
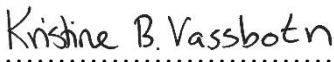




DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industriell økonomi/ <ul style="list-style-type: none">- Prosjektledelse og risikoanalyse- Prosjektledelse	Vårsemesteret, 2018 Åpen
Forfattere: Marthe Mæland Kristine Bakke Vassbotn	 (signatur forfatter)  (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Petter Osmundsen, Universitetet i Stavanger Veiledere: Petter Osmundsen, Universitetet i Stavanger Svein Arne Svilosen, Oljedirektoratet	
Tittel på masteroppgaven: Utbygging av marginalt lønnsomme ressurser nær eksisterende infrastruktur Engelsk tittel: Development of marginally profitable resources near existing infrastructure	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Petroleumsvirksomhet, prospekter, samordning, utbyggingsløsning, ressursutnyttelse, lønnsomhet, enhetskostnader	Sidetall: 99 + vedlegg: 39 Stavanger, 22.06.2018

Blank side

Sammendrag

I de mest modne områdene på norsk sokkel er det et økende fokus på utvinning av mindre olje- og gassfunn i nærheten av eksisterende infrastruktur. Myndighetene ønsker at mest mulig av petroleumsressursene skal produseres, og utbygging av mindre funn er derfor et svært aktuelt tema. Slike prosjekter kan være marginalt lønnsomme eller ulønnsomme, og kan derfor bli nedprioritert av selskapene. Samtidig viser leting på norsk sokkel en trend med stadig lavere funnvolumer, og at flere felt vil støte på utfordringer med lav kapasitetsutnyttelse og høye enhetskostnader i nær fremtid. Et sentralt tema ved utbygging av marginalt lønnsomme funn er kostnader. For å produseres kan funn som er for små til å bære kostnadene ved en egen plattform benytte seg av eksisterende plattformer med ledig kapasitet. Dersom flere funn produseres samtidig på en plattform, vil enhetskostnadene bli lavere, samtidig som kapasiteten på plattformen blir bedre utnyttet. En samordnet utbygging kan potensielt redusere utbyggingskostnadene og dermed øke lønnsomheten til prosjektene.

Opgaven undersøker mulighetene for samordning i et modent område på norsk sokkel, og er en videreutvikling av en områdestudie utført av Oljedirektoratet. Aktuelle forekomster i et definert område kartlegges og mulige tilknytninger til en produserende plattform undersøkes. Det defineres fire ulike utfall for funn i området som undersøkes og sammenlignes. Lønnsomheten til utfallene er beregnet og vurdert med netto nåverdi (NNV). Marginalt lønnsomme felt vil også være sensitive for endringer. Det er derfor utført sensitivitetsanalyser for å kartlegge hva som spiller mest inn på lønnsomheten til utbyggingsprosjektene.

En samordning kan føre til økt lønnsomhet gjennom lavere utbyggingskostnader og høyere ressursutnyttelse siden flere funn kan bli produsert. Likevel kan det også føre med seg flere utfordringer. Det kan medføre utfordringer knyttet til eierinteresser, som f. eks ønsket produksjonsstart, prioriteringer og allokering av ressurser, og tekniske aspekter som tilgjengelig kapasitet og fluidegenskaper. Analysene av utfallene viser at flere forekomster som ikke kan produseres lønnsomt alene, kan produseres lønnsomt med en samordning. Hvilke områder som bør prioriteres og hvilke forekomster som utfallene er avhengige av for å sikre lønnsomhet til prosjektet er også presentert.

Abstract

There is an increasing interest in development of smaller oil and gas fields near existing infrastructure, in the mature areas on the Norwegian Continental Shelf. For the authorities, it is desirable to produce the available resources. Small field development is therefore an increasingly relevant topic. However, such projects can be marginally profitable or unprofitable, and can thus be a lower priority for companies. As the exploration on the Norwegian Continental Shelf shows a trend of smaller discoveries, more platforms will struggle with low utilization of production capacity and high unit costs. A key topic in development of marginally profitable discoveries are costs. Discoveries too small for platforms can benefit from using existing platforms with available capacity. If more discoveries produce simultaneously on a platform, the unit costs will be reduced, and the production capacity will be utilized better. A development cooperation can potentially reduce the development costs and thus increase the project profitability.

This thesis examines the opportunities for cooperation in a mature area, and is a further development of an area study performed by the Norwegian Petroleum Directorate. Relevant prospects in a defined area are mapped out, and possibilities for subsea tie-backs to a producing platform are evaluated. Four outcomes are defined for discoveries in the area, and are evaluated and compared. The profitability is calculated and evaluated with net present value (NPV). Smaller fields will be more sensitive to changes, and sensitivity analyses are conducted to map critical factors for profitability.

A development cooperation can lead to increased profitability through lower costs and higher resource exploitation. However, a cooperation will also bring challenges. These are both connected to the interest of the different parties, such as production start, priorities and allocation of resources, and technical aspects such as capacity and fluid properties. The analyzes show that several of the discoveries that cannot be produced alone, can be produced profitable with a cooperation. Which areas that should be prioritized and which discoveries that are the most important for the profitability in each outcome are also evaluated.

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avslutning på utdanningen vår med master i industriell økonomi og bachelor i petroleumsteknologi. En oppgave som krysser over i begge disse disiplinene var derfor svært interessant og spennende å få ta del i.

Først og fremst vil vi takke hverandre for et godt samarbeid. Videre vil vi gjerne takke veilederen vår, Petter Osmundsen, for gode innspill og tanker underveis i oppgaveskrivingen. Vi vil også takke Oljedirektoratet (OD) for å introdusere oss for temaet og for å gi oss muligheten til å skrive masteroppgaven for dem. En spesiell stor takk går til Svein Arne Svilosen og Trond Arne Halvorsen, for kjempegod støtte og spennende innspill. Vi vil også trekke frem Åse Boberg Haugland, Kari-Anne Skaset, Gunnar Søliland og Omar Ali som gode støttespillere. Vi har hatt det kjempehyggelig på OD dette semesteret. En stor takk går til alle de ansatte på OD som har vært behjelpelige i å gi oss veiledning og relevant data.

Vi vil også takke kantinen på OD for en helt super lunsjmeny. Lite visste vi hvor mange gode supper det går an å lage. Sist men ikke minst vil vi takke den hemmelige kaffemaskinen med kakaobønner i 2. etasje. Du vil bli savnet.

Til informasjon:

1) Ansvarsfordeling for oppgaven er beskrevet i appendiks, tabell A.1

2) Oppgaven baseres på sensitiv selskaps- og industridata. Navn, plassering, tidsperiode og annen sensitiv informasjon er derfor anonymisert. Plattformen og tilgjengelige havbunnsrammer refereres til som hhv P1 og H2-H6. Felt og funn som er vurdert inn til P1 refereres til som produserende felt, der hovedfeltet kalles F1. Forventede innretninger anses som tilstedeværende innretninger. Produksjonskapasiteten er sensurert fra figurer og tekst.

3) Flere av beslutningene utenfor vårt kunnskapsområde som er tatt underveis, er tatt i diskusjon med geologer, økonomer og teknologer hos OD. Dette er referert til som personlig kommunikasjon og oppført i tekst som (OD, 2018). Interne data som benyttes i oppgaven er basert på data og erfaringstall hentet fra Oljedirektoratets interne database, og refereres til som (OD, 2018a).

Blank side

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	iii
Abstract	iv
Forord	v
Innholdsfortegnelse	vii
Figurer	x
Tabeller	xii
Forkortelser	xv
1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn og initiativ	1
1.2 Introduksjon	1
1.2.1 P1-området	2
1.3 Problemstilling	3
1.3.1 Omfang og begrensninger	4
2. Teoretisk rammeverk	6
2.1 Petroleum og petroleumsvirksomhet	6
2.1.1 Petroleumssystemet	7
2.1.2 P90, P50 og P10: Volumestimat	8
2.1.3 Ressursklassifisering og prosjektmilepæler	8
2.1.4 Arbeidsprogram	11
2.1.4.1 Ledetid	12
2.2 Tilknytning av marginale funn	12
2.2.1 Eksempler på norsk sokkel	13
2.2.2 Havbunnstilknytning	14
2.2.2.1 Havbunnsrammer	15
2.2.2.2 Produksjonsrør	15
2.2.2.3 Kontrollkabel	15
2.2.2.4 Stigerør	15
2.3 Økonomiske betraktninger	16
2.3.1 Varierende olje- og gasspriser	16
2.3.2 Petroleumsskattesystemet	17
2.3.3 Samfunns- og bedriftsøkonomi	18
2.3.3.1 Avkastningskrav	18
2.3.3.2 Materialitetskrav	19
2.3.3.3 Kapitalrasjonering	19
2.3.3.4 Ulike eierinteresser	19
2.4 Vurdering av lønnsomhet	20
2.4.1 Nåverdimetoden	20
2.4.2 Internrentemetoden	21
2.4.3 Balansepris	21
3. Metode	22
3.1 Fremgangsmåte	22
3.1.1 Innsamling og utvelgelse av data	22
3.1.2 Utbyggingsløsninger	23
3.1.3 Produksjonsprofiler	24
3.1.4 Kontantstrømmer	25

