

EKATERINA GAVENAS
Master i Økonomi og Administrasjon, Handelshøyskolen ved NMBU
KNUT EINAR ROSENDAHL
Professor ved Handelshøyskolen ved NMBU



Hva påvirker CO₂-utslippene på norsk sokkel?¹

Vi estimerer sammenhengen mellom CO₂-utslipp per produsert mengde på norske olje- og gassfelt og viktige forklaringsfaktorer. Vi finner at utslippsintensiteten stiger betydelig når produksjonen ved et felt avtar. Utslippene per produsert mengde øker signifikant med andelen olje i feltets totale reserver.

INNLEDNING

Utslippene på norsk sokkel utgjør en betydelig del av Norges samlede klimagassutslipp. I 2013 var andelen 27 %.² Mens samlede utslipp i øvrige sektorer falt svakt fra 2012, økte utslippene fra olje- og gassutvinning med 2 %. Det er derfor ikke overraskende at det er mye fokus omkring disse utslippene og mulige tiltak for å redusere dem. Et eksempel på dette så vi i vår da Stortinget bestemte at alle feltene på Utsira-høyden skulle få elektrisitet fra land.

Samtidig som utslippene fra olje- og gassproduksjon er store i norsk sammenheng, er utslippene per produsert enhet olje og gass i Norge klart lavere enn gjennomsnittet i verden. Mens utvinning av norsk olje og gass fører til utslipp av 55 kg CO₂ per tonn oljeekvivalent (toe), se Figur 1, ligger gjennomsnittet i verden rundt 132 kg (OGP, 2013).³ Denne forskjellen har blant annet vært en viktig

premiss i debatten om klimaeffekten av norsk oljeutvinning, til tross for at utslippene ved bruk av olje er mange ganger høyere enn utslippene ved utvinning.⁴

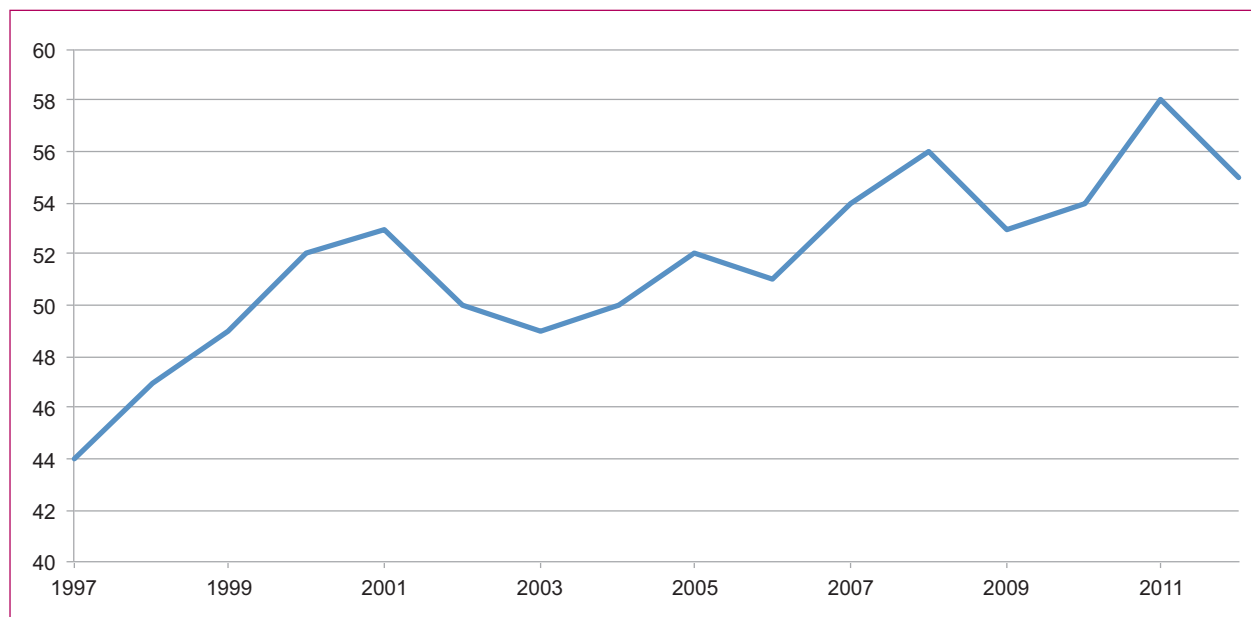
Uansett vil det være nyttig å få mer kunnskap om hva som påvirker utslippene på norsk sokkel. Utslippene per enhet har hatt en økende trend i mange år (se Figur 1). En av forklaringene som har vært nevnt er at mange felt er i avslutningsfasen, og det kreves mer energi å utvinne oljen og gassen når det naturlige trykket i reservoaret faller. En annen forklaring kan være at gjennomsnittlig feltstørrelse har falt over tid – ifølge NHO/OLF (2009) har små felt historisk sett hatt større utslipp per enhet enn store felt på norsk sokkel. Generelt vil det være lønnsomt å bygge ut de mest lønnsomme feltene først. Dette vil ofte være felt som krever mindre energibruk, og dermed også mindre utslipp, per produsert enhet. På den annen side vil teknologiforbedringer kunne føre til lavere energibruk og utslipp over tid. Denne dragkampen mellom ressursuttømming og teknologiforbedring i olje- og

¹ Takk til Ketil Flugsrud, Terje Skjerpen, en anonym konsulent og redaktør Klaus Mohn for mange gode råd og innspill. Artikkelen bygger på master-oppgaven til Gavenas (2014), men inneholder reviderte estimeringer og analyser.

² <http://ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn>

³ I tillegg kommer utslipp av andre klimagasser som metan – disse utgjør 15-20% av samlede klimagassutslipp globalt mot bare 5% i Norge.

⁴ Dersom redusert norsk oljeutvinning ble fullt ut erstattet av økt oljeutvinning andre steder, ville globale klimautslipp øke i stedet for å falle. Som vist i Fæhn mfl. (2013a,b) er det imidlertid lite sannsynlig at dette ville vært tilfellet.

Figur 1. Utviklingen i gjennomsnittlig CO₂-utslipp per enhet olje og gass på norsk sokkel fra 1997 til 2012. Kg CO₂ per toe

Kilde: Egne beregninger basert på data fra Miljødirektoratet

gassektoren har bl.a. vært analysert i Lindholt (2013), med utgangspunkt i utvinningskostnader i ulike deler av verden. En mulig forklaring på den økende trenden i utslippintensitet kan derfor være at uttømmingseffekten har dominert teknologieffekten på norsk sokkel de siste årene, noe som er naturlig i en moden provins.

