015 var ifølge Statoil 21 personer pr skift med 3 skift, fordi boring og produksjon pågikk parallelt. I denne perioden har produksjonen blitt styrt fra Valemon. Fra sommeren 2017, når boringen er avsluttet, vil produksjonen bli styrt fra Sandsli. Valemon vil da normalt være ubemannet, men et vedlikeholdsteam på 17 personer vil være om bord to uker i hver seksukers turnusperiode, for å ivareta lettere vedlikehold. Den landbaserte driftsorganisasjonen på Sandsli er normalt på 23 personer pluss noe innleid støttepersonell.

Årlige driftskostnader for Valemon var i PUD beregnet til 362 millioner 2010-kr pr år i perioden med parallell boring og produksjon. Miljøavgifter og tariffkostnader var da holdt utenom. Det samme var driftsforberedelser, utviklingskostnader og overheadkostnader. Imidlertid inngikk kalkulatoriske kostnader for brønnvedlikehold med 90 mill 2010-kr. Holdes også disse utenfor, blir beregnede driftskostnader for Valemon i PUD 272 millioner 2010-kr.

Hvilken indeks en skal bruke for å bringe disse kostnadene opp til 2015 nivå kan diskuteres. Vel halvparten av driftskostnadene er interne kostnader i Statoil til driftspersonell og støtteapparat på land. Lønnsindeksen for olje- og gassutvinning har i perioden 2010 – 2015 hatt en økning på vel 16 %, mot rundt 10 % for industrileveranser og 17 % for industriell arbeidskraft. En gjennomsnittlig kostnadsøkning på rundt 15 % i perioden 2010 – 2015 synes derfor rimelig. Justerer en 272 millioner 2010-kr med 15 %, får en et sammenlikningsgrunnlag for driftskostnadene på Valemon fra PUD på 313 millioner 2015-kr.

Reelle driftskostnader for Valemon i 2015 var 312 millioner 2015-kr, eksklusive brønnvedlikehold, driftsforberedelser, overhead, utviklingskostnader, tariff og miljøavgifter (Ref.4). De reelle driftskostnadene for Valemon viser seg dermed å være temmelig like det som var beregnet i PUD. Forskjellen er minimal og langt innenfor usikkerhetsspennet i PUD på +/- 20 %. Beregningen av årlige driftskostnader i PUD viser seg dermed å ha vært svært treffsikre, selv om en rekke kalkulatoriske kostnader var holdt utenfor beregningene.



## 3 Norsk verdiskaping i utbygging av Valemon

### 3.1 Beregning av norsk verdiskaping i Valemon-utbyggingen

#### 3.1.1 Beregning av norsk verdiskaping ved Valemon-utbyggingen

Datagrunnlaget for etterprøving av Valemon-utbyggingen i OED studien var regnskapstall fra juni 2014, uten noen innlagt prognose for kostnader ved gjenstående arbeid (Ref.5). Plattformen var på det tidspunktet installert på feltet, men ikke ferdigstilt, og boringen pågikk for fullt. Tallene i OED-studien er derfor noe lavere enn den fullstendige kostnadsprognosen i CCE (8) rapporten fra april 2015 som er gjengitt ovenfor, men forskjellene er for de fleste kostnadskategoriene forholdsvis små, og påvirker neppe i vesentlig grad beregningen av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet. Borekostnadene er imidlertid oppdatert med CCE (8) tall for å få med de siste endringene, og prognoser for gjenstående boring. En gjennomgang av beregnet norsk andel av verdiskapingen i Valemon-utbyggingen er vist i tabell 3.1

#### Prosjektledelse og studier

Prosjektledelse og studier ble gjennomført av Statoil selv, og av norske konsulentmiljøer, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 97 %. Når det gjelder forsikring, har Statoils eget forsikringsselskap STAFOR en andel på 25 %, som også er norsk andel av verdiskapingen. Eierstyring er en 100 % norsk aktivitet.

Samlet utgjør prosjektledelse og studier 6 % av totalbudsjettet på Valemon, med en norsk andel av verdiskapingen på 91 %.

#### Understell og plattformdekk

Stålunderstellet til Valemon ble bygget i av Heerema i Wissingen i Nederland, med en beskjedne norsk andel av verdiskapingen på 2 %, i hovedsak kontroll fra Det norske Veritas. Frakt og installasjon av understellet på feltet ble gjort av Heerema uten noen norsk verdiskaping.