3.1.5	Tilknytningsrekkefølge	27
3.1.6	Beregninger og analyser	27
3.2	Økonomiske forutsetninger	28
3.2.1	Olje- og gasspris	28
3.2.2	Kroneverdi og kostnadsjustering	29
3.2.3	Kalkulasjonsrente	29
3.2.4	MERA (Excel-modell)	29
3.2.5	Kostnader utover hovedfeltets levetid	31
3.2.5.1	Driftskostnader	31
3.2.5.2	Plattformmodifikasjoner	31
3.2.6	Letekostnader	31
3.2.7	Petroleumsskatt	32
3.3	Tekniske forutsetninger	33
3.3.1	Tredjepartstilknytninger	33
3.3.2	Produksjonsrør	33
3.3.3	Flerfasestrømning	33
3.3.4	PVT	33
3.3.5	Kapasitet i rørledninger	33
3.3.6	Kontrollkabel	33
3.3.7	Balkong	34
3.4	Usikkerhet	34
4.	Mulige tredjepartstilknytninger til P1	35
4.1	Områdestudie OD	35
4.1.1	Resultater og forbedringspotensialer	36
4.1.2	Videreutvikling av analysen	36
4.2	Videreføring av områdestudien	37
4.2.1	Utvelgelse av funn og prospekter	37
4.2.1.1	Prospekter	38
4.2.2	Ressursanslag	39
4.2.3	Sammenstilling av forekomster	40
4.2.4	Mulig produksjonsstart	40
4.2.5	Infrastruktur og produksjonskapasitet	42
4.2.5.1	Tilgjengelig infrastruktur i P1-området	42
4.2.5.2	Kapasitet	42
4.3	Ressurspotensial – Total utbyggingsløsning	44
5.	Utbyggingsløsninger og analyser	46
5.1	Muligheter for samordning	46
5.1.1	Utfall 1	47
5.1.2	Utfall 2	50
5.1.3	Utfall 3	54
5.1.4	Utfall 4	57
5.2	Sensitivitetsanalyser	61
5.2.1	NNV (7%)	62
5.2.2	Internrente	65
5.3	Enhetskostnader	67
5.3.1	Kostnadsfordeling ved samordning	70
5.4	Samordning vs. enslig tilknytning	72

5.5	Produksjonsperiode og ressursutnyttelse	75
5.6	Beregninger etter skatt	77
5.6.1	NNV (7%)	77
5.6.2	Internrente	78
5.6.3	Samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk optimum.....	79
6.	Resultater og diskusjon	80
6.1	Hovedresultater.....	80
6.1.1	Enhetskostnader	80
6.1.2	Bedriftsøkonomisk vs. samfunnsøkonomisk beste utbyggingsløsning.....	82
6.1.3	Forlenget levetid og økt ressursutnyttelse	83
6.2	Diskusjon rundt sentrale observasjoner	84
6.2.1	Betydningen av arbeidsprogram.....	84
6.2.2	Billigere utbyggingsløsninger og bedre utnyttelse av infrastruktur	85
6.2.3	Produksjonskapasitet.....	86
6.2.3.1	Utnyttelse av lite ledig kapasitet	86
6.2.3.2	Utsatt produksjonsstart.....	87
6.3	Vurdering av forekomstene i utfallene	88
6.3.1	Utfall 1B	89
6.3.2	Utfall 2C	90
6.3.3	Utfall 3B	90
6.3.4	Utfall 4C	91
6.3.5	Vurdering av forekomstene	92
7.	Oppsummering og konklusjon.....	93
7.1	Anbefalinger til videre arbeid.....	96
8.	Kilder	97
8.1	Interne kilder fra OD	99
A.	Appendiks	I
A.1	Arbeidsfordeling	I
A.2	Produksjonsprofiler	II
A.3	Input til kontantstrømmer	XIII
A.4	Kontantstrømmer	XVII

Figurer

Figur 1.1 - Gjennomsnittlig funnstørrelse i Nordsjøen (OD, 2018a)	1
Figur 2.1 - Sammenheng mellom prosjektmodning og ressursklasser (OD, 2016)	11
Figur 2.2 - Historisk oljepris (EIA, 2018)	16
Figur 3.1 - Prognose av oljepris (OD, 2018a)	28
Figur 3.2 - Prognose av gasspris (OD, 2018a)	29
Figur 4.1 - Ressursanslag forekomster	39
Figur 4.2 - Oljeproduksjon av produserende og planlagte felt	43
Figur 4.3 - Gassproduksjon fra produserende og planlagte felt	43
Figur 4.4 - Total utbyggingsløsning, ressurspotensial	44
Figur 5.1 - Utbyggingsløsning, utfall 1A	47
Figur 5.2 - Utbyggingsløsning, utfall 1B	48
Figur 5.3 - Oljeproduksjon, utfall 1A/1B	49
Figur 5.4 - Gassproduksjon, utfall 1A/1B	50
Figur 5.5 - Utbyggingsløsning, utfall 2A	50
Figur 5.6 - Utbyggingsløsning, utfall 2B	51
Figur 5.7 - Utbyggingsløsning, utfall 2C	51
Figur 5.8 - Oljeproduksjon, utfall 2B/2C	53
Figur 5.9 - Gassproduksjon, utfall 2B/2C	53
Figur 5.10 - Utbyggingsløsning, utfall 3A	54
Figur 5.11 - Utbyggingsløsning, utfall 3B	54
Figur 5.12 - Oljeproduksjon, utfall 3B	56
Figur 5.13 - Gassproduksjon, utfall 3B	56
Figur 5.14 - Utbyggingsløsning, utfall 4A	57
Figur 5.15 - Utbyggingsløsning, utfall 4B	57
Figur 5.16 - Utbyggingsløsning, utfall 4C	58
Figur 5.17 - Oljeproduksjon, utfall 4	59
Figur 5.18 - Gassproduksjon, utfall 4	60
Figur 5.19 - Sensitivitet NNV, utfall 1B	62
Figur 5.20 - Sensitivitet NNV, utfall 2C	63
Figur 5.21 - Sensitivitet NNV, utfall 3B	63
Figur 5.22 – Sensitivitet NNV, utfall 4C	64
Figur 5.23 - Sensitivitet IR, utfall 1B	65
Figur 5.24 - Sensitivitet IR, utfall 2C	66
Figur 5.25 - Sensitivitet IR, utfall 3B	66
Figur 5.26 - Sensitivitet IR, utfall 4C	67
Figur 5.27 - Utfall 1B: Enhetskostnader	68
Figur 5.28 - Utfall 2C: Enhetskostnader	69
Figur 5.29 - Utfall 3B: Enhetskostnader	69
Figur 5.30 - Utfall 4C: Enhetskostnader	70
Figur 5.31 - Fordeling av drift- og modifikasjonskostnader ved samordning	71
Figur 5.32 - Utfall 1B: Samordning vs. enslig tilknytning	72
Figur 5.33 - Utfall 2C: Samordning vs. enslig tilknytning	73
Figur 5.34 - Utfall 3B: Samordning vs. enslig tilknytning	74
Figur 5.35 - Utfall 4C: Samordning vs. enslig tilknytning	74

Figur 5.36 – Produksjonsperiode	75
Figur 5.37 – Ressursutnyttelse	76
Figur 5.38 - NNV (7%), før og etter skatt	77
Figur 5.39 - Internrente før skatt	78
Figur 5.40 - Internrente etter skatt.....	78
Figur 6.1 - Sammenligning av enhetskostnader	80
Figur 6.2 – Produksjonsprofiler per utfall	81
Figur 6.3 – Olje- og gassproduksjon per utfall.....	89
Figur 6.4 – De mest lønnsomme forekomstene i P1	92
Figur A.1 - Oljeproduksjon, 2A	II
Figur A.2 – Gassproduksjon, 2A.....	II
Figur A.3 - Oljeproduksjon, 3A	III
Figur A.4 - Gassproduksjon, 3A	III

Tabeller

Tabell 2.1 - Definisjon av petroleumforekomster.....	6
Tabell 2.2 - Oversikt over klasser, ressursklasser, prosjektkategorier og usikkerhetskategorier (OD, 2016)	9
Tabell 2.3 - Definisjon av prosjektkategori og usikkerhetskategori (OD, 2016).....	9
Tabell 2.4 - Prosjektmilepæler (OD, 2016).....	10
Tabell 2.5 – Eksempel på arbeidsprogram for en utvinningstillatelse (OD, 2018d).....	12
Tabell 2.6 - Eksempler på norsk sokkel	13
Tabell 3.1 - Input-verdier MERA.....	25
Tabell 3.2 - Oversikt over inntekter inkludert i kontantstrømmene.....	25
Tabell 3.3 – Oversikt over utgifter inkludert i kontantstrømmene.....	26
Tabell 4.1 - Tilbud om utvinningstillatelser i TFO-2017.....	35
Tabell 4.2 - Utvalgsriterier og aktuelle funn og prospekter	37
Tabell 4.3 - Aktuelle prospekter (P50).....	38
Tabell 4.4 - Beregning av P90 og P10 volumer	40
Tabell 4.5 - Forekomster som kan/bør bli utbygget sammen.....	40
Tabell 4.6 - Arbeidsprogram lisenser	41
Tabell 4.7 - Oversikt over tilgjengelige innretninger i P1-området	42
Tabell 4.8 - Ressurspotensial, gruppeinndeling og tilknytningsmulighet	45
Tabell 5.1 - Forventet volum, P1-området	46
Tabell 5.2 - Funnutfall som er tilnærmet lik det forventede volumet	46
Tabell 5.3 - Resultat, utfall 1	48
Tabell 5.4 - Produksjonsstart og slutt, utfall 1	49
Tabell 5.5 - Resultat, utfall 2.....	52
Tabell 5.6 - Produksjonsstart og -slutt, utfall 2	52
Tabell 5.7 - Resultat, utfall 3.....	55
Tabell 5.8 - Produksjonsstart og slutt, utfall 3	55
Tabell 5.9 - Resultat, utfall 4.....	58
Tabell 5.10 - Produksjonsstart og slutt, utfall 4	59
Tabell 5.11 - Faktorer til sensitivitetsanalyse.....	61
Tabell 5.12 - Prosentvis endring ved sensitivitetsanalysene	64
Tabell 5.13 - Samfunnsøkonomisk optimum	79
Tabell 6.1 - Prosjektprioritering samfunn vs. selskap.....	82
Tabell 6.2 - Økt produksjonstid for forekomstene ved samordning, per utfall	83
Tabell 6.3 - Økt ressursutnyttelse ved samordning per utfall	83
Tabell 6.4 - Prioritert leterekkefølge basert på NNV og funnsannsynlighet.....	92
Tabell A.1 - Arbeidsfordeling	I
Tabell A.2 - Oljeproduksjon, utfall 1A/1B	IV
Tabell A.3 - Gassproduksjon, utfall 1A/1B.....	IV
Tabell A.4 - Oljeproduksjon, utfall 2A	V
Tabell A.5 - Gassproduksjon, utfall 2A	VI
Tabell A.6 - Oljeproduksjon, utfall 2B/2C.....	VII
Tabell A.7 - Gassproduksjon, utfall 2B/2C.....	VIII
Tabell A.8 – Olje- og gassproduksjon, utfall 3A	IX
Tabell A.9 – Olje- og gassproduksjon, utfall 3B.....	X
Tabell A.10 - Oljeproduksjon, 4A/4B/4C	XI