En annen mulig forklaring kunne være at andelen gass har økt, en forklaring som bl.a. har vært antydnet av Norsk olje og gass.⁵ Mens oljeandelen utgjorde vel 80 % i år 2000, var den sunket til ca. 50 % i 2012. Fæhn mfl. (2013b) viser imidlertid at utslippene per enhet i 2012 var betydelig lavere i gassfelt enn i oljefelt.⁶ Et gjennomsnittlig oljefelt slapp ut 95 kg per toe, mens gjennomsnittet for gassfelt var rundt 20 kg CO₂. En viktig forklaring på dette er at flere av de store gassfeltene bruker elektrisitet fra land i stedet for å generere elektrisiteten selv ved bruk av små gasskraftverk (eller diesel-aggregater). Disse tallene tyder samtidig på at forskjellen i utslipp ved oljeutvinning i Norge og andre land ikke er så stor som antydnet over.

I denne artikkelen presenterer vi resultatene fra en empirisk studie som tar for seg utslippene fra alle norske olje- og

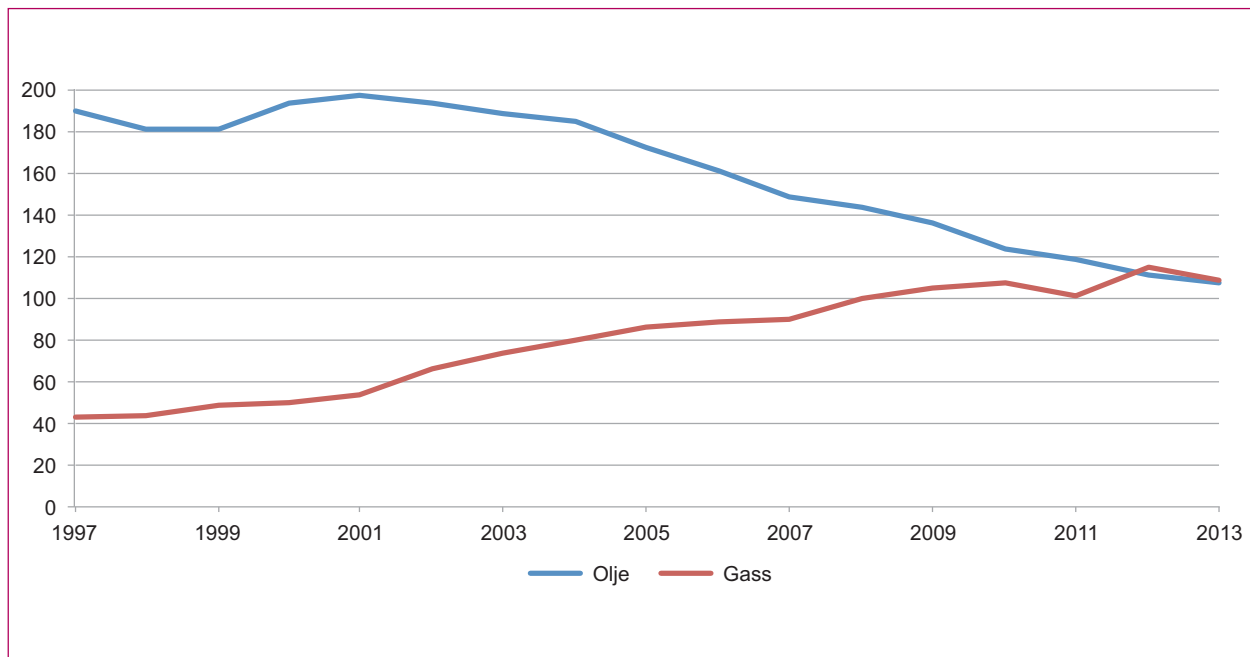
gassfelt i perioden 1997–2012. Vi undersøker hva som har påvirket utslippene per enhet. Vi er spesielt interessert i om andelen gass har betydning for utslippintensiteten, også når vi kontrollerer for feltene som er «elektrifisert». Videre ønsker vi å finne ut i hvilken grad utslippene per enhet øker i den såkalte halefasen, dvs. når et felts produksjon avtar fra sitt toppnivå. Det er også interessant å undersøke om større felt gjennomgående har lavere utslipp enn mindre felt.

I tillegg er det viktig å undersøke om klimapolitikken har hatt noen effekt på utslippene. CO₂-avgiften ble innført bl.a. på sokkelen i 1991, og kan være en viktig grunn til at norske olje- og gassfelt har lavere utslipp per enhet enn mange andre land. CO₂-innholdet i gassen som utvinnes på Sleipner-feltet har siden 1996 vært separert og lagret under havbunnen i stedet for å bli sluppet ut (det samme gjelder Snøhvit-feltet fra 2008). CO₂-avgiften er blitt nevnt som en viktig årsak til denne CO₂-lagringen, som har påkalt interesse fra hele verden. I 2008 ble olje- og gassproduksjon inkludert i kvotesystemet. Avgiften ble da satt ned slik at den samlede forventede CO₂-prisen (CO₂-avgift pluss kvotepris) skulle bli omtrent uendret. Kvoteprisen har imidlertid gjennomgående vært lavere enn ventet. Blant annet som følge av dette har realprisen på CO₂ vært fallende i perioden vi undersøker. Vi kan derfor ikke forvente å finne en betydelig effekt av klimapolitikken i denne studien.

⁵ <http://www.tu.no/petroleum/2014/08/08/derfor-okker-co2-utslippene-pa-norsk-sokkel>

⁶ Med gassfelt menes her felt der mer enn halvparten av samlet produksjon er gass.

Figur 2. Utviklingen i norsk olje- og gassproduksjon i perioden 1997–2013. Millioner standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter



Kilde: Statistisk sentralbyrå (<http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/ogprodre/kvartal>)

Det er også verdt å spørre seg om den store økningen i olje- og gassprisen siden årtusenskiftet har gjort det lønnsomt å utvinne flere felt på norsk sokkel, også mer kostnads- og energikrevende felt. Det kan også være en forklaring på den økende utslippsintensiteten. På den annen side kan høyere gasspris gjøre det mer lønnsomt å redusere bruken av gass som energiinput i produksjonen, mens forholdet mellom olje- og gassprisen vil være viktig for lønnsomheten av å bruke mer gass for å stimulere utvinningen av olje.

UTSLIPP OG PRODUKSJON PÅ NORSK SOKKEL

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel har endret seg forholdsvis mye de siste 15 årene. Rundt årtusenskiftet var Norge blant verdens største oljeeksportører, og norsk oljeproduksjon nådde en topp i 2001, se Figur 2. Gassproduksjonen har økt betydelig gjennom hele denne perioden, og var i 2 013 150 % høyere enn i 1997. Som figuren viser har produksjonen av olje (råolje, NGL og kondensat) og gass vært omtrent like stor de to siste årene.

