

Rapport 2021/14 | For Oljedirektoratet



Regulering og ressursforvaltning med nye og mindre aktører på norsk sokkel

Leonid Andreev, Dag Morten Dalen og Steinar Strøm

Dokumentdetaljer

Tittel	Regulering og ressursforvaltning med nye og mindre aktører på norsk sokkel
Rapportnummer 2021/14	2021/14
ISBN	978-82-8126-093-1
Forfattere	Leonid Andreev, Dag Morten Dalen og Steinar Strøm
Prosjektleder	Steinar Strøm
Kvalitetssikrer	Ingeborg Rasmussen
Oppdragsgiver	Oljedirektoratet
Dato for ferdigstilling	12.4.2021
Tilgjengelighet	Ja
Nøkkelord	Norsk sokkel, PE/F

Om Vista Analyse

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk utredning, evaluering, rådgivning og forskning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder er klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd. Vista Analyse er vinner av Evalueringsprisen 2018.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Forord

Oppdraget vårt er knyttet til følgende problemstillinger: Den senere tids utvikling på norsk sokkel er preget av at nye, mellomstore selskaper kommer inn på norsk sokkel og vi ser at store internasjonale oljeselskaper trekker seg ut. Det er flere eksempler på at de nye selskapene finansieres av private investeringsfond (PE/Private Equity-fond). Slike PE/F selskap har de siste årene foretatt betydelige oppkjøp både på norsk og britisk sokkel. En slik utvikling blir sett på som naturlig og ønskelig som en konsekvens av at nye felt og prosjekter har en mindre skala enn tidligere. Samtidig reiser utviklingen nye viktige problemstillinger for reguleringen og ressursforvaltningen:

- Myndighetenes muligheter for å sørge for samfunnsøkonomisk effektiv ressursforvaltning, f.eks. knyttet til utvinningsvolum – og tempo.
- Vil investeringsbeslutningene variere mellom selskapstype (som PE/fond)?
- Hvordan påvirker dette reguleringen av (miljø)sikkerhet på norsk sokkel?

I denne rapporten har vi valgt å drøfte mulige virkninger av at energiselskaper på norsk sokkel er finansiert av PE/F.

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	5
1 Innledning	7
2 Private Equity Fund på norsk sokkel	9
3 Karakteristika ved Private Equity Fund, generelt og i olje- og gassektoren	13
4 Myndighetenes muligheter for å sørge for samfunnsøkonomisk effektiv ressursforvaltning; utvinningsvolum og utvinningstempo	15
5 Hvordan påvirker denne utviklingen reguleringen av (miljø)usikkerhet på norsk sokkel	20
Holmstrøm, B. and Milgrom P. (1991): Multitask Principal-Agent Analyses: Incentive Contracts, Asset Ownership, and Job Design, Journal of Law, Economics, & Organization, Vol. 7, Special Issue: [Papers from the Conference on the New Science of Organization, January 1991] pp. 24-52.....	24

Sammendrag og konklusjoner

Energiselskaper finansiert av PE/F er representert på et stort antall felt på norsk sokkel. Vektet med eierandeler (2019) er de gjenværende reserver på vel 111 mill Sm³, som jo ikke er veldig mye i forhold til totalen på norsk sokkel. Hovedinntrykket er at deltakelsen på norsk sokkel blant PE/F finansierte selskaper er kortvarig. Men det finnes unntak hvor selskapene er lengre inne på sokkelen.

Et viktig skille mellom PE/F som går inn i mindre olje- og gasselskaper og det store antallet aksjonærer som investerer i de store børsnoterte oljeselskapene er PE/F selskapenes evne til å velge investeringsprosjekter («screening») og styre prosjektene underveis («monitoring»). Store selskaper med diversifisert eierstruktur får en annen maktbalanse mellom eiere og ledelsen enn det vi vil finne i små PE/F-finansierte selskaper. Dette er en klassisk problemstilling innenfor økonomi- og finansfaget, der kombinasjonen av asymmetrisk informasjon og interessekonflikter mellom eier og ledelse har blitt studert. Evaluering og oppfølging av toppledelsens beslutning er krevende. Energiselskaper som er finansiert av PE/F har ofte vist seg å være karakterisert ved en aktiv eierstyring. Hvor stor virkning PE/F finansierte selskaper kan ha på drift og utvikling av olje og gassfelt kan avhenge av hvor stor eierandel disse selskapene har. Ofte er eierandelene relativt beskjedne, men det finnes unntak.

Vi viser til en empirisk undersøkelse av de finansielle resultatene for olje- og gasselskaper finansiert av PE/F gjennom to perioder (2006-2009 og 2012-2015) med sterkt fallende oljepriser, sammenlignet med de finansielle resultatene i større børsnoterte olje- og gass selskaper i Norden. Sammenligningen av 51 PE/F-selskaper med de børsnoterte viser at PE/F-selskapene hadde en bedre utvikling med hensyn til vekst i omsetning i forkant, under og etter perioden med oljeprissjokk. Videre fant en at PE/F selskapene ga lavere EBITDA marginer (overskudd delt på salgsinntekter) enn de børsnoterte. Dette funnet kan være forenlig med at PE/F finansierte selskaper har høyere kapitalavkastningskrav og/eller er mer opp-tatt av kostnadsstyring enn store børsnoterte selskaper.

Et høyere kapitalavkastningskrav og en forbedret kostnadsstruktur øker omsetningen på kort sikt og kan føre til at ressursene blir tømt fortere enn de ellers ville ha blitt.

Både et høyere kapitalavkastningskrav og en forbedret kostnadsstruktur kan bety en mer effektiv ressursforvaltning.

Om dette også er gir et optimalt utvinningstempo over tid er avhengig av hva en mener om fremtidige olje- og gasspriser. Hvis de reelle olje- og gassprisene holder seg konstant eller faller over tid, kan en utvinningsprofil med høyere produksjon på kort sikt være i samsvar med et optimalt utvinningstempo.

Selskaper, finansiert av PE/F, er typisk inne i olje- og gasselskaper for en kort tidsperiode. Dette, og at eierandelene i mange tilfeller er relativt beskjedne, kan bety at det er begrenset hva PE/F klarer å bidra med av hensyn til effektiviteten i produksjonen. Empirien vist til i rapporten indikerer at bidragene har vært av betydning for produksjonsvolum, spesielt på kort sikt. Det er imidlertid et seleksjonsproblem: I hvor stor grad skyldes den økte omsetningen en mer effektiv ressursforvaltning og i hvor stor er årsaken at PE/F velger å gå inn i olje- og gasselskap som i utgangspunktet er mer effektive enn gjennomsnittet av olje og gasselskap?