Tabell A.11 - Gassproduksjon, utfall 4A/4B/4C.....	XII
Tabell A.12 - KPI (SSB,13.02.2018)	XIII
Tabell A.13 - Kostnadsjustering og kroneverdi	XIII
Tabell A.14 - Drifts- og modifikasjonskostnader, P1 (OD, 2018).....	XIV
Tabell A.15 - Prisprognose olje.....	XV
Tabell A.16 - Prisprognose gass.....	XVI
Tabell A.17 - NNV utfall 1	XVII
Tabell A.18 - NNV utfall 2	XVIII
Tabell A.19 - NNV utfall 3	XIX
Tabell A.20 - NNV utfall 4	XX
Tabell A.21 - Sensitiviteter, utfall 1B	XXI
Tabell A.22 - Sensitiviteter, utfall 2C	XXII
Tabell A.23 - Sensitiviteter, utfall 3B	XXIII
Tabell A.24 - Sensitiviteter, utfall 4C	XXIV
Tabell A.25 - Enhetskostnader, utfall 1B	XXV
Tabell A.26 - Enhetskostnader, utfall 2C	XXV
Tabell A.27 - Enhetskostnader, utfall 3B	XXVI
Tabell A.28 - Enhetskostnader, utfall 4C	XXVI
Tabell A.29 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 1B	XXVII
Tabell A.30 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 2C	XXVII
Tabell A.31 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 3B	XXVIII
Tabell A.32 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 4C	XXIX
Tabell A.33 - Utfall 1B: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning	XXX
Tabell A.34 - Utfall 2C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning	XXXI
Tabell A.35 - Utfall 3B: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning	XXXII
Tabell A.36 - Utfall 4C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning (samordning).....	XXXIII
Tabell A.37 - Utfall 4C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning (enslig tilknytning). XXXIV	
Tabell A.38 - Utfall 1B: Skatteberegning (basis oljepris).....	XXXV
Tabell A.39 - Utfall 2C: Skatteberegning (basis oljepris).....	XXXVI
Tabell A.40 - Utfall 3B: Skatteberegning (basis oljepris).....	XXXVII
Tabell A.41 - Utfall 4C: Skatteberegning (basis oljepris).....	XXXVIII
Tabell A.42 - Skatteberegning, høy og lav oljepris.....	XXXIX

Blank side

Forkortelser

BOG:	Beslutning om gjennomføring
BOI:	Beslutning om prosjektinitiering
BOK:	Beslutning om konkretisering
BOV:	Beslutning om videreføring
CAPEX:	Kapitalutgifter (Capital expenditure)
GSm³:	Milliard standard kubikkmeter
F1:	Felt 1 (Hovedfelt)
H2-H6:	Havbunnsramme 2-6
IRR:	Internrente
KPI:	Konsumprisindeks
MEG:	Metanol og glykol injeksjon
MSm³:	Million standard kubikkmeter
MØM:	Minste økonomiske mengde
NNV:	Netto nåverdi
OD:	Oljedirektoratet
OED:	Olje- og energidepartementet
o. e.:	Oljeekvivalenter
OPEX:	Driftsutgifter (Operational expenditure)
P1:	Plattform 1 (Morplattform)
PAD:	Plan for anlegg og drift
PUD:	Plan for utbygging og drift
PVT:	Trykk, volum, temperatur (Pressure, volume, temperature)
RK:	Ressursklasse
SSB:	Statistisk Sentralbyrå
TFO:	Tildeling i forhåndsdefinerte områder

Blank side

1. Innledning

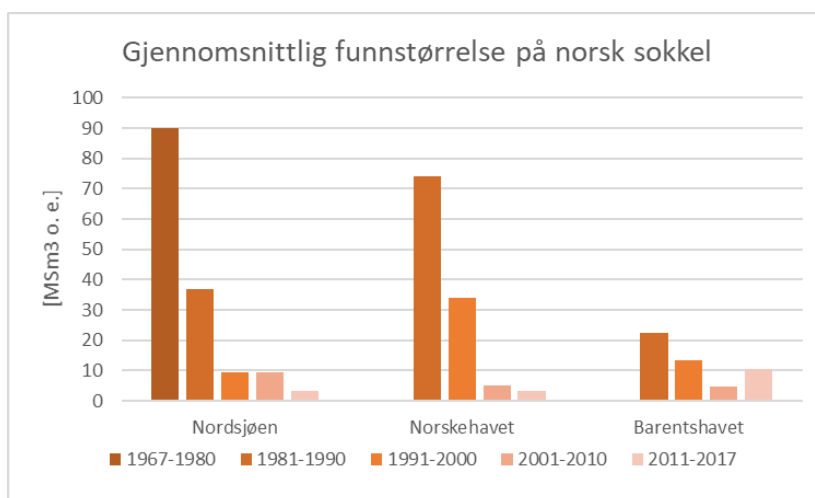
1.1 Bakgrunn og initiativ

Områdestudien utført av OD undersøkte det modne området ved F1. Som mange andre felt på norsk sokkel, har F1 utfordringer knyttet til fallende produksjon og høye enhetskostnader. For å sikre at produksjonen er lønnsom i årene fremover er morplattformen (P1) avhengig av tilleggsressurser som vil bidra med å redusere enhetskostnadene. Studien ønsket derfor å etablere en større forståelse for ressurspotensialet i området i tillegg til å belyse fordelene med tilknytning av marginale forekomster til en vertsplattform. Studien konkluderte med at det finnes flere nærliggende marginale forekomster som kan produseres lønnsomt, men disse ressursene er relativt små og vil ha en liten effekt på enhetskostnadene alene. Tilknytning av flere forekomster ved en samordnet utbygging kan bidra til å redusere de høye enhetskostnadene og dermed forlenge den økonomiske levetiden til P1 dersom de blir påvist tidlig. Basert på ODs ønske om en videreføring av områdestudien fokuserer oppgaven på følgende forbedringspunkter:

1. Effektene av en samordnet utbygging av flere marginale forekomster
2. Sensitivitetsanalyser for volumer, oljepris, CAPEX, OPEX og kalkulasjonsrente
3. Innvirkning på enhetskostnader ved samordning

1.2 Introduksjon

Leting på norsk sokkel viser en trend med stadig mindre funn og at sjansen for å gjøre store funn minker. Dette er en naturlig utvikling i en petroleumsprovins. Utviklingen er vist i figur 1.1 (OD, 2018a).



Figur 1.1 - Gjennomsnittlig funnstørrelse i Nordsjøen (OD, 2018a)

Store deler av norsk sokkel vurderes modne områder der geologien er relativt godt kjent, med mange produserende olje- og gassfelt og omfattende infrastruktur. Dette gjelder så å si hele Nordsjøen i tillegg til Haltenbanken og området mot Nordlandsryggen, rundt feltene Ormen Lange og Aasta Hansteen i Norskehavet og Snøhvit og Goliat i Barentshavet (Norskpetroleum, 2017a).

For å opprettholde verdiskapningen til Norge, er næringen dermed nødt til å produsere flere av forekomstene med mindre ressurser. Utfordringen med mindre forekomster er at de ofte er marginalt lønnsomme eller ulønnsomme. De vil derfor ofte være avhengige av å bruke eksisterende infrastruktur for å bygges ut og produseres lønnsomt. Slik kan felt som allerede er i produksjon også få forlenget økonomisk levetid, og en høyere ressursutnyttelse. Dette er en effekt av at flere forekomster kan dele driftskostnader, som videre kan medføre lavere enhetskostnader. En god utnyttelse av eksisterende infrastruktur kan derfor føre til at en større andel av ressursene på norsk sokkel blir produsert, og dermed gi store verdier til samfunnet i årene fremover (Norskpetroleum, 2017a).

1.2.1 P1-området

I denne oppgaven defineres P1-området som en sirkel med radius på 50 km, der P1 står i sentrum. Området har en produserende plattform og flere felt og funn som produserer eller planlegges inn til P1.

P1 har en antatt økonomisk levetid frem til år 5. Da vil produksjonen til hovedfeltet (F1) være så lav at driften ikke lenger er lønnsom. Flere kartlagte prospekter og funn i P1-området kan potensielt tilknyttes og øke den økonomiske levetiden til plattformen. De kartlagte prospektene omtales som forekomster når det er snakk om å bygges ut og produseres, og som prospekter ellers i oppgaven. Kapasitetsutnyttelsen på P1 er dalende, noe som gir muligheter for å tilknytte flere forekomster i årene fremover. Dersom nye forekomster tilknyttes P1 etter F1s økonomiske levetid, må de selv bære en større andel av driftskostnadene. En samordning av flere forekomster kan potensielt ha stor nok lønnsomhet til å bære driftskostnadene sammen og føre til at flere nærliggende ressurser blir produsert.

1.3 Problemstilling

En samordnet utbygging over flere lisenser involverer aktører med ulike eierinteresser. Disse eierinteressene skaper utfordringer knyttet til et samarbeid. Likevel fører et samarbeid også til nye muligheter i området. Oppgaven fokuserer derfor på følgende problemstilling:

«På hvilke måter kan en samordning av marginale prospekter påvirke lønnsomheten i et modent område, og hvilke utfordringer er mest kritiske?»