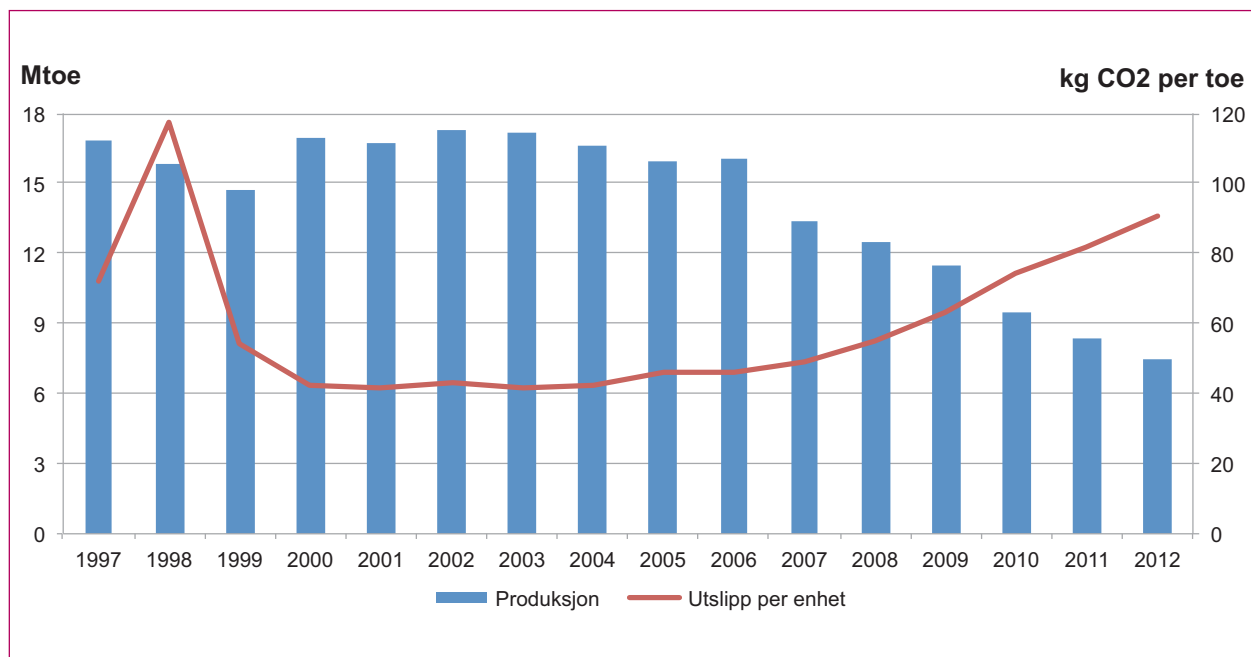
Utslippene fra norsk olje- og gassutvinning kommer i stor grad fra gassturbiner som brukes til å produsere elektrisitet. De aller fleste av disse er lokalisert ute på sokkelen, og anses gjerne som små og lite effektive gasskraftverk. Dette er også bakgrunnen for debatten om elektrifisering. I 2012 kom 76 % av klimagassutslippene fra gassturbiner, hvorav

62 % offshore og 14 % på land.⁷ Bruk av diesel stod for 9 %, mens fakling og lekkasje forårsaket 12 % av utslippene ved olje- og gassutvinningen i Norge. Det er stort sett CO₂ som slippes ut av klimagasser – kun 4 % av utslippene gjaldt andre klimagasser som metan.

Som nevnt innledningsvis er det vanlig at utslippene per produsert mengde øker i halefasen til et felt, det vil si når produksjonen avtar fra sitt toppnivå. Et typisk eksempel på dette er vist i Figur 3, som viser utviklingen for Ekofisk-feltet. Mens utslippene per enhet lå i overkant av 40 kg CO₂ per toe mens produksjonen var på sitt platå-nivå, har utslippsintensiteten gradvis økt til 90 kg i 2012, da produksjonen var litt under halvparten av toppnivået. For de gamle oljefeltene som Ekofisk, Statfjord og Gullfaks er produksjonen i dag dominert av vann – på Ekofisk ble det i 2012 produsert ca. dobbelt så mye vann som olje (for de to andre feltene produseres det langt mer vann enn olje/gass). Dette er en viktig forklaring på at utslippene per produsert mengde olje og gass har økt på disse feltene de siste årene.

Utslippsintensiteten varierer ikke bare over tid, men også mellom felt. Dette er godt illustrert i figur C1 i Fæhn mfl.

⁷ SSBs Statistikkbanken (via <http://ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn>). En del av utslippene på land er ikke knyttet til bestemte felt og inngår derfor ikke i utslippsdataene på feltnivå som bl.a. ligger til grunn for Figur 1.

Figur 3. Samlet produksjon av olje og gass (Mtoe), og utslipp per enhet (kg CO₂ per toe), ved Ekofisk-feltet i perioden 1997–2012

Kilde: Egne beregninger basert på data fra Miljødirektoratet og Statistisk sentralbyrå

(2013b), som viser at flere felt på norsk sokkel hadde utslippsintensitet rundt 200 kg CO₂ per toe i 2012. Det er imidlertid vel så relevant å se på samlet utslippsintensitet over et felts levetid, eller iallfall over flere år. Våre tall går kun tilbake til 1997, slik at de færreste felt har både startet og avsluttet produksjonen i perioden vi har data for. Det er likevel interessant å se hvordan utslippsintensiteten i denne perioden varierer mellom felt, se Figur 4. Mens Kvitebjørn, som er et felt med høyt initialt trykk, har hatt utslipp på 12 kg CO₂ per toe siden oppstart i 2004, har Glitne og Visund hatt utslipp rundt 120 kg CO₂ per toe siden de begynte å produsere i hhv. 2001 og 1999.⁸

CO₂-avgiften på norsk sokkel ble som nevnt introdusert i 1991. I 2008 ble olje- og gassutvinning inkludert i det norske kvotesystemet, som er knyttet til EU's kvotesystem (EU ETS). Fram til og med 2012 har selskapene måttet kjøpe alle kvotene, mens fra 2013 har de fått tildelt et betydelig antall kvoter ettersom EU mener at olje- og gassutvinning er en sektor som er svært utsatt for karbonlekkasje. Da sektoren ble inkludert i kvotesystemet i 2008, ble CO₂-avgiften samtidig satt ned slik at forventet samlet CO₂-pris skulle forbli omtrent uendret. Som følge av stadig lavere kvotepris falt

⁸ De to feltene med høyest utslippsintensitet i Figur 4 var i halefasen i 1997, og disse tallene er derfor lite representative for utslippsintensiteten gjennom feltenes totale levetid.

imidlertid summen av CO₂-avgift og kvotepris gradvis fram til 2013 da CO₂-avgiften ble nesten doblet til 96 øre per Sm³ gass (noe over 400 kr per tonn CO₂). Den samlede CO₂-prisen på norsk sokkel er likevel lavere i dag enn på slutten av 1990-tallet (målt i reelle priser).