De PE/F finansierte selskapene ser ut til å være inne på norsk sokkel i en kortere tid; noe som kan komme i konflikt med myndighetenes ønske om langsiktighet i ressursutnyttelsen. Det er derfor ikke opplagt at PE/F selskaper vil delta i testing av nye metoder (som *Enhanced Oil Recovery*) for å gi økt fremtidig

utvinning. Det er derfor heller ikke opplagt at PE/F selskaper vil delta i langvarige prosjekter knyttet til leting og boring for å finne nye felt.

Vi viser i rapporten at et selskaps vilje til områdeløsninger er større desto større samfunnsansvar selskapsledelsen tar (*a*) og desto svakere økonomiske insentiver ledelsen får av sine eiere (*b*). Vi ser også at selskapets innsats for områdeløsninger, derunder forebygging av ulykker, er større desto større en forventer at den samfunnsøkonomiske kostnaden (*E*) er.

Vi skal være varsomme med å koble eiertyper til disse to faktorene, men PE-selskapenes høye avkastningskrav og kortere investeringshorisont kan tilsi at ledelsen i disse selskapene står overfor sterkere insentiver eller krav til økonomiske resultater. Det øker alternativkostnaden ved å prioritere forebyggende sikkerhetsarbeid.

Vi har ikke grunnlag for hevde at ledelsen i selskaper med PE på eiersiden legger mindre vekt på sitt samfunnsansvar. PE-fond går inn i en rekke prosjekter og selskaper over tid, noe som tilsier at også langsiktig rennommé og samfunnsansvar tillegges vekt.

Men et viktig resultat er at selskaper med lik vektlegging av samfunnsansvar kan prioritere områdeløsninger ulikt, dersom vektleggingen av kortsiktig inntjening er forskjellig.

Det at PE/F selskapene er inne en kort periode på norsk sokkel kan kanskje bidra til mindre fokus på et langsiktig HMS (helse, miljø og sikkerhet) arbeid, på den annen side har disse selskapene, med få unntak, en beskjeden eierandel.

1 Innledning

Aktive eierfond, på engelsk kalt Private Equity Fund (heretter kalt PE/F), bidrar med kapital, kunnskap og nettverk i utviklingen av typisk vekstselskaper. PE/F er ikke-børsnoterte selskaper som kan investere i andre ikke-børsnoterte selskaper eller i børs-noterte selskaper. Kapitalen til PE/F som investeres, kommer fra for eksempel pensjonsfond, universitetsstiftelser, livselskaper og banker. Fondene eier gjerne selskaper det investeres i en kortere periode, for eksempel to-syv år. PE/F innsats i de selskapene det investeres i er typisk å øke omsetningen, styrke lønnsomheten gjennom bedre kostnadskontroll, drive nettverksbygging nasjonalt og internasjonalt og rekruttere bedre og riktig kompetanse. Når selskapene PE/F har investert i blir solgt, blir avkastningen typisk investert i nye fond som investerer i nye selskaper. PE/F blir ofte karakterisert som selskaper med aktiv eierstyring,

PE/F kan dels være «Early Stage Fund» og «Buyout Fund». De første investerer i selskaper som er i en startfase, kanskje også for å hjelpe en bedriftsleder som har en god ide som kan føre til produkter som kan selges med god fortjeneste i et marked. Oppkjøpsfond («Buyout Fund») investerer i mer modne bedrifter i vekst og/eller i omstillingsprosesser, og kjøper seg tradisjonelt en majoritetsandel av selskapet. Oppkjøpet skjer oftest i form av såkalt «leveraged buyout» («LBO»), dvs. oppkjøp som har en stor andel av lånefinansiering. Ofte har oppkjøpsfond med seg ledelsen og/eller ansatte i bedriften, profesjonelle omstillingsledere og andre virksomheter som investeringspartnere. Oppkjøpsfond står for den største andelen av PE/F i Norge og internasjonalt.

Som følge av finanskrisen i 2008 ble banker mer kritiske til å gi lån til bedrifter og prosjekter med en usikker og kanskje til og med lav forventet avkastning. Det førte til at banker, spesielt i USA, Canada og UK, ble mindre villige til å gi lån til bedrifter også innen olje- og gasssektoren. Gradvis ble derfor mer og mer av finansieringen av investeringer i olje- og gassproduksjon finansiert av PE/F. Dette ble mer tydelig etter at oljemarkedet krasjet i 2014. PE/F fylte et finansieringsgap som følge av at tradisjonelle kilder for finansiering (fra børsnoterte selskaper og banker) i klart mindre grad enn før bidro til finansiering av investeringer blant annet i olje- og gasssektoren. Krasjet i oljemarkedet i 2014 førte også til at PE/F aktørene kunne gjøre billige oppkjøp. Dette gjaldt også oppkjøp på norsk sokkel spesielt fra 2016-2017 av. Selv om PE/F ikke er preget av utstrakt industriell kjennskap, kommer disse ofte inn med markedsinnsikt som gjør at de fort kan gripe inn når tradisjonelle finansieringskilder tørker inn (Mauro Fiorucci, Rienegia, June 2017, Kanchan Kumar, www.hedgethink.com, April 1, 2015).

Flere oppkjøpsfond (PE/F) har i den siste tiden kjøpt felt, selskaper og gassrør på norsk sokkel. Norske og internasjonale selskaper står bak selskaper på norsk sokkel.

Investorene i PE/F hevder ofte at de er langsiktige forvaltere av fond i pensjonskasser, stiftelser, familiekontorer, mm. Det er ikke ensbetydende med at PE/F blir lenge inne i et selskap, så fort avkastningen er blitt tilfredsstillende høy kan de selge seg ut for så å investere i andre selskap.

Som nevnt ovenfor er det blitt vanskeligere for oljeselskap å finansiere sine investeringer ved hjelp av banklån. Det har ført til en framvekst av alternative finansieringskilder. PE/F har bidratt til denne framveksten.

I senere tid har PE/F rettet mer av sine investeringer knyttet til oppstrøms olje- og gasselskaper, og ikke til oljeserviceselskaper.

Det er i dag en stigende interesse internasjonalt, også blant PE/F, for å investere mindre i olje- og gass og mer i fornybar energi. Selv om PE/F er blitt mer tilstede på sokkelen, først og fremst i forbindelse med produksjon av olje og gass, er det noen grunner til at det ikke er en større deltakelse og til at tilstedeværelsen er relativt kortvarig. Inntektene spesielt knyttet til oljeproduksjon har sterke sykliske effekter knyttet til store variasjoner over tid i oljeprisen. Fra mange hold, ikke minst politiske, er det i stigende grad blitt hevdet at spesielt oljeproduksjon på norsk sokkel ikke har en lang fremtid foran seg.