1.3.1 Omfang og begrensninger

Temaene i oppgaven strekker seg over flere disipliner og er svært komplekse. For å komme frem til ulike utbyggingsløsninger er det nødvendig med flere antakelser og forenklinger.

- Samordning over ulike lisenser

Prospektene i P1-området strekker seg over flere lisenser med ulike eiersammensetninger og rettighetshavere. Motstridende eierinteresser i lisensene kan gjøre det krevende med et samarbeid iht. avtaler og kontrakter mellom partene. En forutsetning for beregningene og beslutningene er at aktørene samarbeider, men avtalene for samordningen vil ikke beskrives da dette går utover oppgavens omfang.

- Avstand mellom funn og plattform

Ved bruk av konvensjonell teknologi er mulig total rørlengde for flerfasestrømning ca. 50 km for olje, gass og vann, og ca. 140 km for gass og vann (OD, 2018). Som en forenkling ligger alle prospektene innenfor en radius på 50 km fra P1. Slik vil alle forekomstene kunne tilknyttes P1, uavhengig av om de består av olje eller gass. Utbyggingsløsningene som foreslås har også en begrenset total rørlengde på ca. 50 km. Mulig rørlengde vil bli utfordret i årene fremover pga. ny teknologi, men det tas ikke hensyn til i denne oppgaven.

- Reservoar- og fluidegenskaper

For å kunne sette opp en serie med havbunnsrammer må reservoar- og fluidegenskapene stemme overens. Dette vet man ikke før det er boret letebrønner og eventuelt påvist ressurser. For å undersøke effekten av samordninger antas det derfor at egenskapene stemmer overens mellom forekomstene og produserende felt.

- Ledetid fra funn til produksjon

Samordning kan føre til at ledetiden enten blir forkortet eller forlenget, og det er derfor vanskelig å bestemme hva ledetiden vil være. For forekomster som ligger i en lisens med arbeidsprogram er ledetid per prospekt bestemt ut fra arbeidsprogrammet i den tilhørende lisensen. For forekomster som ligger i lisenser uten arbeidsprogram, eller utenfor lisensene, antas en ledetid på 7-8 år, som baserer seg på erfaringstall fra OD.

- Økonomisk levetid

Den økonomiske levetiden til F1 er rundt år 5. Når flere forekomster tilknyttes, kan den økonomiske levetiden forlenges. Det tas likevel utgangspunkt i at den økonomiske levetiden er satt til år 5 og at forekomster som bruker plattformen etter dette bærer driftskostnadene til plattformen sammen.

- Teknisk levetid

Den tekniske levetiden til P1 er rundt år 19. Etter at den økonomiske levetiden til F1 passerer, må forekomster som bruker plattformen også bære kostnadene for livsforlengende modifikasjoner. Større og mindre modifikasjoner vil være nødvendig for å opprettholde og eventuelt øke den tekniske levetiden.

- Olje- og gasskapasitet

Olje- og gasskapasiteten på P1 bestemmes til to faste parametere, men er i realiteten to faktorer som er avhengig av flere variabler. Tilgjengelig olje- og gasskapasitet for tredjepartstilknytninger på P1 er avhengig av designmarginen og produksjonen fra hovedfeltet, samt tidspunkt for transport av gass. Dreneringsstrategi for nye forekomster vil også påvirke tilgjengelig kapasitet for ytterlige tredjepartstilknytninger. Hvor stor andel av kapasiteten som må brukes til resirkulering, som eksempelvis kommer i forbindelse med bruk av gassinjeksjon, bestemmes blant annet av reservoaregenskapene til den nye forekomsten og brønnkompletteringsløsningen som brukes (OD,2018). Dette er tekniske detaljer ved utbyggingen som oppgaven ikke vil gå inn på, og diskuteres derfor ikke nærmere. En forenkling blir gjort ved å sette kapasiteten til en fast øvre grense. Grensene som brukes er hentet fra områdestudiet utført av OD og videreføres i denne oppgaven (OD, 2018a).

2. Teoretisk rammeverk

Teorigrunnlaget i oppgaven krysser over i ulike disipliner og kapittel 2 er derfor delt inn i fire hoveddeler. Del en vil gi en introduksjon til petroleumsvirksomhet og forklare petroleumsbegrepene som blir brukt videre i oppgaven. Del to beskriver de tekniske aspektene ved oppgaven. Del tre og fire fokuserer på de økonomiske prinsippene som må bli tatt hensyn til i beregningene.

2.1 Petroleum og petroleumsvirksomhet

Petroleumsvirksomhet omhandler all virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumforekomster. Dette inkluderer undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning, i tillegg til planlegging av slike aktiviteter (Norskpetroleum, 2018b). Basert på verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi, er petroleumsvirksomheten i dag Norges største næring (Norskpetroleum, 2017c). Petroleumforekomster kan defineres som «Ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen, eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass» (OD, 2016) og kan deles inn som vist i tabell 2.1.

Tabell 2.1 - Definisjon av petroleumforekomster

Forekomst	Definisjon
Felt	«Et eller flere funn samlet som omfattes av godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller innvilget fritak fra PUD» (OD, 2016)
Funn	«En petroleumforekomst, eller flere petroleumforekomster samlet, som er oppdaget i samme brønnbane, og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum (omfatter både kommersielt og teknisk funn)» (OD, 2016)
Prospekt	«En mulig petroleumsfelle med kartleggbart, avgrenset bergartsvolum» (OD, 2016)

Kapittel 2.1 beskriver petroleumssystemet, prosjektmilepæler, ressursklassifisering og arbeidsprogram for utvinningslisenser. Dette er sentrale temaer innen petroleumsvirksomhet og vil gi en bedre forståelse for valg videre i oppgaven.

2.1.1 Petroleumssystemet

Olje og gass er organisk materiale hovedsakelig avsatt på havbunnen, brutt ned og omdannet over mange millioner år (Norskpetroleum, 2017b). Norskpetroleum definerer petroleum på følgende måte: “Betegnelsen omfatter alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner” (Norskpetroleum, 2018b).

Feltene på norsk sokkel viser at petroleumssystemene fungerer i mange områder. Flere geologiske faktorer må være på plass samtidig for at hydrokarboner skal kunne dannes og oppbevares. De geologiske faktorene er (OD, 2017b, s. 24):

- Kildebergart: Inneholder organisk materiale omdannet til hydrokarboner ved høye trykk og temperaturer
- Migrasjonsvei: Hydrokarbonene vil bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten, for eksempel gjennom sprekker i forkastninger
- Reservoarbergart: En porøs bergart der hydrokarboner kan oppbevares og akkumuleres
- Forseglingsbergart: En tett bergart som dekker over reservoarbergarten og hindrer hydrokarbonene i å migrere videre.

Dersom en eller flere av de geologiske faktorene ikke er til stede, vil man ikke kunne finne oppsamlede mengder av hydrokarboner. Det vil alltid være en usikkerhet knyttet til et kartlagt prospekt, og det må bores letebrønner for å påvise olje eller gassressurser og fastslå volumet. Ettersom alle faktorene må være til stede for å finne en olje- eller gassforekomst, kan sannsynligheten for funn beregnes ved å multiplisere sannsynligheten for hvert element (OD, 2018):

$$P(\text{Funn}) = \prod_{i=1}^4 P_i$$

2.1.2 P90, P50 og P10: Volumestimat

I olje- og gasssektoren brukes et ressursanslag med spredning (P90, P50 og P10) f. eks når et prospekt blir kartlagt og når aktørene sender inn PUD (Plan for utbygging og drift) for et nytt felt til OD. Årsaken til dette er at man aldri kan være sikker på hvor store mengder olje og gass som er tilstede og kan produseres fra reservoaret, men man kan ha gode estimater. Ressursestimater ved bruk av P90, P50 og P10 kan defineres som lavt, basis og høyt estimat (Borges, 2016):

- P90: Det er minst 90% sannsynlighet for at volumet som blir produsert er lik eller høyere det lave estimatet
- P50: Det er minst 50% sannsynlighet for at volumet som blir produsert er lik eller høyere enn basisestimatet
- P10: Det er minst 10% sannsynlighet for at volumet som blir produsert er lik eller høyere enn det høye estimatet

2.1.3 Ressursklassifisering og prosjektmilepæler

Et prosjekt i oljenæringen kan defineres på følgende måte (OD, 2016):

«Et prosjekt representerer sammenhengen mellom petroleumsforekomsten og beslutningsprosessen, inkludert budsjettering. Et prosjekt kan for eksempel omfatte utbyggingen av et enkelt reservoar eller et felt, eller en videreutbygging i et produserende felt, eller en integrert utbygging av flere felt og tilhørende innretninger med felles eiere. Et enkelt prosjekt representerer et spesifikt modenhetsnivå knyttet til beslutningstidspunkt for å gå videre eller ikke, og det vil være et tilhørende spenn av estimat for utvinnbare ressurser for prosjektet.»

ODs ressursklassifiseringssystem blir brukt for petroleumsressurser på norsk sokkel. De blir delt inn i klasser etter hvor de er plassert i prosjektsyklusen i forhold til modenhet i utviklingsprosessen, vist i tabell 2.2 (OD, 2016)

Tabell 2.2 - Oversikt over klasser, ressursklasser, prosjektkategorier og usikkerhetskategorier (OD, 2016)

Klasse	Ressursklasse (Underklasse)	Ressursklassekode (RK)	Prosjekt-kategori	Usikkerhets-kategori
	Produsert	RK0		
Reserver	I produksjon	RK1		L, B, H
	Godkjent for utvinning	RK2	F, A	L, B, H
	Besluttet for utvinning	RK3	F, A	L, B, H
Betingede ressurser	Utvinning i avklaringsfase	RK4	F, A	L, B, H
	Utvinning er sannsynlig, men uavklart	RK5	F, A	L, B, H
	Utvinning er lite sannsynlig	RK6		L, B, H
	Utvinning ikke evaluert	RK7	F, A	L, B, H
Uoppdagede ressurser	Prospekt	RK8		L, B, H
	Ikke-kartlagte ressurser	RK9		L, B, H

Der klassene, prosjektkategoriene og usikkerhetskategoriene er beskrevet i tabell 2.3.