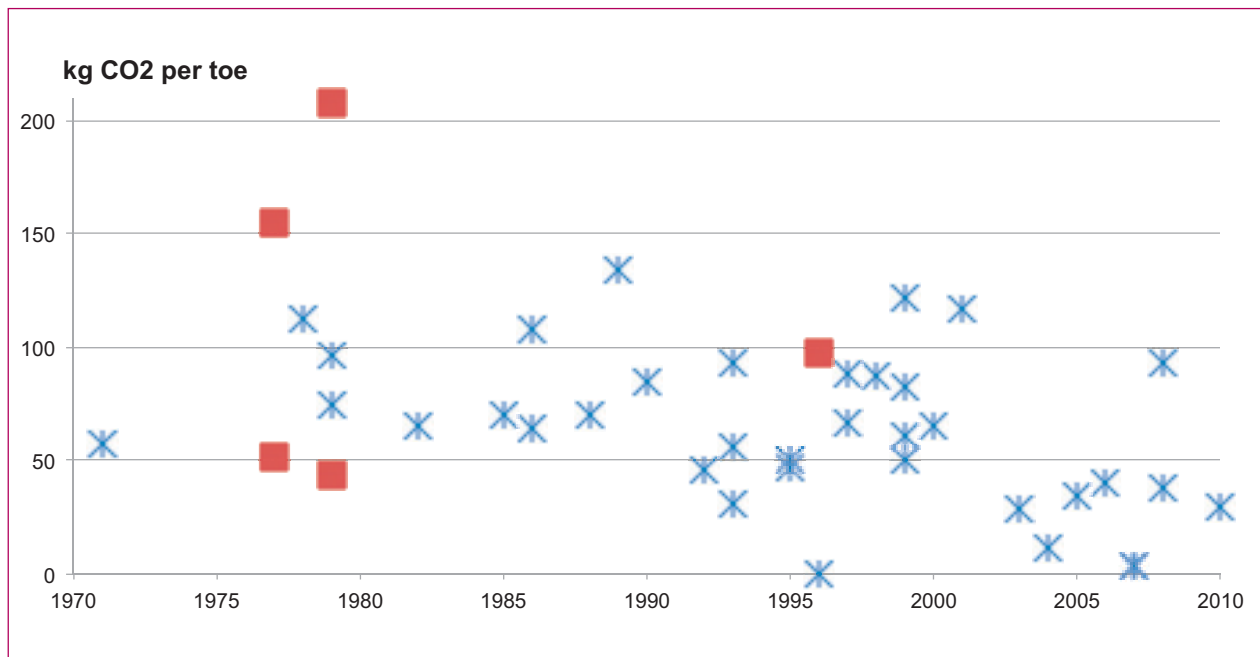
DATA OG ESTIMERINGSMODELL

For å undersøke nærmere hva som har påvirket utslipp per produsert mengde olje og gass de siste 16 årene (1997–2012), har vi benyttet et datasett for årlige CO₂-utslipp per felt på norsk sokkel.⁹ Datasettet har vi fått tilgang til via Miljødirektoratet, som igjen har fått data fra Norsk olje og gass. Årlig produksjon av olje, gass, NGL og kondensat per felt har vi fått fra Statistisk sentralbyrå.

I utslippsdataene er mange av feltene slått sammen. Det gjelder først og fremst mindre felt som er tilknyttet større felt. Det betyr at for i alt 33 felt er det ikke oppgitt (eller mangelfulle) utslippsdata. Utslippene knyttet til produksjon ved disse feltene inngår i stedet i utslippsdataene for en del av de andre feltene. Det kan f.eks. skyldes at produksjonen på et satellitt-felt styres fra et større hovedfelt i nærheten. Det har

⁹ Det vil si at vi ikke inkluderer andre klimagassutslipp – CO₂ utgjorde som nevnt 96% av totale klimagassutslipp i 2012. Datasettet for utslipp starter i 1997.

Figur 4. Utslippsintensitet for enkeltfelt i perioden 1977–2013, kombinert med startår for produksjon ved feltet.^a



Kilde: Egne beregninger basert på data fra Miljødirektoratet og Statistisk sentralbyrå

^a Røde firkanter indikerer felt som avsluttet produksjonen før 2012

derfor vært nødvendig å gå gjennom alle disse 33 feltene og allokere dem til riktig hovedfelt (se Gavenas, 2014). Vi står da igjen med 41 felt der vi har produksjon og utslipp i ett eller flere år i perioden. Litt under halvparten av feltene har vært i drift alle årene. Ved beregning av utslippsintensitet har vi delt utslippene på samlet produksjon fra alle tilknyttede felt. Når det gjelder variabler som reservestørrelse, andelen gass, og produksjon som andel av topp-produksjon, har vi derimot tatt utgangspunkt i det største feltet.

I estimeringen av utslippsintensitet (utslipp per produsert mengde olje og gass – em_int_{it}), har vi brukt følgende generelle modell (hvor i og t betegner henholdsvis felt og år), hvor log står for log-transformasjon:¹⁰

$$\log(em_int_{it}) = \beta_0 + \beta_{1a} prod_share_{it} + \beta_{1b} (prod_share_{it})^2 + \beta_{1c} (prod_share_{it})^3 + \beta_2 gasres_share_i + \beta_3 gasprod_share_{it} + \beta_4 \log(res_size_i) + \beta_5 \log(res_depth_i) + \beta_6 \log(w_depth_i) + \beta_7 \log(carb_p_t) + \beta_8 \log(oil_p_t) + \beta_9 D_elect_i + \beta_{10} start_year_i + \beta_{11} time_t + c_i + u_{it}$$

¹⁰ I Gavenas (2014) er det også gjort estimeringer av totale utslipp.

Høyresidevariablene er hhv. årlig produksjonsnivå i prosent av feltets historiske topp-produksjon ($prod_share_{it}$),¹¹ andelen gass i feltets opprinnelige reserver ($gasres_share_i$), andelen gass i feltets løpende produksjon fratrukket andelen gass i opprinnelige reserver ($gasprod_share_{it}$), opprinnelig reservestørrelse (res_size_i), reservoardybde (res_depth_i), havdybde (w_depth_i), CO₂-pris ($carb_p_t$), oljepris (oil_p_t), dummy for elektrifisering (D_elect_i), oppstartsår ($start_year_i$) og tidstrend ($time_t$). β_j ($j=0,1a,\dots,11$) er ukjente parametre, c_i er en uobserverbar felt-spesifikk effekt ($var(c_i) = \sigma_c^2$), mens u_{it} er et genuint feilledd ($var(u_{it}) = \sigma_u^2$).