2 Private Equity Fund på norsk sokkel

I Tabell 1 viser vi hvilke felt selskaper under PE/F paraplyen har investert i, hvor store andeler de eier og hvor mye gjenværende petroleumsressurser det er i disse feltene. Vi ser at energiselskaper finansiert av PE/F er representert på et stort antall felt på norsk sokkel. Vektet med eierandeler er de gjenværende reserver på vel 111 mill Sm³, som jo ikke er veldig mye i forhold til totalen på norsk sokkel.

I Tabell 2 viser vi noen utvalgte selskaper eid av PE/F og hvor lenge de er tilstede som eiere på norsk sokkel. Hovedinntrykket er at deltakelsen på norsk sokkel blant PE/F finansierte selskaper er kortvarig. I gjennomsnitt varere deltakelsen i om lag 2 år.

Tabell 2.1 PE/F på norsk sokkel 2019: Eierandel, og anslag på gjenværende petroleumsressurser, sortert etter felt

Felt navn	PE/F oljeselskaps navn	Selskapets andel [%]	Gjenv, olje [mill Sm ³]	Gjenv, gass [mrd Sm ³]	Gjenv, NGL [mill tonn]	Gjenv. olje ekv. [mill Sm ³ o.e]
ALBUSKJELL	Vår Energi AS	12,38800	-	-	-	0,00
BALDER	Vår Energi AS	90,00000	33	1	-	33,68
BAUGE	Neptune Energy Norge AS	12,50000	1	0	0	1,46
BAUGE	Vår Energi AS	17,50000	1	0	0	2,04
BRAGE	Neptune Energy Norge AS	4,44240	0	0	0	0,16
BRAGE	Vår Energi AS	12,25750	0	0	0	0,43
BRYNHILD	CapeOmega AS	49	-	-	-	0,00
BYRDING	Neptune Energy Norge AS	15,00000	0	0	0	0,15
BØYLA	Vår Energi AS	20,00000	0	0	-	0,10
COD	Vår Energi AS	12,38800	-	-	-	0,00
DRAUGEN	Neptune Energy Norge AS	7,56000	1	-	0	0,71
DUVA	Neptune Energy Norge AS	30,00000	1	3	0	4,21
EDDA	Vår Energi AS	12,38800	-	-	-	0,00
EKOFISK	Vår Energi AS	12,38800	8	1	0	9,12
ELDFISK	Vår Energi AS	12,38800	3	0	0	3,05
EMBLA	Vår Energi AS	12,38800	0	0	0	0,17
FENJA	Neptune Energy Norge AS	30,00000	3	1	0	4,61
FENJA	Vår Energi AS	45,00000	5	2	0	6,91
FRAM	Neptune Energy Norge AS	15,00000	1	2	0	2,69
FRAM	Vår Energi AS	25,00000	1	3	0	4,49

FRAM H-NORD	Neptune Energy Norge AS	10,80000	0	-	-	0,01
FRIGG	Wellesley Petroleum AS	10,00000	-	-	-	0,00
GJØA	Neptune Energy Norge AS	30,00000	1	3	1	5,05
GLITNE	Vår Energi AS	20,00000	-	-	-	0,00
GOLIAT	Vår Energi AS	65,00000	13	-	-	13,08
GRANE	Vår Energi AS	28,31560	7	-	-	7,31
GUDRUN	Neptune Energy Norge AS	25,00000	2	2	0	4,62
GUNGNE	Vår Energi AS	13,00000	0	0	0	0,08
HEIDRUN	Vår Energi AS	5,17522	2	1	0	3,21
HOD	Pandion Energy AS	10,00000	0	0	0	0,06
HULDRA	Wellesley Petroleum AS	20,00000	-	-	-	0,00
HYME	Neptune Energy Norge AS	12,50000	0	0	0	0,28
HYME	Vår Energi AS	17,50000	0	0	0	0,39
IVAR AASEN	Neptune Energy Norge AS	3,02300	0	0	0	0,56
JOHAN CASTBERG	Vår Energi AS	30,00000	27	-	-	26,67
JOTUN	Vår Energi AS	40,00000	-	-	-	0,00
KRISTIN	Vår Energi AS	19,12390	0	1	0	1,27
MARULK	Vår Energi AS	20,00000	0	0	0	0,41
MIKKEL	Vår Energi AS	48,38000	1	3	1	5,65
MIME	Wellesley Petroleum AS	10,00000	-	-	-	0,00
MORVIN	Vår Energi AS	20,00000	0	0	0	0,50
NJORD	Neptune Energy Norge AS	22,50000	1	3	1	5,77
NORDØST FRIGG	Wellesley Petroleum AS	10,00000	-	-	-	0,00
NORNE	Vår Energi AS	6,90000	0	0	0	0,69
ODIN	Wellesley Petroleum AS	10,00000	-	-	-	0,00
ORMEN LANGE	Vår Energi AS	6,33560	-	5	-	5,42
OSELVAR	CapeOmega AS	45	-	-	-	0,00
RINGHORNE ØST	Vår Energi AS	69,98000	3	-	-	2,56
SIGYN	Vår Energi AS	40,00000	0	0	0	0,12
SKULD	Vår Energi AS	11,50000	0	-	-	0,17
SLEIPNER VEST	Vår Energi AS	17,23936	0	1	0	1,87
SLEIPNER ØST	Vår Energi AS	15,40000	0	0	0	0,06
SNORRE	Vår Energi AS	18,55336	17	-	-	16,71

SNØHVIT	Neptune Energy Norge AS	12,00000	-	19	1	21,72
STATFJORD	Vår Energi AS	21,36717	1	1	0	2,39
STATFJORD NORD	Vår Energi AS	25,00000	0	0	0	0,48
STATFJORD ØST	Vår Energi AS	20,55000	0	0	0	0,11
SVALIN	Vår Energi AS	13,00000	0	-	-	0,49
SYGNA	Vår Energi AS	20,99500	0	-	-	0,13
TOMMELITEN GAMMA	Vår Energi AS	9,13000	-	-	-	0,00
TOR	Vår Energi AS	10,81656	1	0	0	1,17
TORDIS	Vår Energi AS	16,10000	1	0	0	0,77
TRESTAKK	Vår Energi AS	40,90000	4	0	0	4,60
TYRIHANS	Vår Energi AS	18,01910	1	5	1	7,25
URD	Vår Energi AS	11,50000	0	-	-	0,20
VALHALL	Pandion Energy AS	10,00000	4	1	0	5,08
VEGA	Neptune Energy Norge AS	3,75000	0	0	0	0,86
VEST EKOFISK	Vår Energi AS	12,38800	-	-	-	0,00
VIGDIS	Vår Energi AS	16,10000	2	-	-	1,64
YTTERGRYTA	Vår Energi AS	9,80000	-	-	-	0,00
ÅSGARD	Vår Energi AS	22,06000	1	7	1	11,16