Tabell 2.3 - Definisjon av prosjektkategori og usikkerhetskategori (OD, 2016)

Klasse	Definisjon
Ressurser	«Alle anslåtte petroleumsmengder» (OD, 2016)
Reserver	«Omfatter gjenværende, utvinnbare, salgbare petroleumsmengder i petroleumforekomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut og som myndighetene har godkjent PUD eller innvilget PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleumsmengder i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å utvinne, men der planene ikke er myndighetsbehandlet i form av en PUD-godkjenning eller et PUD-fritak» (Norskpetroleum, 2018b).
Betingede ressurser	«Utvinnbare petroleumsmengder som er påvist, men som det ennå ikke er tatt beslutning om og gitt tillatelse til å utvinne» (Norskpetroleum, 2018b).
Uoppdagede ressurser	«De mengder petroleum som på et gitt tidspunkt er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring» (Norskpetroleum, 2018b).

Prosjektkategori	Definisjon
F	«Første utbyggingsprosjekt av en forekomst»
A	«Prosjekt for å optimalisere utvinningen fra en forekomst»
Usikkerhetskategori	Definisjon
L – Lavt estimat	«Lagt estimat av petroleumsmengder som antas å bli utvunnet fra et prosjekt»
B – Basisestimat	«Beste estimat av petroleumsmengder som antas å bli utvunnet fra et prosjekt»
H – Høyt estimat	«Høyt estimat av petroleumsmengder som antas å bli utvunnet fra et prosjekt»

Modningen av et prosjekt består av flere milepæler. Ved hver milepæl må en beslutning tas om enten å videreføre prosjektet i neste fase, avslutte eller utsette prosjektet. En forklaring av milepælene er beskrevet i tabell 2.4 (OD, 2016).

Tabell 2.4 - Prosjektmilepæler (OD, 2016)

Prosjektmilepæl	Beskrivelse
BOI – Beslutning om prosjektinitiering	«Oppstart av mulighetsstudier»
BOK – Beslutning om konkretisering	«Milepæl der rettighetshaverne har identifisert minst ett teknisk og økonomisk gjennomførbart konsept som gir grunnlag for å starte studier som leder fram til konseptvalg»
BOV – Beslutning om videreføring	«Milepæl der rettighetshaverne tar beslutning om videreføring av studier for ett konsept som leder fram til beslutning om gjennomføring»
BOG – Beslutning om gjennomføring	«Milepæl der rettighetshaverne tar investeringsbeslutning som resulterer i innlevering av PUD eller PAD (Plan for anlegg og drift).»

Sammenhengen mellom prosjektmilepælene og ressursklassene er vist i figur 2.1. BOI, BOK, BOV og BOG står som beslutningsporter i prosjektet livssyklus.



Figur 2.1 - Sammenheng mellom prosjektmodning og ressursklasser (OD, 2016)

Følgende vurdering(er) må utføres før beslutningen om videreføring av prosjektet kan tas (OD,2016):

- *RK7*: Forretningsmulighetene identifiseres.
- *RK5*: Ulike løsninger studeres for å identifisere en teknisk mulig løsning.
- *RK4⁽¹⁾*: Ulike konsepter må vurderes før designbasisen kan utvikles og en teknisk og kommersiell løsning kan modnes.
- *RK4⁽²⁾*: Prosjektet må utvikles i henhold til både myndighets- og selskapskrav. Beslutning om PUD-innlevering.
- *RK2-3*: Det besluttede prosjektet gjennomføres.
- *RK1*: Produksjon.

2.1.4 Arbeidsprogram

For å få en hensiktsmessig utforskning av norsk sokkel, etablerte myndighetene TFO-ordningen (tildeling i forhåndsdefinerte områder) i 2003. TFO-ordningen ble innført for tildeling av utvinningslisenser i de modne områdene på norsk sokkel, altså i områder med kjent geologi og god infrastruktur. I motsetning til i de nummererte konsesjonsrundene som er tildelingsordningen for de umodne områdene, er det her spesielt viktig med en rask og tidsriktig utforskning. Ordningen med TFO ble innført fordi det er ønskelig å påvise og produsere ressurser i de modne områdene mens det fortsatt er tilgjengelig infrastruktur til stede (Norskpetroleum, 2017a).

For myndighetene er det viktig at tildelt areal blir arbeidet aktivt med. Etter tildelingen er utvinningstillatelsen gyldig i en periode på fire til åtte år, der tildelingen inkluderer et forpliktende arbeidsprogram med flere tidsavgrensede faser (OD, 2017c). Et eksempel på arbeidsprogram hentet fra TFO-2017 er vist i tabell 2.5 (OD, 2018d).

Tabell 2.5 – Eksempel på arbeidsprogram for en utvinningstillatelse (OD, 2018d)

Fase	Tidsbegrensning	Forpliktelse	Avgjørelse
1	2 år	Anskaffe seismikk / Geologi- og geofysikk studier	Beslutning om å bore letebrønn eller tilbakelevere
2	2 år	Bore letebrønn	BOK eller tilbakelevere
3	2 år	Gjennomføre konseptstudier	BOV eller tilbakelevere
4	1 år	Utarbeide utbyggingsplan	Innlevering av PUD eller oppsigelse

Etter hver fase må rettighetshaverne innen gjeldende tidsfrist bestemme seg for om de ønsker å videreføre utvinningstillatelsen til neste fase. Disse beslutningsfasene omtales som prosjektmilepæler, som beskrevet i kapittel 2.1.3. Vilkår for å arbeide videre med utvinningstillatelsen er at arbeidsforpliktelsen er gjennomført og godkjent (OD, 2017c).

2.1.4.1 Ledetid

Ledetid defineres som tiden fra det blir gjort et funn til produksjonsstart. Ledetiden for store funn er i utgangspunktet på 10-15 år. For infrastrukturnære funn brukes derimot en ledetid på ca. 5 år. For å se på ledetiden på prospekter må man også legge til leteperioden, som er på ca. 3 år. I utgangspunktet vil da ledetiden for et prospekt nær infrastruktur være på ca. 8 år (OD, 2018).

2.2 Tilknytning av marginale funn

I dagens pengeverdi er det investert om lag 4 000 milliarder kroner på norsk sokkel som har bidratt til å etablere mye infrastruktur. Etterhvert som produksjonen fra et felt avtar, vil det frigjøres kapasitet i feltets infrastruktur som nye ressurser kan benytte seg av (Norsketroleum, 2018a). For å utnytte ressurspotensialet på norsk sokkel, er det viktig at infrastruktur som rør og innretninger brukes optimalt. For å øke verdiskapningen fra store og små felt bør mulige prosjektkombinasjoner vurderes. En samordnet utbygging kan bidra til å forbedre utnyttelsen av eksisterende infrastruktur gjennom økt kostnadseffektivitet og lengre produksjonsperioder. Dette vil gi både samfunns- og bedriftsøkonomiske gevinster ved at små funn som isolert sett muligens ikke ville vært lønnsomme, kan bygges ut (Kvinge, 2017). For å tilrettelegge for samarbeid mellom ulike aktører og sikre en effektiv bruk av infrastruktur ble «Forskrift om

andres bruk av innretninger» utarbeidet av olje- og energidepartementet (OED) i 2006. Formålet med forskriften er å gi rettighetshaverne gode insentiver til å drive lete- og utvinningsaktivitet nær eksisterende infrastruktur (Forskrift om andres bruk av innretninger, 2006).

For å produsere mindre felt i infrastrukturnære områder er havbunnstilknytninger og boring av avviksbrønner aktuelle utbyggingsmuligheter. I oppgaven defineres en havbunnstilknytning som en tilknytning mellom to havbunnsrammer eller mellom en havbunnsramme og en plattform. En avviksbrønn er en brønn som bores fra en nærliggende eksisterende havbunnsramme. En havbunnstilknytning og de viktigste komponentene for denne oppgaven beskrives i kapittel 2.2.2.1 – 2.2.1.5. Slike utbygginger krever lavere investeringer og mindre personell til overvåkning og drift sammenlignet med en plattformutbygging (Verdensklasse, 2018).

2.2.1 Eksempler på norsk sokkel

Tilknytning av mindre forekomster er veldig relevant i årene fremover, ved minkende funnstørrelser som vist i figur 1.1. Havbunnstilknytninger, både i serie og alene, og boring av avviksbrønner brukes allerede aktivt på den norske sokkelen. Det er ønskelig å presentere dette for å støtte oppunder beslutninger for utbyggingsløsningene i kapittel 5.1. Noen eksempler er presentert i tabell 2.6.

Tabell 2.6 - Eksempler på norsk sokkel

Type samordning og oppkobling	Eksempel	Beskrivelse
Serie med havbunnsrammer	Fenja	Forventet produksjonsstart mot slutten av 2021. Skal bygges ut med to havbunnsrammer til Njord A (OD, 2018c).
	Fram	Fem havbunnsrammer. Fram Vest og Fram Nord følger samme rørledninger, og kobles sammen med Fram Øst via en T-forbindelse. Fram Øst, Fram Vest og Fram Nord har hhv. to, to og en havbunnsramme til Troll C (OD, 2018c).