Ovenfor har vi hatt en gjennomgang av noen av disse variablene, både datakilder og hvilken effekt vi kan forvente. Vi tester både $gasres_share_i$ og $gasprod_share_{it}$ for å undersøke betydningen av gass vs. olje både for feltet som helhet og for den løpende produksjonen. Større hav- og reservoardybde kan tenkes å medføre høyere utslipp. Disse dataene er hentet fra Oljedirektoratet (2013). Det samme gjelder data for opprinnelige reserver. Med oljepris mener vi prisen på Nordsjøoljen Brent Blend – data er hentet fra EIA (www.eia.gov) og omgjort fra USD til norske 2012-kroner ved

¹¹ Vi har testet polynomer av ulik grad for variabelen $prod_share_{it}$. Hovedresultatene er svært robuste overfor valg av grad på polynomet (fra og med grad 3).

bruk av årlig valutakurs fra Norges Bank og produsentprisindeks fra Statistisk sentralbyrå. På tilsvarende måte er nominelle CO₂-priser gjort om til realpriser i norske kroner. Følgende fire felt bruker elektrisitet fra land: Troll I, Ormen Lange, Snøhvit og Gjøa. I Tabell 1 er det presentert en oversikt over variablene, med bl.a. gjennomsnittsverdier og standardavvik.

Som vi ser av modellen, er det to variabler som varierer både over felt og over tid ($prod_share_{it}$ og $gasprod_share_{it}$). Seks av variablene er felt-spesifikke men tidsinvariante, mens tre av variablene varierer over tid men ikke over felt. Med såpass mange aktuelle variable, hvorav noen dessuten er delvis (positivt/negativt) korrelerte, har vi testet en rekke modeller som inkluderer bare et utvalg av variablene ovenfor. Hovedmodellen, med resultater vist i Tabell 2, er valgt først og fremst ut fra p-verdiene (signifikanssannsynlighetene) knyttet til variablene, men vi har også inkludert noen variable som vi mener er spesielt interessante. I tillegg til å omtale hovedmodellen vil vi også komme inn på noen alternative modellvarianter, bl.a. for å diskutere hvor robuste resultatene er.

Datasettet er et ubalansert paneldatasett, ettersom flere av feltene ikke produserte gjennom hele perioden. I estimeringene har vi forsøkt modeller med faste effekter og modeller med tilfeldige effekter. En modell med faste effekter krever mindre strenge forutsetninger. På den andre siden er det da ikke mulig å estimere effektene av de tidsinvariante

variablene som er viktige i modellen vår. Begge modellene har derfor sine fordeler og ulemper. Hausman-testen viser ikke signifikante forskjeller mellom de to modellene (de estimerte koeffisientene foran den viktigste todimensjonale variabelen $prod_share_{it}$ er veldig like), noe som taler for å fokusere på modellen med tilfeldige effekter.

Ikke overraskende er det tegn til autokorrelasjon i restleddene i modellen vår. Når vi betrakter en modell der vi tillater første ordens autokorrelasjon i restleddene (AR(1)), estimerer vi autoregresjonskoeffisienten til 0,53. For de variablene som inngår signifikant endres imidlertid de estimerte parametrene og signifikansnivåene lite.

RESULTATER

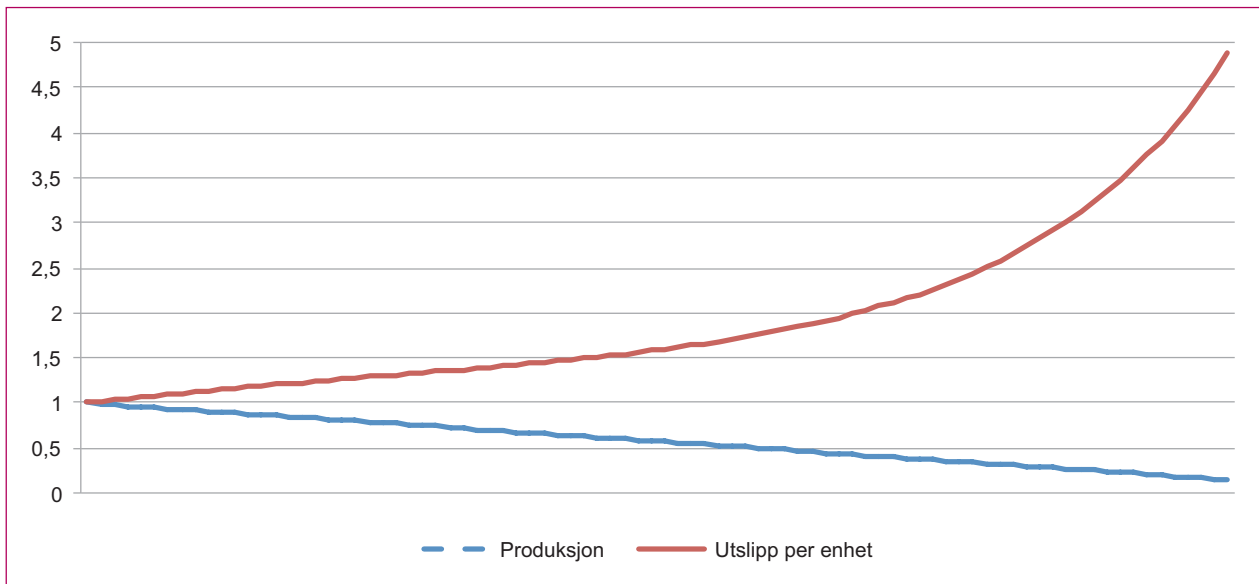
I Tabell 2 viser vi resultatene fra estimeringen av hovedmodellen. Det er spesielt tre variabler som viser seg å ha signifikante effekter (<5 % nivå), nemlig produksjonsnivå i forhold til topp-nivået ($prod_share_{it}$), andelen gass i opprinnelige reserver ($gasres_share_i$) og selvfølgelig elektrifisering ($elect_i$).