Kilde: Private Equity Funds in Norway, Menon Economics, 2019

Tabell 2.2 Utvalgte PE/F og deres oljeselskap på norsk sokkel, tidspunkt for kjøp og videresalg, 2019

Felt	Andel solgt til PE/F, pst	Oljeselskap	PE/F	Kjøpstidspunkt	Salgstidspunkt	Antall måneder
Duva	20	Wellesly Petro.	Blue Water E.	27.06.2019	31.10.2019	4
Frigg	10	Wellesly Petro.	Blue Water E.	10.02.2017	30.11.2018	22
N-Ø Frigg	10	Wellesly Petro.	Blue Water E.	10.02.2017	30.11.2018	22
Duva	10	Pandion Energy	Kerogen Cap.	27.06.2019	30.12.2019	6
Duva	10	Pandion Energy	Kerogen Cap.	27.06.2019	03.02.2020	7
Hod	10	Pandion Energy	Kerogen Cap.	22.12.2017		
Valhall	10	Pandion Energy	Kerogen Cap.	22.12.2017		
Balder	10	Vår Energi	Hitec Vision	01.11.2017	01.08.2019	21
Åsgård	7	Vår Energi	Hitec Vision	10.12.2018	10.12.2019	12
Jotun	60	Vår Energi	Hitec Vision	01.11.2017	14.02.2020	28
Ringhorne	7	Vår Energi	Hitec Vision	01.11.2017	01.08.2019	21
Braga	2,5	Spring Energy	Hitec Vision	01.01.2010	13.02.2013	38
Vega	0,63	Neptune Energ.	Carlyle Gr.	04.12.2018	13.11.2019	11

Enoch	4,36	CapeOmega AS	Hitec Vision	30.03.2016	28.05.2020	51
--------------	------	--------------	--------------	------------	------------	----

Kilde: Private Equity Funds in Norway, Menon Economics, 2019

3 Karakteristika ved Private Equity Fund, generelt og i olje- og gasssektoren

Hva er det så som skiller PE/F fra andre eiergrupper og banker? Et viktig skille mellom PE/F som går inn i mindre oljeselskaper og det store antallet aksjonærer som investerer i de store børsnoterte oljeselskapene er deres evne til å velge investeringsprosjekter («screening») og styre prosjektene underveis («monitoring»). Store selskaper med diversifiserte eierstruktur får en annen maktbalanse mellom eiere og ledelsen enn det vi vil finne i små PE-finansierte selskaper. Dette er en klassisk problemstilling innenfor økonomi- og finansfaget, der kombinasjonen av asymmetrisk informasjon og interessekonflikter mellom eier og ledelse har blitt studert. Evaluering og oppfølging av toppledelsens beslutning er krevende.

I praksis vil det være både kostbart og krevende for aksjonærene å komme tilstrekkelig i inngrep med bedriftens valg av investeringsprosjekter, og med mange, små aksjonærer er det knyttet store positive eksterne effekter til slik eierinnstas. Den enkelte investor bærer hele kostnaden ved å evaluere selskapet, men gevinsten av dette tilfaller alle aksjonærene.

Allerede i 1932 advarte Berle og Means mot konsentrasjonen av økonomisk makt som oppstår med fremveksten av store selskaper som ledes av en mektig klasse profesjonelle ledere, isolert fra aksjonærenes press:¹

“It has been assumed that, if the individual is protected in the right both to use his property as he sees fit and to receive the full fruits of its use, his desire for personal gain, for profits, can be relied upon as an effective incentive to his efficient use of any industrial property he may possess. In the quasi-public corporation, such an assumption no longer holds. As we have seen, it is no longer the individual himself who uses his wealth. Those in control of that wealth, and therefore in a position to secure industrial efficiency and produce profits, are no longer, as owners, entitled to the bulk of such profits.”

“Those who control the destinies of the typical modern corporation own so insignificant a fraction of the company's stock that the returns from running the corporation profitably accrue to them, in only a very minor degree. The stockholders, on the other hand, to whom the profits of the corporation go, cannot be motivated by those profits to a more efficient use of the property, since they have surrendered all disposition of it to those in control of the enterprise.”

Selv om styrene i disse selskapene er oppnevnte av eierne for å ivareta deres eierinteresser, er heller ikke det et trylleformular som fjerner denne underliggende konflikten mellom eier og ledelse. En konsekvens av interessekonflikten kan være at selskapsledelsen kan prioritere prosjekter som skaper vekst og personlig prestisje selv om disse har høye kostnader og lav forventet avkastning.

PE/F som går inn i mindre selskaper (oljeselskaper) har både bedre muligheter og sterkere insentiver til å styre ledelsen for å sikre avkastningen på investeringene som selskapet engasjerer seg i. Strategien til PE/F er ofte å utnytte sin markedsinnsikt, sammen med ledelsen i selskapet PE/F investerer i, til å gjøre det som kjøpes opp mer lønnsomt og så deretter selge seg ut. I tillegg til kapitaltilgang gir PE/F selskapet

¹ Adolf A. Berle & Gardiner C. Means, *The Modern Corporation and Private Property* (1932).

tilgang til markedsinnsikt, nettverk, (både politisk og industrielt), til rekruttering av arbeidskraft og til bedre styring av bedriftenes kostnader og ressursbruk.

PE/F kommer ofte inn med høy grad av lånefinansiering («leveraged buyouts»), noe som antas å ha en sterk disiplinerende effekt på selskapsledelsen. Når gjeld på denne måten byttes mot egenkapital, tvinges ledelsen til å prioritere overholdelse av gjeldsforpliktelser. Det økonomiske handlingsrommet for såkalt «imperiebygging» blir mindre.

To masterstudenter ved Handelshøyskolen BI gjennomførte nylig en grundig studie av PE-investorer i nordisk olje og gassektor.² De undersøkte blant annet hvordan de finansielle resultatene for disse utviklet seg gjennom perioder (2006-2009 og 2012-2015) med sterkt fallende oljepriser sammenlignet med de finansielle resultatene i større børsnoterte olje- og gass selskaper i Norden. Sammenligningen av 51 PE/F-selskaper med de børsnoterte viser at PE-selskapene hadde en bedre utvikling med hensyn til vekst i omsetning i forkant, under og etter perioden med oljeprissjokk. Videre fant de at PE/F selskaper ga lavere EBITDA marginer enn de børsnoterte.

De empiriske analysene ble supplert med intervjuer, og rapporterte blant annet at PE/F-aktørene tar en mer aktiv rolle i selskapet når økonomiske sjokk som oljeprisnedgang legger press på inntjeningen. Dette oppgis å skje i form av både rådgivning og oppfølging.

Slike kjennetegn ved små selskaper som tiltrekker seg PE/F tilsier nødvendigvis ikke at slike selskaper blir kortsiktige i sine prioriteringer og investeringsbeslutninger, til tross for at PE/F typisk kjøper opp selskaper, gjøre dem bedre, for så å selge dem videre.