Dekket til Valemon ble bygget i Korea med en beskjedne norsk andel av verdiskapingen anslått av Statoil til rundt 5 %. Utstyr og bulk 2 for betydelige beløp ble imidlertid kjøpt inn til dekket fra norsk næringsliv. En nærmere spesifisering viser her en samlet norsk andel av verdiskapingen i disse leveransene på rundt 50 %. Installasjon av dekket ute på feltet ble gjort av et utenlandsk tungløftfartøy, med norsk verdiskaping på rundt 5 %, mest støttefunksjoner. Installasjonsarbeider offshore hadde en beregnet norsk andel på 80 %, mens leie av et flotell fra Flotell Superior, ga en norsk andel av verdiskapingen ifølge bedriften på 38 %. Logistikk er her en ren norsk leveranse med 100 % norsk verdiskaping.

Til sammen krever bygging av understell og plattform rundt 28 % av investeringsbudsjettet for Valemon, og gir en samlet norsk verdiskapingsandel på 20 %.

#### Eksportanlegg for olje- og gasseksport

Valemon har plattformkompletterte brønner, og dermed ikke noen undervannsanlegg av betydning. Derimot har feltet eksportanlegg og rørledninger for olje og gass.

Detaljprosjektering av rørledninger var en ren norsk aktivitet, mens en rekke havbunnsundersøkelser, studier, oppkoblingsarbeider og noe steindumping, samlet ga en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 80 % ifølge Statoil. Innkjøp og korrosjonsbeskyttelse av eksport-rørledningen skjedde i utlandet, og ga bare en beskjedne norsk verdiskaping på 2 %, mens

rørleggingen ble foretatt av All Seas, med rundt 2 % norsk andel av verdiskapingen, i hovedsak støttefunksjoner.

Tabell 3.1 Beregnet norsk andel av verdiskapingen i utbygging av Valemon

| Kostnadsart                               | Investering<br>mill kr. Prognose | Norsk andel av<br>verdiskapingen | Norsk verdi-<br>skapning |
|---|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------|
| Prosjektledelse, studier                  | 1198                             | 97 %                             | 1162                     |
| Forsikring mv                             | 120                              | 25 %                             | 30                       |
| Eierstyring mv.                           | 37                               | 100 %                            | 37                       |
| <b>Sum prosjektledelse og studier</b>     | <b>1355</b>                      | <b>91 %</b>                      | <b>1229</b>              |
| Understell                                | 596                              | 2 %                              | 12                       |
| Installasjon av understell                | 169                              | 0 %                              | 0                        |
| Dekk EPC, fabrikkasjon                    | 3123                             | 5 %                              | 156                      |
| Utstyrs- og bulkpakker til dekket         | 1522                             | 50 %                             | 752                      |
| Installasjon på feltet                    | 108                              | 5 %                              | 5                        |
| Ferdigstillelse på feltet                 | 62                               | 80 %                             | 50                       |
| Flotell tjenester                         | 299                              | 42 %                             | 126                      |
| Logistikk mv for ferdigstillelse          | 77                               | 100 %                            | 77                       |
| <b>Sum plattformdekk</b>                  | <b>5956</b>                      | <b>20 %</b>                      | <b>1178</b>              |
| Detaljengineering rørledninger            | 38                               | 100 %                            | 38                       |
| Surveys, steindumping RVO mv.             | 302                              | 80 %                             | 242                      |
| Innkjøp eksportrør, rørbeskyttelse        | 155                              | 2 %                              | 6                        |
| Rørlegging                                | 317                              | 2 %                              | 6                        |
| Dykkertjenester, tilkobling mv.           | 251                              | 20 %                             | 50                       |
| Ferdigstillelse                           | 116                              | 85 %                             | 99                       |
| <b>Sum eksportanlegg for olje og gass</b> | <b>1179</b>                      | <b>37 %</b>                      | <b>441</b>               |
| Innkjøp kabel                             | 47                               | 40 %                             | 19                       |
| Legging                                   | 20                               | 5 %                              | 1                        |
| Steindumping mv.                          | 26                               | 30 %                             | 8                        |
| <b>Sum Kraftkabel fra Kvitebjørn</b>      | <b>93</b>                        | <b>30 %</b>                      | <b>28</b>                |
| Diverse service Statoil                   | 106                              | 30 %                             | 32                       |
| Plattform modifikasjoner Kvitebjørn       | 232                              | 80 %                             | 186                      |
| Kvitebjørn maritim konflikt               | 167                              | 100 %                            | 167                      |
| Heimdal modifikasjoner                    | 1601                             | 78 %                             | 1249                     |
| Huldrapipe avtale                         | 717                              | 100 %                            | 717                      |
| <b>Sum oppkobling mot andre felt</b>      | <b>2823</b>                      | <b>83 %</b>                      | <b>2350</b>              |
| Boreadministrasjon og PETEK               | 163                              | 100 %                            | 163                      |
| Boring                                    | 6027                             | 47 %                             | 2833                     |
| Brønnservice                              | 3601                             | 59 %                             | 2125                     |
| <b>Sum borevirksomhet</b>                 | <b>9791</b>                      | <b>52 %</b>                      | <b>5120</b>              |
| <b>Sum investering Valemon</b>            | <b>21197</b>                     | <b>49 %</b>                      | <b>10346</b>             |