Utslippene per enhet stiger signifikant når produksjonen på et felt trappes ned (p-verdien for $prod_share_{it}$ er under 0,1 % også når vi estimerer uten 2. og 3. gradsleddene). Effekten er dessuten betydelig. I Figur 5 har vi illustrert hvordan utslippene per enhet vil stige i en situasjon der produksjonen ved et felt faller lineært over tid, forutsatt modellspesifikasjonen

Tabell 1. Summarisk statistikk

| Variabelnavn | Beskrivelse | Gj.snitt | St.avvik | Min | Maks |
|-----------------------|--|----------|----------|-------|-------|
| em_int_{it} | Utslippsintensitet. Kg CO ₂ per toe | 97 | 153 | 0,07 | 2 205 |
| $prod_share_{it}$ | Produksjonsnivå. Andel av høyeste årlig produksjon for feltet | 0,50 | 0,31 | 0,01 | 1 |
| $gasres_share_i$ | Andelen gass i feltets opprinnelige reserver | 0,30 | 0,31 | 0 | 1,00 |
| $gasprod_share_{it}$ | Andelen gass i feltets produksjon, fratrukket $gasres_share_i$ | -0,03 | 0,11 | -0,53 | 0,32 |
| res_size_i | Størrelsen på opprinnelige reserver. Mill. Sm ³ oljeekvivalenter | 230 | 298 | 7,2 | 1 484 |
| res_depth_i | Reservoardybde. Meter | 2676 | 800 | 1330 | 4850 |
| w_depth_i | Havdybde. Meter | 194 | 155 | 66 | 880 |
| $carb_p_t$ | Samlet CO ₂ -pris. NOK per tonn CO ₂ (2012 priser) | 440 | 97 | 265 | 654 |
| oil_p_t | Råoljepris Brent Blend. NOK per fat (2012 priser) | 412 | 157 | 150 | 650 |
| D_elect_i | Dummy variabel for felt som er elektrifisert | 0,10 | 0,30 | 0 | 1 |
| $start_year_i$ | Startår | 1993 | 10,3 | 1971 | 2010 |
| $time_t$ | Tidstrend | 8,5 | 4,6 | 1 | 16 |

Figur 5. Illustrasjon av sammenhengen mellom produksjonsutvikling og utvikling i utslipp per enhet.



Kilde: Estimeringsresultatene i Tabell 2

vår og parameterestimaterne rapportert i Tabell 2. Ved å sammenligne med utviklingen på Ekofisk fra 2006 i Figur 3, ser vi et lignende mønster. Figur 5 indikerer at utslippene per enhet stiger spesielt raskt når produksjonen ved et felt er mer enn halvert. En viktig årsak til at utslippene per produsert mengde øker når produksjonen faller er at lavere produksjon gjerne er forbundet med økt andel vann i produksjonen, jf. diskusjonen av Ekofisk over. Samlet væskeproduksjon kan dermed være forholdsvis uendret, mens energibruken per produsert olje og gass øker. Det naturlige trykket i reservoaret vil også falle etter hvert som olje- og gassressursene hentes opp. Ved uendret bruk av innsatsfaktorer, inkl. energibruk, vil produksjonen derfor falle etter noen år, slik at utslipp per produsert mengde øker. I noen tilfeller vil man forsøke å dempe produksjonsfallet ved å øke bl.a. energibruken – i så fall vil sammenhengen mellom produksjon og utslippintensitet bli annerledes enn ved uendret innsats. Vi har derfor også testet akkumulert produksjon som en mulig alternativ forklaringsfaktor (se nedenfor).

Resultatene viser videre at utslippene fra et felt er signifikant høyere jo større andel olje det er i opprinnelige reserver (p-verdi under 1 %). Dette er i tråd med hva Fæhn mfl. (2013b) rapporterte basert på utslipp i 2012. Konklusjonen gjelder selv om vi har kontrollert for felt som bruker kraft fra land og dermed har minimale utslipp. Disse feltene er som nevnt over i stor grad gassfelt. Den estimerte parameteren i Tabell 2 indikerer at et felt som kun produserer olje vil ha fem ganger høyere utslipp per enhet enn et felt som

kun produserer gass, selv når vi kontrollerer for elektrifisering og andre variabler. Som en robusthetstest har vi også testet effekten av å fjerne alle feltene som er elektrifisert fra data – den estimerte parameteren for andelen gass blir noe lavere men fortsatt svært signifikant (p-verdi under 1 %). Effekten kan fortsatt anses å være betydelig (oljefelt har da tre ganger så høye utslipp).

Tabell 2. Estimeringsresultater. Hovedmodell med tilfeldige effekter.

| Variabel | Estimert parameterverdi | t-verdi ^a |
|------------------------|-------------------------|----------------------|
| $prod_share_{it}$ | -6,98*** | -5,40 |
| $(prod_share_{it})^2$ | 8,22*** | 3,56 |
| $(prod_share_{it})^3$ | -3,71*** | -2,93 |
| $gasres_share_i$ | -1,56*** | -2,83 |
| $gasprod_share_{it}$ | -0,28 | -0,95 |
| $\ln(res_size_i)$ | -0,04 | -0,44 |
| $\ln(res_depth_i)$ | 0,59 | 1,56 |
| D_elect_i | -1,96** | -1,97 |
| $time_t$ | 0,003 | 0,29 |
| constant | 1,69 | 0,58 |
| σ_e^2 | 0,66 | |
| σ_u^2 | 0,32 | |
| R^2 | 0,73 | |
| N | 487 | |

^a Estimaterne er signifikante på hhv. 10 %, 5 % og 1 % nivå hvis absoluttverdien til t-observatoren overstiger hhv. 1,645, 1,96 og 2,575.

** Signifikant på 5 % nivå ($p < 0,05$).

*** Signifikant på 1 % nivå ($p < 0,01$).

Vi har som nevnt også undersøkt effekten av gassandelen i den løpende produksjonen ved et felt, fratrukket gassandelen i reservene. Et negativt fortegn betyr at utslippene per enhet ved et gitt felt er lavere når gassen utvinnes enn når oljen utvinnes. I den grad dette forholdet påvirkes av om oljen eller gassen utvinnes først, vil dette i stor grad fanges opp av variabelen $prod_share_{it}$. Fortegnet på den estimerte parameteren er negativt, se Tabell 2 ($gasprod_share_{it}$), men resultatet er ikke signifikant. Dersom vi fjerner denne variabelen fra hovedmodellen, forblir de øvrige resultatene omtrent uendret.

En mulig forklaring på at gassfelt har lavere utslipp enn oljefelt kan være at oljefelt generelt gir større inntekter enn gassfelt. Dette skyldes at oljeprisen gjennomgående ligger høyere enn gassprisen (BP, 2014) og fordi gassutvinning typisk innebærer høyere kostnader knyttet til prosessering og infrastruktur. Dermed kan det være mer lønnsomhet i å bygge ut et oljefelt som krever mye (kostbar) energibruk enn et tilsvarende gassfelt.