Oppkjøpsstrategien og investeringer foretatt av PE/F er selvsagt ikke tilfeldig. PE/F blinker ut de selskaper som kan ha det største potensiale til å gi en høy nok fremtidig avkastning, og der kompetansen til investorene kan bidra til å realisere en merverdi i selskapene. Her bidrar investorene med markedsinnsikt og erfaring fra andre selskaper de investerer i når de underkaster potensielle nye selskaper grundige analyser. Her stilles det store krav til selskapsledelsens evne til å overbevise om potensialet som nye investorer kan være med på å realisere.³ I tillegg til å indentifisere selskaper med gode avkastningsmuligheter, kan slike investorer i mindre selskaper etablere kontrakter med toppledelsen som både gir sterkere insentiver og reduserer målkonflikten mellom eiere og ledelsen (Moon, 2006):

“As a key part of the investment process, incentive plans are structured or enhanced to provide significant sharing of the value to be created by the management team. Alignment of management and shareholder interests through significant pay-for-performance plans is fundamental to the professional private equity investor’s investment philosophy. These management plans offer significantly greater opportunity for wealth creation than the compensation plan of the typical public company, and the link between pay and performance is also significantly greater.”

² “Component of continuous assessment - how do oil price shocks affect private equity investments? A thesis investigating private equity in the Nordic oil and gas sector” av Petter Østengen, og Aleksander Øverby. Masteroppgave ved Handelshøyskolen BI, 2017.

³ John J. Moon (2006): Public vs. Private Equity. Journal of Applied Corporate Finance 18(3):76-82.

4 Myndighetenes muligheter for å sørge for samfunnsøkonomisk effektiv ressursforvaltning; utvinningsvolum og utvinningstempo

4.1 Olje og gassproduksjon: Hvilke størrelser vil PE/F typisk fokusere på og hva er konsekvensene for oljeproduksjon og lønnsomhet?

Selskaper finansiert av PE/F har ofte en kortere investeringshorisont, noe som trekker i retning av at de går inn i selskaper som opererer i etablerte markeder med kjent teknologi.⁴ Utvikling av mer innovative forretningsområder som krever langsiktighet ligger mer til rette for andre investortyper enn PE/F. Selv om mindre olje- og gasselskap på norsk sokkel er i et høyteknologisk marked, er det samtidig et modent markedet som baseres seg på lete- og utvinningsteknologi som er utviklet over mange år. Når slike investorer går inn med kapital, i kombinasjon med kunnskap, nettverk og tett oppfølging av selskapet, forventes det fra PE/F sin side at dette skal gi god avkastning og bedre enn hva som kan oppnås i store børsnoterte selskap.

Vi vil i dette kapitlet peke på de størrelsene som PE/F kan fokusere på i olje- og gassproduksjon. For å vise dette, tar vi utgangspunkt i en klassisk beskrivelse av en modell for olje- og gassutvinning. Vi ser bort fra en rekke forhold som er viktige i en virkelig utledning av optimal ressursutvinning, blant annet skatter.

La q_t være produksjonen på tidspunkt t . Vi antar at ressursene avtar over tid med produksjonen, men at det i tillegg er et stokastisk ledd. Dette leddet kan skyldes mer informasjon, både gode og dårlige nyheter, en får om de ressursene etterhvert som produksjonen går sin gang. På et gitt tidspunkt er de fremtidige ressursene sett fra dette tidspunktet usikre. En mulig beskrivelse av denne usikkerheten er den følgende stokastiske prosessen:

$$(1) \quad dR_t = -q_t dt + dz$$

$$\text{hvor } dz = \sigma_1 \varepsilon_{1t} \sqrt{dt}$$

Vi antar at ε_{1t} er normal fordelt, ukorrelert over tid, med forventning null og varians lik 1. Forutsetningen om dz betyr at den stokastiske prosessen som er med å gi utviklingen i ressursene over tid, er en Wiener prosess.

Vi skal nå se nærmere på hvordan en optimal økonomisk utnyttning av ressursene kan beskrives⁵.

La p_t være *prisen* på produktet (f.eks. oljepris) på tidspunkt t .

⁴ JN Barrot (2012): Investor horizon and innovation: evidence from private equity funds. SSRN Electronic Journal, 2012.

⁵ For en tidlig analyse av utvinning av ikke-fornybare ressurser under usikkerhet se R.S. Pindyck (1980): Uncertainty and Exhaustible Resource Markets, *Journal of Political Economy*, Vol 88, No 6, 1203-1225.

La $C(R_t, q_t)$ være kostnaden for produksjon av produktet. Denne kostnaden kan omfatte både investeringskostnader og driftskostnader. Vi antar at enhetskostnaden, $C(R_t, q_t)/q_t$, avhenger av ressursene slik at jo lavere ressursmengden R_t er, som den kan bli over tid gjennom utnyttningen av ressursen, desto høyere er kostnaden. For gitt produksjonsrate vil derfor enhetskostnaden stige over tid som følge av ressursuttømmingen. Fra et gitt tidspunkt vil de fremtidige enhetskostnadene være usikre, gitt at usikkerheten er av typen beskrevet i (1).

For å gjøre det enkelt antar vi at enhetskostnadsfunksjonen er lineær, som gir følgende totalkostnad:

$$(2) \quad C(R_t, q_t) = (a_0 - a_1 R_t) q_t + a_2 q_t^2; (a_0, a_1) > 0; a_2 \geq 0$$

Det at a_1 er positiv gjør at enhetskostnaden øker, desto mindre det er igjen av ressursen.

La r være renten som brukes ved ned-diskontering av fremtidige verdier. Denne renten er det avkastningskrav eieren av ressursen har. Initialt er produsentens problem å finne et produksjonsnivå q_t i tiden fremover som er slik at forventet neddiskontert profitt maksimeres.

Vi kan nå mer formelt beskrive produsentens optimeringsproblem:

$$(3) \quad \max_q E_0 \int_0^T [p_t q_t - C(R_t, q_t)] e^{-rt} dt$$

gitt

$$(1) \quad dR_t = -q dt + dz$$

$$\text{hvor } dz = \sigma_1 \varepsilon_{1t} \sqrt{dt}$$

$$(2) \quad C(R_t, q_t) = (a_0 - a_1 R_t) q_t + a_2 q_t^2; (a_0, a_1) > 0; a_2 \geq 0, R_t \geq 0, R_0 \text{ er gitt og kjent}$$

$$(5) \quad 0 \leq q_t \leq \bar{q}$$

$$(6) \quad p_T - a_0 + a_1 R_T = 0$$

Optimeringsproblemet er den plan som produsenten legger ved produksjonsstart, men i denne planen tar han hensyn til at det på fremtidige tidspunkt kan komme overraskelser som beskrevet ved den stokastiske komponenten i (1).