Dykkertjenester for oppkobling av undervannsinstallasjoner ble utført av Technip, med utenlandske båter og dykkere, og derfor bare med en norsk andel av verdiskapingen på 20 % ifølge selskapet, mens ferdigstillelsesarbeider ute på feltet ventes å gi en norsk verdiskaping på 85 %.

Samlet har undervannsinstallasjoner og eksportrør rundt 6 % av investeringsbudsjettet for Valemon, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 37 %.

### **Kraftkabel fra Kvitebjørn**

Kraftkabelen ble produsert av Parker i Tønsberg, med en norsk verdiskapingsandel ifølge bedriften på 40 %. Legging av kabelen hadde bare en norsk andel på 5 %, mens steindumping og undersøkelser hadde en norsk andel av verdiskapingen på 30 %.

Samlet utgjør kraftkabelen under en halv prosent av totalinvesteringene på Valemon, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 30 %.

### **Oppkobling mot andre felt**

Oppkobling mot andre felt, dvs. Kvitebjørn og Heimdal, krevde en del mindre arbeider og noen tungløft som samlet ifølge Statoil ga en norsk verdiskaping på 30 %. Selve modifikasjonsarbeidene på Kvitebjørn og Heimdal var vesentlig arbeid, utført av norske bedrifter, med norsk andel av verdiskapingen på henholdsvis 80 % og 78 %. Kvitebjørn maritim konflikt og Huldrapipe-avtalen er interne oppgjør i Statoil mellom drift av ulike felt, og er en ren norsk leveranse.

Til sammen utgjør oppkoblingsarbeidene mot andre felt 13 % av utbyggingskostnadene for Valemon, med en norsk andel av verdiskapingen på 83 %.

### **Borevirksomhet**

Boreadministrasjon og petroleumsteknologi er rene norske aktiviteter, i hovedsak i Statoils egen organisasjon. Boring på Valemon-feltet blir foretatt av Seadrill, med en beregnet norsk andel av verdiskapingen på 47 %, mens brønnservice ventes å gi en norsk verdiskapingsandel på 59 %.

Samlet ventes borevirksomhet å gi rundt 35 % av utbyggingskostnadene for Valemon, med en norsk andel av verdiskapingen på 53 %.

Totalt gir dette en samlet norsk verdiskaping ved utbygging av Valemon feltet på 49 %. Norsk andel av verdiskapingen i utbyggingsprosjektet var altså nær halvparten av de samlede investeringene selv om både understell og plattformdekk ble bygget i utlandet.

### **3.1.2 Sammenlikning med konsekvensutredningen.**

For utbygging av Valemon foreligger det en samfunnsmessig konsekvensutredning fra februar 2010, utført av Asplan Viak AS, og basert på investeringsanslag fra høsten 2009 (Ref.6). Utredningen er holdt på et svært overordnet nivå, særlig når det gjelder beregning av norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet, som ikke framgår tallmessig fordelt på hovedkomponenter. Noen detaljert sammenlikning av konsekvensutredningens resultater med etterprøvningsresultatene ovenfor, er dermed ikke mulig å gjennomføre.