	Gjøa	Bygget ut med fire havbunnsrammer og en satellitt til Gjøa (OD, 2018c).
Enkeltoppkoblinger av mindre forekomster	Skogul	Forventet produksjonsstart i 2020. Bygges ut med en to-slissers havbunnsramme via Vilje-feltet til Alvheim (OD, 2018c).
	6707/12-2 (Snefrid Nord)	Forventet produksjonsstart sent i 2019. Satellitt innfaset til Aasta Hansteen (Equinor, 2017). PUD-fritak ble innvilget i 2017 (OD, 2018c).
	Utgard	Under utbygging. Tilknytning til Sleipner T-innretningen. Skal bygges ut med en fireslissers havbunnsramme til Sleipner T (OD, 2018c).
Avviksbrønn	Byrding	Produksjon startet i 2017, og går etter planen. En to-grens brønn boret fra Fram H-Nord bunnrammen. Tilknytning til Troll C. Grenbrønnen er ca. syv km lang (OD, 2018c).
	Sindre	Produksjon startet i 2017. Midlertidig stengt grunnet trykkfall i reservoaret og lav produksjon. En produksjonsbrønn boret fra Gullfaks C (OD, 2018c).

2.2.2 Havbunnstilknytning

Ved bruk av havbunnstilknytninger og avviksbrønner kan mindre forekomster tilknyttes tilstedeværende innretninger og utnytte den ledige kapasiteten (Norskpetroleum, 2018a). Havbunnskonstruksjonen brønnene samles på og produseres fra kalles en havbunnsramme. Når havbunnsrammen plasseres lenger vekk fra plattformen, føres produksjonsstrømmen til plattformen via produksjonsrør og stigerør. I tillegg vil det gå en parallell kontrollkabel som forsyner havbunnsrammen med elektrisitet, hydraulikk og/eller kjemikalier. Den maksimale avstanden mellom produksjonssystemet og plattformen er avhengig av den kjemiske komposisjonen til produksjonsstrømmen og hvilken type rør som brukes (Odland, 2013, s. 57-60).

2.2.2.1 Havbunnsrammer

En havbunnsramme består av en base, som er en stor stålkonstruksjon bestående av flere funksjonenheter, med en beskyttende stålkonstruksjon over. Denne skal sikre utstyret mot annen aktivitet i havet, spesielt med tanke på fiske og bruk av garn (Odland, 2013, s. 61). En havbunnsramme har kompletterte brønner på havbunnen, og juletreer (rør og ventiler som er montert på brønnhodet (Odland, 2013, s. 9) er da også plassert på havbunnen. En av fordelene ved å ta i bruk havbunnsrammer er at de kan benyttes både på grunt og dypt vann. Brønnene kan plasseres enten rett under plattformen eller lengre borte, og de kan stå enten alene eller samlet (Odland, 2013, s. 57-60).

2.2.2.2 Produksjonsrør

Produksjonsrørene frakter brønnstrømmen fra brønnhode til plattform for prosessering. Hovedutfordringen ved å produsere på dypt vann, er den økende risikoen for dannelse av hydrater og voks i rørene. Ved fjerning av hydratdannelser og voks, også omtalt som plugg, vil det påløpe store kostnader som selskapene ikke ønsker. Nøkkelen for å unngå plugg er å forhindre at brønnstrømmen kjøles for langt ned, for eksempel ved bruk av konvensjonelle metoder som isolasjon i rør eller kjemisk MEG (metanol og glykol) injeksjon (Odland, 2013, s. 62-63).

2.2.2.3 Kontrollkabel

Kontrollkabelen er en forbindelse mellom kontrollrommet på en plattform og kontrollsystemet på en havbunnsinnretning. Kabelen brukes til å frakte kjemiske og hydrauliske væsker, elektrisk strøm og signaler mellom kontrollsystemene. Kabelen er bygd opp slik at kraft- og kontroll linjene er individuelle rør og kabler som er samlet sammen inne i kontrollkabelen. Kontrollsystemet gir operasjonell tilgang til ventiler, strupeventiler rørledninger og andre funksjonenheter. Systemet aktiviserer også en sikker nedstengning ved feil på utstyr eller tap av hydraulisk- eller elektrisk kontroll. For å unngå alvorlige situasjoner er en tilfredsstillende responstid en avgjørende faktor (Odland, 2013, s. 67-68).

2.2.2.4 Stigerør

Stigerørene kan anses som en forlengelse av rør fra havbunnen og opp til plattformen, og klassifiseres etter hvilken funksjon de har. De brukes blant annet til boring, produksjon av olje og gass, vann- og gassinjeksjon, olje- og gasstransport og kontrollkabler. Ved flytende innretninger må stigerørene være fleksible nok til å kompensere for bevegelser forårsaket av

vind, bølger og strømninger. Stigerørene blir derfor designet til den spesifikke innretningen (Odland, 2013, s.62, s. 84).

2.3 Økonomiske betraktninger

Kapittel 2.2 er en introduksjon til prinsippene som ligger bak beregningene i kapittel 5. En forståelse av disse prinsippene er essensielt for å kunne utføre riktige avgrensninger. Kapitlet vil også beskrive noen sentrale forskjeller mellom samfunnsøkonomi og bedriftsøkonomi: det er ikke alltid samsvar mellom hva som er best bedriftsøkonomisk og hva som er best for samfunnet.

2.3.1 Varierende olje- og gasspriser

Olje og gass er råvarer, i den forstand at de er hentet fra naturen ved hjelp av arbeid og kapital, og brukes vanligvis tidlig i verdikjeden til andre sammensatte varer. Råvarer er ofte homogene produkter, altså produkter som er relativt like over landegrensener. Selgere av råvarer kan derfor ikke konkurrere ved andre aspekter enn på pris. På denne måten vil olje- og gasspriser være svært varierende over tid, og de kan derfor omtales som volatile priser. Prisvolatilitet kan føre til stor variasjon i kostnader og/eller inntekter for kjøpere og selgere. Prisvariasjonen for råvarer kan være vanskelig å forutse, og er derfor en stor risikofaktor i olje- og gassmarkedet (Øglend, 2017).

Figur 2.2 viser oljeprisen i perioden fra 1987 til 2016, hvor prisen er gitt i nominelle kroner (EIA, 2018). Figuren viser at oljeprisen har vært svært varierende gjennom årene. Prisen svinger, men det er ikke gitt et fast eller gjenkjennelig mønster.



Figur 2.2 - Historisk oljepris (EIA, 2018)

Hendelser og beslutninger som angår produksjons- og forbrukerforhold, går ofte over en lengre periode. Når et oljefunn blir påvist skal utbyggingen først planlegges og gjennomføres før produksjonen kommer til markedet (Austvik, 2016). Den varierende oljeprisen er dermed en svært kritisk faktor når det kommer til utbygging av marginale forekomster, da lave oljepriser kan føre til ulønnsomme prosjekter. Det er derfor viktig å gjøre gode økonomiske analyser slik at man er forberedt på hva som skjer med lønnsomheten dersom prisen øker eller synker. I de økonomiske analysene må det gjøres antakelser på hvordan oljeprisen vil oppføre seg i årene fremover.

2.3.2 Petroleums-skattesystemet

Petroleums-skattesystemet skal fungere nøytralt, i den forstand at et prosjekt som er lønnsomt før skatt også skal være lønnsomt etter skatt. Denne egenskapen kan føre til vesentlige inntekter til fellesskapet da selskapene ønsker å gjennomføre lønnsomme prosjekter (Norskpetroleum, 2018c). For å unngå at skattesystemet påvirker drifts- og investeringsbeslutninger, er det lagt betydelig vekt på nøytraliserende egenskaper. Skattesystemet i petroleumsnæringen i dag består derfor utelukkende av overskuddsbaserte elementer i tillegg til miljøavgifter. Det er stor enighet om at en høy andel av meravkastningen fra petroleumsnæringen bør gå til fellesskapet. Derfor er det satt en betydelig meravkastning (grunnrente) knyttet til utvinning av petroleumsressurser sammenlignet med andre næringer (OED, 2010, s. 25-26).

Ved beregning av skatt får selskapene fradrag for driftskostnader, skattemessige avskrivninger og finanskostnader. Driftsmidlene skrives av lineært over en periode på seks år, beregnet fra investeringsåret. Inntekter etter fradragene utgjør grunnlaget for den ordinære selskapskatten på 23%. For å sikre at en høy avkastning går til fellesskapet betaler selskapene i tillegg en særskatt. Friinntekten trekkes fra det ordinære skattegrunnlaget. Dette utgjør grunnlaget for særskatten på 55%. Friinntekten er satt til 5,3% av kostprisen på driftsmidler og avskrives lineært over fire år, fra og med første investeringsår (KPMG, 2018). Samlet gir dette en marginalsatt på 78%. I og med at særskatten først påberegnes ved inntjening over friinntekten, støtter det norske skattesystemet opp om utbygging og drift av marginalt lønnsomme felt (OED, 2010, s. 25).

2.3.3 Samfunns- og bedriftsøkonomi

I følge petroleumsloven §4.1 tilhører petroleumsressursene på norsk sokkel det norske folk og skal komme hele samfunnet til gode (OED, 2011, s. 5). Regelverket for ressursforvaltning er bygd opp for å gi selskapene insentiver til å maksimere verdier for samfunnet. Likevel finnes det tilfeller der selskaper foretrekker andre løsninger enn samfunnet (OD, 2017a). Dette kan føre til for lav verdiskaping for samfunnet og kalles for markedssvikt. Markedssvikt kan oppstå på grunn av følgende punkter (Sørenes, 2012):

1. Selskapene benytter høyere avkastningskrav enn myndighetene
2. Materialitetskrav
3. Kapitalrasjonering
4. Ikke omforente eierinteresser i felt og infrastruktur

2.3.3.1 Avkastningskrav

Finansdepartementets rundskriv (2014, s. 5) tilsier at det skal benyttes en kalkulasjonsrente på 4% for normale statlige tiltak. Samtidig legger NOU 2012: 16 (s. 64), vekt på at ved tiltak som har en klart høyere systematisk risiko vil det være riktig å bruke en kalkulasjonsrente som er høyere. Hvor mye en aksje svinger i forhold til markedet beskriver risikoen, og kan deles opp i systematisk og usystematisk risiko. Beta er et mål på systematisk risiko (markedsrisiko). Beta beskriver delen av bevegelsen til en aksje som ikke kan diversifiseres bort i en portefølje, altså at risikoen ikke kan bli spredd over flere aksjer. Dersom beta er større (mindre) enn 1, vil aksjen bevege seg mer (mindre) enn markedet. Den prosentvise endringen i aksjen kan dermed beregnes ved å multiplisere beta med den prosentvise endringen i markedet (Lederkilden, 2018). Siden petroleumsinntekter normalt har høyere systematisk risiko, ligger OEDs anbefalte kalkulasjonsrente for petroleumsprosjekter på 7% (Aadnevik, 2015).