I ulikheten (5) er \bar{q} maksimal produksjon bestemt av kapasitetsforhold. Hvis denne er tilstrekkelig stor og $a_2 > 0$, vil denne kapasitetssranken aldri være bindende.

Optimeringsproblemet er et stokastisk- dynamisk optimeringsproblem. Usikkerheten kommer fra betingelsen (1) og er som nevnt av den typen at det oppstår gode og dårlige ressursnyheter etterhvert som produksjonen pågår. Etterhvert som produksjonen foregår blir denne usikkerheten kjent, men den fremtidige usikkerheten vil være der. Modellen kan utvides til å inkludere investeringer over tid i feltet som gjør at denne fremtidige usikkerheten blir mindre.

Dynamikken kommer fra bibetingelsen (1) som sier at ressursmengden avtar som følge av at olje produseres. Betingelsen (2) innebærer at enhetskostnaden øker etterhvert som produksjonen skrider frem. Merk at på tidspunkt t er ressursene kjente, men fremtidige utvinningskostnader er usikre som følge av (1). Betingelsen (6) sier at produksjonen opphører når marginalkostnaden ved null produksjon er lik prisen p_T .

T er tidspunktet da utvinningen opphører. På grunn av usikkerheten beskrevet i (1) er dette tidspunktet i prinsippet stokastisk. Tidspunktet T er også endogent i den forstand at det er bestemt av økonomiske mekanismer.

Vi ser fra (6) at ressursene som er igjen ved produksjonsslutt, R_T , er

$$(7) \quad R_T = \frac{a_0 - p}{a_1} > 0, \text{ hvis } a_0 > p$$

Hvis $a_0 \leq p$ vil ressursene bli helt tømt.

Hvilke størrelser er det vi vil vente at selskaper finansiert av PE/F vil fokusere på? I følge de studier som er gjort av PE/F generelt og spesielt i olje- og gasssektoren, vil vi vente følgende når PE/F kommer inn som deleier i olje- og gasselskap:

- 1) Høyere kapitalavkastning, dvs høyere r . Som vist ovenfor er selskaper finansiert av PE/F mer bevisst enn børsnoterte selskaper i at PE/F skal gi de interessene de representerer høyere avkastning. Det betyr mer aktiv eierstyring enn i tradisjonelle store børsnoterte selskaper
- 2) Lavere a_0, a_1, a_2 : Det vil si at for gitt R_t og q_t blir det lavere kostnader; virkningen på reserver som blir igjen er da ikke gitt og følgelig heller ikke på levetiden av oljeutvinningen. Kostnadskuttene kan komme som et resultat av at selskaper finansiert av PE/F er mer kostnadsbevisst enn de store børsnoterte selskapene, kanskje spesielt overfor underleverandører.
- 3) Bedre kjennskap spesielt til markedsusikkerheten i alle fall på kort sikt, som kan øke produksjonen på kort sikt.
- 4) Vekt på kjennskap til hvordan ressurs situasjonen påvirker enhetskostnaden.

For å diskutere virkningen av de endringer PE/F kan bidra med når de går inn i olje- og gasselskap, skal vi forenkle modellen ovenfor. For det første skal vi se på en deterministisk modell. For det andre skal vi se på en to-periode modell.

Kostnadsfunksjonen er den samme som i likning (2). Prisene er p_1 og p_2 . Renten brukt til å neddiskontere inntekten fra periode 2 er r . Vi antar at produksjonen i periode 1 bestemmes slik at den neddiskonterte verdien av oljeutvinning blir størst mulig. Vi antar at produksjonen i periode 2 er lik den initiale ressursmengden fratrukket produksjonen i periode 1. Modellen er dermed

$$(8) \quad \text{maks}_{q_1} \left[p_1 q_1 - C(q_1, R) + (1+r)^{-1} (p_2 (R - q_1) - C(R - q_1, R)) \right]$$

Det gir følgende 1.ordensbetingelse:

$$(9) \quad p_1 = C'(q_1, R) + (1+r)^{-1} (p_2 - C'(R - q_1, R))$$

I optimum skal med andre ord prisen, p_1 , være lik marginalkostnaden, $C'(q_1, R)$, ved å produsere kvantum q_1 pluss den neddiskonterte verdien av den marginalinntekten en taper i periode 2, $(p_2 - C'(R - q_1, R))$, som følge av å produsere kvantum q_1 i periode 1. Likning (2) bestemmer produksjonen i periode 1, q_1 . Denne produksjonen blir en funksjon av prisene p_1, p_2 , R , r og koeffisientene i kostnadsfunksjonen, a_0, a_1 og a_2 .

Hva er virkningen av økt r på produksjonen i periode 1? En økt r kan være et resultat av at PE/F kommer inn som en viktig beslutningstaker i et olje- og gasselskap. En økt r betyr høyere krav til kapitalavkastning.

Etter litt regning finner vi:

$$(9) \quad \frac{\partial q_1}{\partial r} = \frac{(1+r)^{-2}(p_2 - C'(R-q, R))}{C''(q, R) + (1+r)^{-1}C''(R-q, R)} > 0$$

Uttrykket i (9) er positiv siden netto marginalinntekt i periode 2 er positiv og de andrederiverte av kostnadsfunksjonene er positive (stigende marginal kostnad). Et høyere krav til avkastning av investeringer kan dermed øke produksjonen på kort sikt

Etter litt regning finner vi at profitten i periode 1 i forhold til omsetningen i periode 1 går ned når renten r går opp.

Dette resultatet, om økt produksjon og lavere overskudd i forhold til salg (EBITDA), er i samsvar med hva Petter Østengen, og Aleksander Øverby fant i sin empiriske analyse av virkningen av at PE/F kom inn i olje- og gasselskaper.

Virkningen av en forbedret kostnadsstruktur, f.eks. i form av en lavere verdi på a_0 , på produksjonen i periode er:

$$(10) \quad \frac{\partial q_1}{\partial a_0} = -\frac{C''(q_1, R) + (1+r)^{-1}C''(R-q_1, R)}{C''(q_1, R) + (1+r)^{-1}C''(R-q_1, R)} = -1 < 0$$

En bedre kostnadsstruktur i form av en lavere a_0 øker produksjonen i periode 1, men nå finner vi at EBITDA går opp.

Et høyere kapitalavkastningskrav og en forbedret kostnadsstruktur øker omsetningen på kort sikt og kan føre til at ressursene blir tømt fortere enn de ellers ville ha blitt.

Både et høyere kapitalavkastningskrav og en forbedret kostnadsstruktur kan bety en mer effektiv ressursforvaltning.