Det eneste som framgår i den samfunnsmessige konsekvensutredningen er en oppsplitting av forventede norske leveranser på hovednæring. Denne viser forventede norske leveranser til utbyggingsprosjektet på 11,9 milliarder 2009-kr, av et beregnet investeringsbeløp på 21 mrd 2009-kr, noe som gir en forventet norsk verdiskaping i utbyggingsprosjektet på 56 %.

Etterprøvningsresultatene ovenfor viser en beregnet norsk verdiskaping i utbygging av Valemon på 49 %, så konsekvensutredningens anslag er noe for høye. En hovedårsak til dette er temmelig sikkert at man i den samfunnsmessige konsekvensutredningen antok at understellet ville bli bygget i Norge, mens det i stedet ble bygget i Nederland.

## 4 Norsk verdiskaping i drift av Valemon-feltet

### 4.1 Beregning av norsk verdiskaping til drift av Valemon-feltet

#### 4.1.1 Lokalisering av landbaserte støttefunksjoner

Valemon-feltet ligger i den nordre del av Nordsjøen, vest for Sognefjorden, så lokalisering av den landbaserte driftsenheten for Valemon, ble naturlig lagt til Statoils kontor på Sandsli utenfor Bergen. Herfra skal også produksjonen på Valemon fjernstyres etter at boringen er avsluttet.

På samme måte ga også lokaliseringen av forsyningstjenesten og helikoptertjenesten til Valemon-feltet i stor grad seg selv, siden kortest mulig avstand her er en økonomisk og sikkerhetsmessig viktig faktor. Forsyningstjenesten til Valemon-feltet går derfor fra Statoils base på Mongstad nord for Bergen, mens helikoptertrafikken går fra Flesland Lufthavn.

#### 4.1.2 Beregning av norsk verdiskaping i første hele driftsår

Valemon-feltet ble satt i drift i ved årsskiftet 2014/2015, så 2015 var første hele driftsår. Imidlertid er ikke 2015 et normalt driftsår, fordi borevirksomhet fortsatt pågikk hele året og plattformen derfor var permanent bemannet. Driftskostnadene for Valemon var derfor noe høyere i 2015 enn hva de ventes å bli fra 2018, når boringen er avsluttet og plattformen normalt blir ubemannet.

Samlede driftskostnader for Valemon-feltet i 2015 var ifølge Statoils regnskap 1 033 millioner kr (Ref.4). For å beregne norsk andel av verdiskapingen i drift av Valemon har en trukket ut tariffkostnader på 508 millioner kr for bruk av prosessanleggene på Kvitebjørn og Heimdal og for transport av olje og gass til Kårstø og Storbritannia, fordi dette i hovedsak er et økonomisk oppgjør mellom ulike lisenser, og i et samfunnsøkonomisk perspektiv gir liten ekstra verdiskaping. Videre har en trukket ut miljøavgifter til Staten med 39,5 millioner kr, som heller ikke gir verdiskaping av betydning.

Tilbake står ordinære kostnader for drift og vedlikehold av Valemon med 486 millioner kr i 2015. En beregning av norsk verdiskaping i disse driftskostnadene er vist i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Beregnet norsk verdiskaping ved drift av Valemon feltet i 2015

| Driftskostnad                          | Driftskostnad 2015<br>mill kr | Norsk andel av<br>verdiskapingen | Norsk verdi-<br>skapning |
|--|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------|
| Statoil overheadkostnader              | 31,0                          | 100 %                            | 31,0                     |
| Driftsforberedelser                    | 19,3                          | 100 %                            | 19,3                     |
| Driftskostnader Valemon, forsikring mv | 117,3                         | 92 %                             | 107,9                    |
| Vedlikehold plattform                  | 112,6                         | 96 %                             | 108,1                    |
| Vedlikehold subsea og brønn            | 2,9                           | 60 %                             | 1,7                      |
| Plattformtjenester                     | 17,0                          | 100 %                            | 17,0                     |
| Reservoarstyring                       | 23,4                          | 95 %                             | 22,2                     |
| Logistikk                              | 24,7                          | 100 %                            | 24,7                     |
| Generell driftsadm, lisensadm mv.      | 18,0                          | 100 %                            | 18,0                     |
| Utviklingskostnader                    | 119,7                         | 95 %                             | 113,7                    |
| <b>Sum driftskostnader Valemon</b>     | <b>485,9</b>                  | <b>95 %</b>                      | <b>463,7</b>             |