En annen forklaring kan være at gassfelt gjennomgående er større enn oljefelt, og at store felt har vist seg å ha lavere utslippintensitet enn små felt. Vi har imidlertid kontrollert for feltstørrelse i estimeringene. Som det framgår av Tabell 2 får vi forventet fortegn på effekten av opprinnelige reserver, men estimatet er ikke signifikant. Fortegnet virker imidlertid å være robust når vi tester alternative modeller, og i noen alternative modeller vi har testet har estimatet av parameteren også vært signifikant. Estimeringene våre gir derfor visse indikasjoner på at store felt i gjennomsnitt har lavere utslipp per enhet enn små felt, noe som kan skyldes stordriftsfordeler knyttet til boring av brønner etc. Opprinnelige reserver varierer for øvrig svært mye mellom feltene (det største feltet er 200 ganger større enn det minste, se Tabell 1).

Estimatet for effekten av reservoardybde har forventet fortegn, det vil si at økt dybde medfører høyere utslipp per mengde. Estimaten er nesten signifikant på 10 % nivå. Størrelsen på estimatet, kombinert med de svært store dybdeforskjellene, tyder på at reservoardybde potensielt kan ha merkbar innvirkning på utslippene.¹²

I hovedmodellen har vi inkludert tidstrend, mens hverken CO₂-pris eller oljepris er tatt med. Det skyldes at begge disse prisene er forholdsvis korrelert (positivt eller negativt)

¹² I noen modeller har vi forsøkt å inkludere havdybde. Denne variabelen har mindre signifikant effekt enn reservoardybde. Utbyggingsløsning (plattformbasert versus undervannsutbygging) vil også kunne påvirke energibruk og dermed utslipp, og er en faktor man kunne ha kontrollert for.

med tidstrenden (og med hverandre), noe som gjør det vanskelig å undersøke effekten av prisene (se Tabell 3). Mens realoljeprisen har hatt en stor økning i denne perioden, har realprisen på CO₂ falt (delvis som følge av lave kvotepriser i EU's kvotesystem). Hverken tidstrenden eller de to prisene har hatt signifikante effekter i de ulike modellene vi har testet. Vi har derfor kun tatt med tidstrenden som i prinsippet skal fange opp effekten av alle relevante, tidsavhengige variable som ikke er inkludert i modellen. Som det framgår av Tabell 2 er det vanskelig å si om nettoeffekten av disse har vært positiv eller negativ. Størrelsen på estimatet tilsier en økning på rundt 5 % i løpet av 15-års perioden, noe som tilsvarer litt under halvparten av økningen i Figur 1, men dette estimatet må som nevnt tas med en stor klype salt.¹³

Selv om vi ikke finner signifikante effekter av CO₂-prisen, betyr ikke det nødvendigvis at denne har hatt liten betydning for utslippene på norsk sokkel. Tvert i mot tilsier de relativt lave utslippene på norsk sokkel sammenlignet med de fleste andre land at CO₂-prisen kan ha vært viktig. Som antydning innledningsvis kan dette skyldes at realprisen på CO₂ har falt i perioden vi studerer. I tillegg kommer at eventuelle langsiktige effekter av CO₂-prisen, f.eks. installasjon av mer energi-effektive turbiner eller CO₂-lagringen på Snøhvit fra 2008, i liten grad kan fanges opp av modellen vår. Vi har forsøkt å estimere effekten av laggete CO₂-priser, men de har heller ikke gitt signifikante resultater. Det som modellen indirekte burde kunne fange opp er eventuelle effekter på tidspunktet for nedstengning av et felt, samt innsats for økt oljeutvinning (IOR) som krever mye energibruk. I hvilken grad CO₂-prisen har påvirket slike forhold er vanskelig å si. En studie som også undersøkte utslipp før CO₂-avgiften ble innført i 1991 ville kanskje funnet tydeligere spor av CO₂-prisen.

Effekten av oljeprisen på utbygging av nye og mer marginale felt, med høyere utslipp per enhet, er også vanskelig å fange opp i vår modell. Her har vi også forsøkt å estimere effekten av laggete priser, men uten hell.

ROBUSTHET OG ALTERNATIVE MODELLER

Hvor robuste er resultatene våre? Vi har allerede drøftet dette noe over. Vi har testet ulike varianter av hovedmodellen i Tabell 2, bl.a. ved å ta inn og ut en rekke variabler i den generelle modellen. Effekten av variabelen $prod_share_{it}$

¹³ Inkludering av startår for feltene har heller ikke gitt signifikante parameterestimater. Vi har også testet års-dummier i stedet for tidstrend – det gav omtrent uendrede resultater for de øvrige parameterestimater i hovedmodellen.

er svært robust. Avtakende produksjon ved et felt vil med svært stor grad av sikkerhet føre til høyere utslippsintensitet ved feltet, og Figur 5 gir et forholdsvis representativt bilde av resultatene vi finner i de fleste modellene vi har testet. Effekten av elektrifisering er naturlig nok også svært robust.

Effekten av gassandelen i reservene ($gasres_share_i$) virker også temmelig robust. Som nevnt over varierer den estimerte verdien noe mer, men det er en robust konklusjon at felt med stor andel gass har lavere utslipp per produsert enhet enn felt med stor andel olje.

For de andre variablene varierer estimeringsresultatene mer. For en del variabler som reservestørrelse (res_size_i), gassandel i produksjonen ($gasprod_share_{it}$), reservoardybde (res_depth_i) og havdybde (w_depth_i) er fortegnet til den estimerte effekten robust, men verdien og signifikansnivået varierer en del. For de andre variablene har fortegnet også variert, slik at konklusjonene er svært usikre.

En alternativ variabel som ikke inngår i den generelle modellen over, men som vi også har testet, er akkumulert produksjon ved det enkelte felt. Jo mer av reservene som er hentet ut, jo mer energikrevende kan det være å utvinne. I vår hovedmodell fanges dette indirekte opp gjennom variabelen $prod_share_{it}$, ettersom det ofte er en nær sammenheng mellom akkumulert produksjon og produksjonsnivået på et felt, spesielt i halefasen (se f.eks. Figur 3 for Ekofisk-feltet).

Vi har derfor utført estimeringer der vi også har inkludert denne variabelen. Når denne tas med i tillegg til variablene i hovedmodellen (jf. Tabell 2), får estimatet av parameteren knyttet til den nye variabelen «feil» fortegn (negativt estimat). Dette skyldes trolig at det er en klar (negativ) korrelasjon mellom denne og $prod_share_{it}$ (den empiriske korrelasjonen er -0,57). Sistnevnte variabel inngår derimot fortsatt svært signifikant. Når denne og tidstrenden tas ut, blir akkumulert produksjon svært signifikant med forventet fortegn. Med tidstrenden inne blir fortegnet igjen negativt. Vår konklusjon er derfor at produksjonsnivå (relativt til toppnivået) i langt større grad enn akkumulert produksjon påvirker utslippsintensiteten på feltene.