Om dette også er gir et optimalt utvinningstempo er avhengig av hva en mener om fremtidige olje- og gasspriser. Hvis de reelle olje- og gassprisene holder seg konstant eller faller over tid, kan en utvinningsprofil med høyere produksjon på kort sikt være i samsvar med et optimalt utvinningstempo.

Som vist foran er selskaper, finansiert av PE/F, typisk inne i olje- og gasselskaper for en kort tidsperiode. Dette, og at eierandelene i mange tilfeller er relativt beskjedne, kan bety at det er begrenset hva PE/F klarer å bidra med av hensyn til effektiviteten i produksjonen. Empirien vist til foran indikerer at bidragene har vært av betydning for produksjonsvolum, spesielt på kort sikt. Det er imidlertid et seleksjonsproblem: I hvor stor grad skyldes den økte omsetningen en mer effektiv ressursforvaltning og i hvor stor er årsaken at PE/F velger å gå inn i olje- og gasselskap som i utgangspunktet er mer effektive enn gjennomsnittet av olje og gasselskap?

4.2 Myndighetenes muligheter for å sørge for å sørge for en samfunnsøkonomisk effektiv ressursforvaltning.

Som påpekt ovenfor vil selskaper som er finansiert av PE/F i olje- og gassproduksjon typisk være karakterisert ved:

- Klart mindre enn store velkjente børsnoterte internasjonale selskaper
- Aktiv eierstyring

- I fokus er bedre lønnsomhet ved økt krav til avkastning, skjerpet kostnadsstyring og større oppmerksomhet om markedsutsikter på kort og lang sikt
- Seleksjon ved at de kjøper seg inn felt som enten er lønnsomme i utgangspunktet eller har et potensiale for å bli det
- Konsentrert på felt som er i drift, få eksempler på deltakelse i leting etter potensielle nye drivverdige felt
- Investeringshorisonten knyttet til å bli værende i et felt de har kjøpt seg inn, ser ut til å være kort
- Konservative anslag på fremtidig utvikling i olje- og gasspriser.

Flere av disse punktene er ikke i motstrid med hva en vil mene med en effektiv ressursutnyttelse i modne områder, spesielt gjelder dette det større fokus på lønnsomhet, kostnadsreduksjoner og høyere produksjon i alle fall på kort sikt

PE/F selskapene ser ut til å være inne på norsk sokkel i en kortere tid; noe som kan komme i konflikt med myndighetenes ønske om langsiktighet i ressursutnyttelsen:

Det er ikke opplagt at PE/F selskaper vil delta i testing av nye metoder (som *Enhanced Oil Recovery*) for å gi økt fremtidig utvinning.

Det er heller ikke opplagt at PE/F selskaper vil delta i langvarige prosjekter knyttet leting og boring for å finne nye felt.

Hva myndighetene kan gjøre for at PE/F selskaper skal få et mer langsiktig perspektiv i utnyttingen av olje- og gassressursene på norsk sokkel, er ikke godt å si. Prøver de med forskrifter og påbud for å få selskapene til å bli mer langsiktige, mot deres egne preferanser, kan PE/F selskapene respondere ved å trekke seg ut av norsk sokkel, eller ikke å komme inn i selskaper på sokkelen.

Et annet alternativ er å gi selskaper på sokkelen nye stimulanser gjennom endrete skatteregler som gjør det enda mer lønnsomt å delta i olje- og gassproduksjon på norsk sokkel. En slik skatteendring må avveie ønsket om skatt til det norske samfunnet mot ønske om mer langvarig deltakelse av PE/F selskaper og mer utvinning av olje- og gassressurser på norsk sokkel.

5 Hvordan påvirker denne utviklingen reguleringen av (miljø)usikkerhet på norsk sokkel

Helse, miljø og sikkerhet (HMS) på norsk sokkel er nylig blitt behandlet i en stortingsmelding.⁶ I denne meldingen til Stortinget drøftes også det faktum at det i senere år er blitt et større mangfold av aktører på norsk sokkel. Restruktureringen i næringen har ført til at det er blitt langt flere små og mellomstore selskaper på norsk sokkel og klart færre store internasjonale selskaper. I meldingen vises det til at denne restruktureringen i næringen har ført til mer robuste selskaper og mer samarbeid. Men likevel er Equinor den klart dominerende aktøren på sokkelen. I meldingen sies det at denne restruktureringen i næringen har ført til et uendret og kanskje også større fokus på HMS.

I meldingen slås det fast at det er virksomhetene som er ansvarlig for HMS nivået i petroleumsvirksomheten. Myndighetenes oppfølging kommer i tillegg til, og ikke som en erstatning for virksomhetenes egen oppfølging. HMS regelverket setter strenge krav, men det er altså opp til virksomhetene å velge hvordan kravene skal oppnås. I meldingen sies det at utviklingen i senere år kan innebære at Petroleumstilsynet er tydeligere i sin reaksjonsbruk.

Olje- og gassutvinning på norsk sokkel kan potensielt resultere i store miljødeleggelse og ulykker med tap av menneskeliv. HMS-arbeidet er en viktig mekanisme for å forebygge slike uhell med store kostnader for samfunnet. HMS-arbeidet er mangfoldig og krever systemer med rapportering, ansvar og oppfølging – både nede i organisasjonen, i selskapsledelse og i styrene. Selv om sider ved HMS-arbeidet kan dokumenteres og kontrolleres av eksterne, vil kvaliteten og den faktiske vektleggingen av dette være uobserverbar. Det gir et klassisk insentivproblem som kan illustreres med følgende modell.

La c være enhetskostnaden. I modellen ovenfor var enhetskostnaden eksogen. Nå lar vi den avhenge av hvor mye bedriften anstrenger seg for å kutte kostnadene (effektivisere). Effektiviseringsinnsatsen lar vi være gitt ved e_1 , og den reduserer enhetskostnaden på følgende vis:

$$(11) \quad c = c(R, q) - e_1$$

I tillegg til effektiviseringsinnsats kan selskapsledelsen bruke tid og ressurser på å forbygge (katastrofale) ulykker på sokkelen. En slik hendelse unngås med sannsynlighet p . En eventuell ulykke påfører samfunnet en kostnad E .

Selskapets forebyggende innsats, e_2 , påvirker sannsynligheten for ulykke, $1-p(e_2)$:

$$(12) \quad 1 - p(e_2), \text{ hvor } p'(e_2) \geq 0$$

⁶ Meld.St.12 (2017-2018): Helse, Miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten.

Sannsynligheten $p(e_2)$ er sannsynligheten for at det ikke forekommer en ulykke. $1-p(e_2)$ er sannsynligheten for at forekommer en ulykke.