Størrelsen på avkastningskravet vil være avhengig av flere variabler, for eksempel prosjektets risiko, den gjennomsnittlige renten i markedet, inflasjonstakten i samfunnet og forventet beste avkastning fra andre investeringsalternativer. I petroleumsnæringen bruker myndighetene som sagt en kalkulasjonsrente på 7%, mens selskapene bruker en kalkulasjonsrente på 10-15% (Sørenes, 2012). Relativt sett vil en høy kalkulasjonsrente gi en lavere nåverdi, mens en lav kalkulasjonsrente vil gi en høyere nåverdi. Selskapene vil derfor få en lavere nåverdi enn samfunnet på samme prosjekt.

2.3.3.2 Materialitetskrav

Materialitet er knyttet til seleksjon av investeringsprosjekter, ved gitte investeringsbudsjett og begrensede ressurser i form av ledelse og ansatte. Et materialitetskrav tilsier at et prosjekt må være over en viss størrelse for at det skal kunne være interessant for et oljeselskap. Mindre prosjekter kan derfor være uinteressante for store oljeselskaper til tross for at de utgjør en god forretning, dersom en annen allokering av tilgjengelige ressurser kan generere en høyere samlet nåverdi. Prosjekter som er økonomisk marginale kan dermed komme dårligere ut i en intern prosjektrangering (Sørenes, 2012).

2.3.3.3 Kapitalrasjonering

Et selskap vil ofte ha flere prosjekter å velge mellom samtidig som de har en begrenset kapital. Dermed må prosjektene prioriteres. Gitt at selskapet bruker samme avkastningskrav på alle prosjektene, og at prosjektene er uavhengige av hverandre, vil de i utgangspunktet foretrekke prosjekter som gir høyest netto nåverdi. Dersom de har en begrenset mengde kapital, vil de derimot heller prioritere prosjektet som gir høyest netto nåverdi per investerte krone. Dette kalles nåverdiindeks og beregnes ved å dele netto nåverdi på investeringsbeløpet (Sander, 2017). Utbygging av marginale forekomster vil kunne få en lavere netto nåverdi, og dermed en lavere nåverdiindeks. Det kan føre til at selskaper med mindre kapital vil nedprioritere slike prosjekter.

2.3.3.4 Ulike eierinteresser

De ulike selskapene i en gitt lisens kan ha ulike interesser i tillegg til ulik tilgang både på kapital og menneskelige ressurser. Etersom lisensene er den besluttende enhet for prosjekter på norsk sokkel, kan dette skape utfordringer når det kommer til å realisere samfunnsøkonomiske løsninger. Lisenspartnerne har som regel ikke samme eierandel i felt og infrastruktur. Resultatet etter tariff og skatt kan bli ulike for partene, og kan føre til uenighet og kompliserte forhandlinger (Sørenes, 2012). En samordnet utbygging av funn på tvers av utvinningstillatelser er derfor ikke nødvendigvis noe oljeselskapene ønsker, men har flere fordeler. Fordelene inkluderer lavere enhetskostnader og mulighet for økt levetid på produserende vertsfelt og andre tilknyttede felt, som er i selskapenes interesse. Lønnsomme felt kan bli enda mer lønnsomme og det kan føre til utbygging av felt som alene ikke vil være lønnsomme. Samordning på tvers av lisensgrenser kan med andre ord gi betydelige verdier for samfunnet, både samfunnsøkonomisk og ressursmessig (Kvinge, 2017).

2.4 Vurdering av lønnsomhet

Penger mottatt i fremtiden vil ha en lavere verdi enn penger mottatt i dag. For å kunne vurdere lønnsomheten av en investering må man derfor sette en tidsverdi på de fremtidige forventede kontantstrømmene og videre måle disse mot investeringsutgiften. To metoder for å beregne lønnsomheten av en investering er nåverdimetoden og internrentemetoden. Renten som benyttes i nåverdimetoden for å diskontere den fremtidige kontantstrømmen til dagens verdi kalles kalkulasjonsrenten, og uttrykker avkastningskravet som er satt for pengene som skal investeres (Hoff, 2010, s. 393-394).

2.4.1 Nåverdimetoden

Ved bruk av nåverdimetoden kan man sammenligne nåverdien av investeringens fremtidige kontantstrømmer og investeringsutgiften på investeringstidspunktet. Differansen mellom investeringsutgiften og nåverdien av de fremtidige kontantstrømmene kalles netto nåverdi (NNV). Investeringen betegnes som lønnsom dersom NNV er større enn null. NNV kan beregnes fra følgende formel (Hoff, 2010, s. 394):

$$NNV = -U_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

der U_0 = investeringskostnad i år 0

n = økonomisk levetid (år)

K_t = kontantstrøm i år t

r = kalkulasjonsrente

I tillegg til å være den mest brukte metoden for lønnsomhetsberegninger av investeringer, er nåverdimetoden også den mest anerkjente. Siden den er målt i kroner, er nåverdimetoden det absolutte mål på lønnsomhet (Hoff, 2010, s. 395).

2.4.2 Internrentemetoden

Internrentemetoden viser hvilken kalkulasjonsrente som gir NNV lik null. Internrenten (IRR) beskriver avkastningen investeringsprosjektet gir på de pengene som er bundet opp i prosjektet, til enhver tid. Det er ofte ønskelig å utføre en internrenteberegning i tillegg til nåverdimetoden for å fastsette hvor stor avkastning investeringen vil gi. IRR måler relativ lønnsomhet, altså avkastning per krone investert i prosjektet (Hoff, 2010, s. 396-397).

Dersom ledelsen har fastsatt et avkastningskrav til penger som investeres i et prosjekt, vil de gjennomføre investeringen dersom IRR er større enn eller lik avkastningskravet. Dersom IRR er mindre enn avkastningskravet vil prosjektet forkastes. IRR kan finnes ved å beregne NNV ved ulike kalkulasjonsrenter og plote NNV mot kalkulasjonsrenten. IRR er gitt der nåverdigrafen skjærer X-aksen (NNV=0) (Hoff, 2010, s. 397).

2.4.3 Balansepris

Balanseprisen defineres som den prisen som skiller om prosjektet er lønnsomt eller ikke, altså prisen som gir NNV lik null. Balanseprisen er derfor veldig interessant i vurderingen om prosjektet er lønnsomt ved dagens og mulige fremtidige olje- og gasspriser (OD, 2018a).

For oljeprospekter beregnes balanseprisen, B_o , fra følgende formel:

$$B_o = \frac{C^d}{X_o^d + \alpha X_g^d}$$

For gassprospekter beregnes balanseprisen, B_G , fra følgende formel:

$$B_G = \alpha B_o$$

der

C^d = Totale kostnader diskontert

X_o^d = Oljemengder diskontert

X_g^d = Gasmengder diskontert

α = Verdiforholdet mellom olje og gass

3. Metode

Kapittel 3 beskriver metodene som brukes til innsamling og behandling av data. Kapitlet beskriver fremgangsmåte, hvilke lønnsomhetsberegninger som utføres, og de tekniske og økonomiske forutsetningene som er brukt i analysene i kapittel 5.

3.1 Fremgangsmåte

Innsamling, bestemmelse og behandling av data er en stor, tidkrevende prosess. I korte trekk kan fremgangsmåten beskrives ved følgende punkter:

1. Velge ut kartlagte prospekter
2. Sette opp utbyggingsløsninger
3. Generere mulige produksjonsprofiler
4. Beregne tilhørende kontantstrømmer for hver forekomst
5. Sette opp en total kontantstrøm for alle produksjonsprofilene. Produksjonsprofilen som gir høyest nettonåverdi (NNV), per utbyggingsløsning, brukes videre i beregningene og analysene.

Punktene i fremgangsmåten beskrives nærmere i kapittel 3.1.1-3.1.5.

3.1.1 Innsamling og utvelgelse av data

Forekomster i en radius på 50 km fra P1 er hentet ut fra OD sin database, og resulterte i et stort datasett med 122 kartlagte prospekter og 43 funn og felt (totalt 165 forekomster). Dette inkluderer duplikater av enkelte forekomster, som da er vurdert flere ganger. Av duplikatene blir de nyeste verdiene brukt videre, mens de eldste forkastes. Neste steg er å velge ut forekomster som er aktuelle for oppgaven. Som en forenkling baserer utvelgelsen seg på en analyse for minste økonomiske mengde (MØM) (som beskrives nærmere i kap. 4.2.1) ved utbygging av havbunnsrammer og avviksbrønner. I tillegg blir forekomster i følgende kategorier sett bort i fra:

1. Funn i RK6 (utvinning er lite sannsynlig)
2. Funn som allerede er vurdert inn til andre plattformer
3. Prospekter som er i umiddelbar nærhet av andre plattformer

I utvelgelsesprosessen er de eneste aktuelle funnene i området allerede vurdert inn til P1. Videre anses utbyggingsplanene til disse funnene som fastsatt infrastruktur. Fokuset videre vil derfor være på prospektene i området. En oversikt over de utvalgte prospektene er presentert i kapittel 4.2.1.1.