KONKLUSJON

I denne artikkelen har vi vist at utslippene av CO₂ på norsk sokkel varierer mye mellom felt og over tid, og vi har undersøkt ved hjelp av statistiske metoder hva som har påvirket utslippene i perioden 1997–2012. Den aller

klareste konklusjonen er at utslippene per produsert enhet vokser betydelig når produksjonen ved et felt avtar. Det er selvsagt ikke overraskende at utslippsintensiteten stiger i halefasen, men det er verdt å merke seg hvor mye utslippene per enhet øker i denne fasen.

En mer overraskende konklusjon er at felt med overvekt av gass i opprinnelige reserver har signifikant lavere utslipp per produsert mengde enn felt med overvekt av olje. Flere av de største gassfeltene er elektrifisert, men dette forklarer bare delvis denne forskjellen. Også når vi kontrollerer for elektrifisering, eller fjerner disse feltene fra dataene, er konklusjonen klar: Gassfelt har lavere utslipp per produsert mengde enn oljefelt.

I diskusjonen om oljeutvinning og klima blir det ofte framhevet at oljeutvinningen i verden bør skje der den kan produseres med lavest utslipp. Ettersom utslipp på norsk sokkel i gjennomsnitt er lavere enn de fleste andre land, brukes dette som argument mot å redusere oljeproduksjonen av klimahensyn.

Artikkelen vår viser at selv om gjennomsnittet på norsk sokkel er forholdsvis lavt, er det betydelig variasjon mellom feltene. Store gassfelt som er elektrifisert er med på å trekke gjennomsnittet ned. Videre har vi funnet at et oljefelt har flere ganger høyere utslipp enn et gassfelt, hvis feltene ellers er like. Dessuten øker utslippene per mengde forholdsvis raskt i feltets halefase, dvs. når produksjonen faller. Prosjekter for å øke utvinningsgraden for olje (såkalt IOR) vil også typisk innebære høyere utslippsintensitet enn det gjennomsnittstallet indikerer.

En annen viktig faktor i denne diskusjonen er at det aller meste av utslippene skjer ved forbrenning av oljen. Utslippene ved forbrenning er om lag 20 ganger høyere enn utslippene ved produksjon (gjennomsnittet for verden). Det betyr at dersom redusert oljeutvinning i Norge medfører noe lavere oljeforbruk, slik Fæhn mfl. (2013a,b) konkluderer, vil klimagevinsten være positiv selv om det skulle medføre en viss produksjonsøkning i land med noe høyere utslipp.

En interessant oppfølgingsstudie kunne være å bruke den estimerte modellen til å framskrive utslippene på norsk sokkel, gitt framskrivninger for produksjonen på hvert felt på norsk sokkel, samt informasjon om reserver, reservoardybde og eventuell elektrifisering. Det vil selvfølgelig være usikkerhet omkring en slik framskrivning, men den kan likevel gi brukbar indikasjon på utviklingen i CO₂-utslipp for en svært viktig utslippsskilde i Norge.

REFERANSER

BP (2014): Statistical review of world energy 2014, BP.

Fæhn, T., C. Hagem, L. Lindholt, S. Mæland and K.E. Rosendahl (2013a): Oljekutt og klimapolitikk, *Samfunnsøkonomen* Nr. 9 2013, 21–30.

Fæhn, T., C. Hagem, L. Lindholt, S. Mæland and K.E. Rosendahl (2013b): Climate policies in a fossil fuel producing country. Demand versus supply side policies, Discussion Papers No. 747, Statistics Norway, and CREE Working Paper 11/2013.

Gavenas, E. (2014): On the way to a Cleaner Future: A Study of CO₂ Emissions on Norwegian Continental Shelf, Master Thesis 2014, Handelshøyskolen ved NMBU.

Lindholt, L. (2013): The tug-of-war between resource depletion and technological change in the global oil industry 1981 – 2009, Discussion Papers 732, Statistisk sentralbyrå.

NHO/OLF (2009): Offshoreindustrien, TEMAHEFTE Oktober 2009. http://legacyweb.nho.no/getfile.php/global/konvertert/NHO/RootNY/filer_og_vedlegg1/Temahefte%20Offshoreindustrien.pdf

OGP. (2013). Environment Performance Indicators – 2012 data. OGP Data Series: International Association of Oil and Gas Producers. Available at: <http://www.ogp.org.uk/publications/environment-committee/environmental-performance-indicators/environment-performance-indicators-2012-data/>

Oljedirektoratet (2013): Fakta 2013, Oljedirektoratet og Olje- og Energidepartementet.

VEDLEGG

Tabell 3. Korrelasjonstabell for variablene i modellen

| | <i>em_int_{it}</i> | <i>prod_share_{it}</i> | <i>gasres_share_i</i> | <i>gasprod_share_{it}</i> | <i>res_size_i</i> | <i>res_depth_i</i> | <i>w_depth_i</i> | <i>carb_p_t</i> | <i>oil_p_t</i> | <i>D_elect_i</i> | <i>start_year_i</i> | <i>time_i</i> |
|-----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------------|
| <i>em_int_{it}</i> | 1 | | | | | | | | | | | |
| <i>prod_share_{it}</i> | -0,37 | 1 | | | | | | | | | | |
| <i>gasres_share_i</i> | -0,10 | 0,05 | 1 | | | | | | | | | |
| <i>gasprod_share_{it}</i> | -0,08 | -0,02 | -0,08 | 1 | | | | | | | | |
| <i>res_size_i</i> | -0,17 | 0,23 | 0,38 | 0,15 | 1 | | | | | | | |
| <i>res_depth_i</i> | 0,07 | -0,06 | 0,12 | -0,16 | -0,21 | 1 | | | | | | |
| <i>w_depth_i</i> | -0,08 | 0,24 | 0,25 | -0,16 | 0,14 | -0,09 | 1 | | | | | |
| <i>carb_p_t</i> | 0,03 | 0,14 | 0,03 | -0,14 | 0,03 | -0,01 | -0,10 | 1 | | | | |
| <i>oil_p_t</i> | -0,01 | -0,16 | -0,02 | 0,18 | -0,03 | 0,03 | 0,10 | -0,82 | 1 | | | |
| <i>D_elect_i</i> | -0,12 | 0,17 | 0,55 | 0,03 | 0,61 | -0,25 | 0,46 | -0,08 | 0,08 | 1 | | |
| <i>start_year_i</i> | -0,02 | 0,31 | -0,01 | -0,09 | -0,23 | -0,05 | 0,46 | -0,24 | 0,24 | 0,22 | 1 | |
| <i>time_i</i> | -0,00 | -0,17 | -0,02 | 0,20 | -0,04 | 0,02 | 0,11 | -0,89 | 0,92 | 0,09 | 0,25 | 1 |