Her har vi altså et såkalt «multi-tasking»-problem, som den ferske nobelprisvinneren i økonomi, Paul Milgrom (se f.eks. Holmstrøm and Milgrom, 1991), har stått sentralt i å utvikle forståelsen av. Det er to aktiviteter som krever «tid og ressurser», effektiviseringstiltak (e_1) og ulykkesforebyggende sikkerhetsarbeid (e_2). Begge aktivitetene er kostbare for selskapsledelsen, men på en måte som ikke nødvendigvis er mulig å lese ut av selskapets regnskaper. La denne kostnaden være gitt ved $K(e_1 + e_2)$.

Samfunnets kostnader ved ulykke, som er gitt ved E , belaster ikke selskapet i direkte forstand, men den indirekte kostnaden i form av rennommétap eller ledelsens/ansattes opplevelse av å svikte sitt samfunnsansvar, kan påføre selskapet et tap. Vi lar den være gitt ved aE , der $a < 1$. Deler av samfunnets kostnad vil på denne måten internaliseres av selskapet selv. Jo høyere a er, desto sterkere er denne internaliseringen.

Som et sammenligningsgrunnlag, kan vi nå beskrive hva som er samfunnsøkonomisk optimal prioritering:

Kostnaden ved å effektivisere skal på marginen være lik 1:

$$(13) \quad K'(e_1 + e_2) = 1.$$

Kostnadene ved økt forebyggende aktiviteter skal være lik redusert forventet miljøkostnad:

$$(14) \quad p'(e_2)E = K'(e_1 + e_2)$$

Likningene (13) og (14) bestemmer den samfunnsøkonomiske verdien på effektiviseringsinnsatsen e_1 og den forebyggende innsatsen e_2 .

Hva vil selskapet selv velge? Det avhenger av to sentrale forhold:

1. Hvor sterke økonomiske insentiver har ledelsen (fått av eierne) knyttet til avkastningen på olje- og gassinvesteringen?
2. Hvor mye vektlegges samfunnsansvaret?

Vi forenkler ved å anta at hele selskapsledelsen har en avlønning som avhenger lineært av overskuddet de genererer for sine eiere:

$$(15) \quad V = v + b(\text{inntekter} - C(R, q) - e_1)$$

hvor $C(R, q)$ er lik totale kostnader.

Selskapsledelsen prioriteringer (mellom forebygging og effektiviseringer) bestemmes da av følgende målfunksjon

$$(16) \quad W = V - (1 - p(e_2))aE - K(e_1 + e_2)$$

hvor V er gitt i (15).

Da får vi følgende førsteordensbetingelser for maksimering av dennes målfunksjonen

$$(17) \quad p'(e_2)aE = K'(e_1 + e_2)$$

$$(18) \quad b = K'(e_1 + e_2)$$

Likningene (17) og (18) bestemmer de selskapsoptimale verdiene på effektiviseringsinnsatsen e_1 og den forebyggende innsatsen e_2 .

Vi ser fra (13), (14), (17) og (18) at de samfunnsøkonomiske og selskapsøkonomiske optimale verdiene er ikke sammenfallende, så både a og b er ulik 1.

$$(19) \quad \begin{aligned} p'(e_2)aE &= b \\ \text{dvs} \\ p'(e_2) &= \frac{b}{aE} \end{aligned}$$

En rimelig antakelse er at $p(e_2)$ er konkav, dvs. $p''(e_2) < 0$. Det gir oss følgende resultat:

Selskapets HMS innsats og vilje til områdeløsninger er større desto større samfunnsansvar selskapsledelsen tar (a) og desto svakere økonomiske insentiver ledelsen får av sine eiere (b). Vi ser også at selskapets HMS innsats er større desto større en forventer at den samfunnsøkonomiske kostnaden (E) er.

Vi skal være varsomme med å koble eiertyper til disse to faktorene, men PE-selskapenes høye avkastningskrav og kortere investeringshorisont kan tilsa at ledelsen i disse selskapene står overfor sterkere insentiver eller krav til økonomiske resultater. Det øker alternativkostnaden ved å prioritere HMS arbeid.

Vi har ikke grunnlag for hevde at ledelsen i selskaper med PE på eiersiden legger mindre vekt på sitt samfunnsansvar. PE-fond går inn i en rekke prosjekter og selskaper over tid, noe som tilsier at også langsiktig rennommé og samfunnsansvar tillegges vekt.

Men et viktig resultat er at selskaper med lik vektlegging av samfunnsansvar kan prioritere HMS ulikt, dersom vektleggingen av kortsiktig inntjening er forskjellig.

Tabell 2 foran viser at i flere tilfeller er PE/F finansierte petroleumsselskap inne på sokkelen i en kort periode. Tabell 1 viser at det stort sett er få selskap som har en betydelig eierandel på norsk sokkel. Det at PE/F selskapene er inne en kort periode på norsk sokkel kan kanskje bidra til mindre fokus på et langsiktig HMS arbeid, på den annen side har disse selskapene, med få unntak, en beskjeden eierandel. Det er derfor lite trolig at HMS arbeidet ikke blir skjøttet på en optimal måte og det er også lite trolig at myndighetene ikke har gode nok muligheter til å gripe inn hvis det skulle være avvik fra HMS regelverket.

Referanser

Barrot, J.N. (2012): Investor horizon and innovation: Evidence from private equity fund, *SSRN Electronic Journal*

Berle, A.A and Gardiner, C.M. (1932): *The Modern Corporation and Private Property*, Transaction Publisher

Fiorucco, M. (2017): The role of private equity in oil and gas funding, EMEA Transaction Service Leader, *Rienergia*

Holmstrøm, B. and Milgrom P. (1991): Multitask Principal-Agent Analyses: Incentive Contracts, Asset Ownership, and Job Design, *Journal of Law, Economics, & Organization*, Vol. 7, Special Issue: [Papers from the Conference on the New Science of Organization, January 1991] pp. 24-52.

Kumar, K. (2015): *Growing opportunities for private equity in oil and gas*, www.hedgethink.com

Menon Economics (2019): *Private equity funds in Norway, (Seed-Venture-Buyout)*

Meld. St.12 (2017-2018): *Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten*

Moon, J.J. (2006): Public versus Private Equity, *Journal of Applied Corporate Finance*, 18(3), 76-82

Pindyck, R.S. (1980): Uncertainty and Exhaustible Resource Markets, *Journal of Political Economy*, 88(6), 1203-1225

Østerengen P. and Øverby A. (2017): *How do oil price shocks affect private equity investments? Investigating private equity in the Nordic Oil and Gas*. Master Thesis BI Norwegian Business School.

Holmstrøm, B. and Milgrom P. (1991): Multitask Principal-Agent Analyses: Incentive Contracts, Asset Ownership, and Job Design, *Journal of Law, Economics, & Organization*, Vol. 7, Special Issue: [Papers from the Conference on the New Science of Organization, January 1991] pp. 24-52.



Vista Analyse AS
Meltzersgate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no