Statoils overheadskostnader og driftsforberedelser er rene interne Statoil-aktiviteter med 100 % norsk verdiskaping. Driftskostnader Valemon er i all hovedsak lønn og sosiale utgifter til Statoilansatte i offshoreorganisasjonen og i landbaserte støttetjenester, med noe innkjøp av varer og tjenester i tillegg, mest fra norske bedrifter. I tillegg inngår forsikring, der norsk andel av

verdiskapingen bare er 25 %. Samlet vurderes norsk verdiskapingsandel i driftskostnadene til 92 %.

Vedlikehold av utstyret på Valemon-plattformen utføres i all hovedsak av norske bedrifter og med norsk personell, men med noe utenlandskprodusert utstyr, og en beregnet norsk verdiskapingsandel på 96 %. Brønnvedlikeholdet utføres i regi av de store internasjonale brønnservicefirmaene, men gjennom sine norske underavdelinger og med bruk av norsk personell. Sub-sea vedlikehold foretas i regi av internasjonale undervannsentreprenør bedrifter. Norsk verdiskapingsandel i disse operasjonene er beregnet til rundt 60 %. Resten er skip og utstyrsleveranser hentet fra utlandet.

Plattform service er i all hovedsak cateringvirksomhet, utført av et norsk firma, med norsk personell, og en beregnet norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %.

Reservoarstyring og utvikling er en ren intern leveranse fra Statoil, med 100 % norsk andel av verdiskapingen.

Logistikk er en samlepost for maritime operasjoner, helikoptertransport, beredskap og basetjenester. Maritime operasjoner er i hovedsak forsyningsbåt-tjenesten til Valemon-feltet. Denne tjenesten utføres av en norskeiet båt, med norsk mannskap, og en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %. Helikoptertransporten til Valemon-feltet foretas av et norskregistrert helikopterselskap, med norske piloter. Også her har man en norsk andel av verdiskapingen på nær 100 %. Kostnadene til forsyningsbasen på Mongstad er også en ren norsk leveranse med 100 % norsk verdiskaping, det samme gjelder kostnader til beredskap.

Generell driftsadministrasjon, lisensadministrasjon mv er også en samlepost. Lisensadministrasjon er en ren intern Statoil aktivitet med 100 % norsk verdiskaping, det samme gjelder utviklingskostnader, som er en kalkulatorisk kostnad for operatøren av feltet. Generell driftsstyring, finanskostnader mv er også i hovedsak en intern Statoil aktivitet. Restruktureringskostnadene er rene personalkostnader internt i Statoil. Samlet gir dette en norsk verdiskaping på svært nær 100 %.

Til sammen gir disse beregningene en norsk verdiskaping i drift av Valemon-feltet i 2015 på nær 463 millioner 2015-kr eller hele 95 % av de totale driftskostnadene. Dette viser helt klart at drift av et petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en ren norsk aktivitet.

#### **4.1.3 Sammenlikning med den samfunnsmessige konsekvensutredningen**

Den samfunnsmessige konsekvensutredningen for Valemon fra 2010, omtaler også norsk andel av verdiskapingen i driftsleveransene til feltet, og vurderer denne uten noen nærmere begrunnelse, til å ligge mellom 85 % og 90 %.

Beregningen ovenfor viser som en ser en noe høyere norsk verdiskapingsandel på 95 %. Begge studiene er imidlertid enige om at drift av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en norsk aktivitet.

## Referanser

Ref.1: OED. Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumsfelt. Analyse av sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Agenda Kaupang AS, april 2015

Ref.2: Valemon PDO Support Document, Operation and Maintenance, RE-VMN-05015, Statoil oktober 2010

Ref.3: PMS 043 – Project Control Basis CCE(8)/CCE(S), Statoil mai 2015

Ref.4: Driftsregnskap for Valemon 2015, Statoil august 2016

Ref.5: Valemon, investeringsdata for etterprøving. Statoil, juni 2014

Ref.6: Statoil Petroleum A.S. Samfunnsmessige konsekvenser Valemon. Asplan Viak AS februar 2010