3.1.2 Utbyggingsløsninger

Videre blir de kartlagte prospektene omtalt som forekomster da det er snakk om at de skal bygges ut og produseres. Før samordningen kan vurderes, må utbyggingsløsning per forekomst bestemmes. Dette baseres på MØM-analysen beskrevet i kapittel 4.2.1. Totalt tjueen forekomster er med i analysen. Fire av forekomstene er for små til å bygges ut med havbunnsrammer, og må derfor bores som avviksbrønner fra en nærliggende havbunnsramme, som beskrevet i kapittel 2.2. De resterende sytten forekomstene vurderes som store nok til å bygges ut med havbunnsrammer.

Infrastrukturen som settes opp først baserer seg på at alle forekomstene blir funnet og skal produseres. Dette blir gjort for å se på ressurspotensialet i området og undersøke hvilke forekomster som bør samordnes for at dette skal være mulig. En total utbyggingsløsning som tilrettelegger for produksjon av alle de potensielle ressursene er presentert i kapittel 4.3. Løsningen tar hensyn til de tekniske forutsetningene som presenteres i kapittel 3.3. Ved denne løsningen blir funnsannsynligheten antatt lik 1, altså at alle forekomstene blir antatt funnet.

Ved videre beregninger og diskusjoner baserer utbyggingsløsningene seg på det forventede ressursgrunnlaget i området (kapittel 5). Fire utfall defineres, der forekomstene som blir «funnet» baserer seg på gruppene som blir foreslått utbygd sammen i serie fra den totale utbyggingsløsningen. Det er ønskelig å studere effekten av en samordnet utbygging og det er derfor viktig at forekomstene i samme utfall ligger i nærheten av hverandre. Det totale volumet i hvert utfall er da tilnærmet lik det forventede ressursgrunnlaget. For hvert utfall presenteres to eller tre alternative utbyggingsløsninger. Alternativ A representerer løsningen fra den totale utbyggingsløsningen. Når færre forekomster forventes å bli funnet, vil det oppstå flere mulige tilknytningsmuligheter. Alternativ B og C vil utforske disse mulighetene, og det er lagt vekt på kort total rørlengde og tidligst mulig produksjonsstart.

3.1.3 Produksjonsprofiler

Produksjonsprofiler for funn og produserende felt blir hentet fra RNB-filer (Revidert Nasjonalbudsjett), som generes for rapportering av petroleumsrelatert data (OD, 2018b). Produksjonsprofiler for forekomstene genereres ut fra MERA (3.1.4).

P1 har en begrenset produksjonskapasitet for både olje og gass, og tilknytningen av forekomstene må tilpasses disse grensene. Tilknytningsrekkefølgen av forekomstene, per gruppe, er derfor systematisk vurdert. Innad i en gruppe vil forekomstene som er nærmest P1, i en serie av havbunnsrammer, komme først i produksjon og oppta en andel av produksjonskapasiteten. De neste forekomstene i serien kan tidligst starte produksjonen i samme år som forekomsten som ligger foran dem i serien inn til P1. Dersom det er mangel på kapasitet, må de vente til produksjonen på plattformen synker og mer kapasitet frigjøres. Kapasitetene for olje og gass er gitt i produksjon per dag. Produksjonsraten for forekomstene regnes derfor om til samme benevning, da de er gitt i produksjon per år:

$$\text{Oljerate: } [MSm^3/\text{år}] \cdot 10^6/365 = [Sm^3/\text{dag}]$$

$$\text{Gassrate: } [GSm^3/\text{år}] \cdot 10^3/365 = [MSm^3/\text{dag}]$$

Forekomstene som inkluderes er av ulik størrelse. Størrelsen på tilgjengelig kapasitet vil bestemme om flere forekomster kan begynne produksjonen samtidig, eller om de må vente på ledig kapasitet. For eksempel er det tilfeller der en større og en mindre forekomst kan produsere samtidig, men at det ikke er nok tilgjengelig kapasitet for to større forekomster. Kapasiteten på P1 kan dermed bli bedre utnyttet og prosjektet vil få større inntjening, når flere forekomster kan produseres på P1 samtidig. Ulike tilknytningstidspunkter undersøkes for alle alternativene i hvert utfall:

1. Tidligst mulig produksjonsstart kartlegges for hver forekomst (kapittel 4.2.4).
2. Alle mulige tilknytningsrekkefølger for gruppene i utfallet noteres.
3. For hver rekkefølge prioriteres forekomstene per gruppe inn i produksjon. Første gruppe tar sin del av den ledige kapasiteten. Deretter kommer neste gruppe inn og utnytter den resterende kapasiteten, og det samme med de kommende gruppene.
4. En total produksjonsprofil settes opp for hver rekkefølge, og inkluderer alle forekomstene i utfallet.

3.1.4 Kontantstrømmer

Kontantstrømmer og produksjonsprofiler genereres ved bruk av MERA, et kostnadsestimeringsverktøy brukt hos OD. MERA er en Excel-modell som krever ni inputverdier, vist i tabell 3.1. Letemodell og risikofaktor er inputparametere som ikke er relevante eller har en betydning for resultatene i oppgaven. De andre verdiene varierer fra forekomst til forekomst.

Tabell 3.1 - Input-verdier MERA

Input-verdier MERA	Kommentar
1. Letemodell	-
2. Hovedfase	Olje / Gass. Fra ODs interne database
3. Område	Området og de økonomiske parameterne baserer seg dermed på gjennomsnittsverdier fra området P1 ligger i
4. Reservoardybde	Fra ODs interne database
5. Tilknytningsdistanse	Avstanden mellom kartlagte forekomster og tilknytningsmuligheter er målt med et verktøy inne på faktakartet til OD, avstandene har derfor en tilknyttet usikkerhet
6. Ressursmengde olje	Fra ODs interne database
7. Ressursmengde gass	Fra ODs interne database
8. Risikofaktor	-
9. Valgt løsning for tilknytning	Havbunnsramme eller avviksbrønn. Vurderes ut fra MøM-analysen

Kontantstrømmene beregnes fra differansen mellom årlige inntekter og utgifter. Letekostnadene anses som «sunk cost», som beskrevet i kapittel 3.2.6. Kontantstrømmene beregnes for hver forekomst, med ulike tilknytningsmuligheter og produksjonsstart i ulike år. Hvilke inntekter og utgifter som brukes i kontantstrømmene presenteres i tabell 3.2 og 3.3.

Tabell 3.2 - Oversikt over inntekter inkludert i kontantstrømmene

Inntekter	Beskrivelse	Beregnet fra:
Fra oljeproduksjon	Oljeproduksjon · oljepris	Produksjonsstart
Fra gassproduksjon	Gassproduksjon · gasspris	Produksjonsstart

Tabell 3.3 – Oversikt over utgifter inkludert i kontantstrømmene

Utgifter	Beregnet fra:
Totale investeringsutgifter	Havbunnsramme: Tre år før produksjonsstart Avviksbrønn: To år før produksjonsstart
Totale driftsutgifter	Produksjonsstart
Tariffer	Produksjonsstart
	Produksjonsstart
	Produksjonsstart
Nedstenging	Etter siste produksjonsår
Drifts- og modifikasjonskostnader utover F1s økonomiske levetid	Fra og med år 6.

Tariffkostnadene baserer seg på gjennomsnittsverdier og erfaringstall i området som blir undersøkt, fra ODs database. I denne oppgaven bestemmes transporttariffen for gass til 0,133 NOK/Sm³, og prosesseringstareffene for olje og gass til hhv. 80,00 NOK/Sm³ o. e. og 50,00 NOK/Sm³ o. e. (OD, 2018a).

Oljeprisen som brukes er oppgitt i USD/fat og USD/1000 cf. Disse regnes om til NOK/Sm³ og NOK/1000 Sm³ på følgende måte:

$$\frac{USD}{fat} \times \frac{7,8219 \frac{NOK}{\$}}{0,15898 \frac{Sm^3}{fat}} = 49,20053 \frac{NOK}{Sm^3}$$

$$\frac{USD}{1000 cf} \times \frac{7,8219 \frac{NOK}{\$}}{0,02832 \frac{Sm^3}{cf}} = 276,19703 \frac{NOK}{1000 Sm^3}$$

Omregningsfaktorer:

- 0,15898 Sm³/fat (OD, 2018f)
- 0,02832 Sm³/cf (OD, 2028f)
- 7,8219 NOK/USD (DNB, 20.04.2018)

Kontantstrømmene settes opp basert på de ulike produksjonsprofilene for utfallene. Forekomstene kan tilknyttes i ulike år per alternativ, og kontantstrømmene må derfor kobles til riktig oljepris (3.2.1) og kostnadsjustering (3.2.2) for hvert år.

3.1.5 Tilknytningsrekkefølge

Produksjonen er grunnlaget for inntektene til prosjektet, og tilknytningsrekkefølgen av de nye forekomstene vil ha en effekt på NNV. Høy produksjon gir høyere inntekt, og inntekt tidlig er mer verdt enn inntekt senere. Det ønskes derfor størst mulig produksjon, tidligst mulig. Alle alternativene vil ha flere mulige tilknytningsrekkefølger. Den beste rekkefølgen er bestemt med følgende metode:

1. En total kontantstrøm genereres basert på den totale produksjonsprofilen, for alle rekkefølgene i alternativene
2. Drift- og modifikasjonskostnadene (3.2.5) for prosjektet i sin helhet legges på.
3. NNV beregnes for alle de mulige rekkefølgene.
4. Rekkefølgen som gir høyest NNV brukes videre.

Totalt blir fire utfall med til sammen ti alternative utbyggingsløsninger undersøkt.

3.1.6 Beregninger og analyser

Følgende lønnsomhetsberegninger utføres for alle alternativene (kapittel 5.1):

- NNV (Før skatt)
- IRR (Før skatt)
- Balansepris (Før skatt)

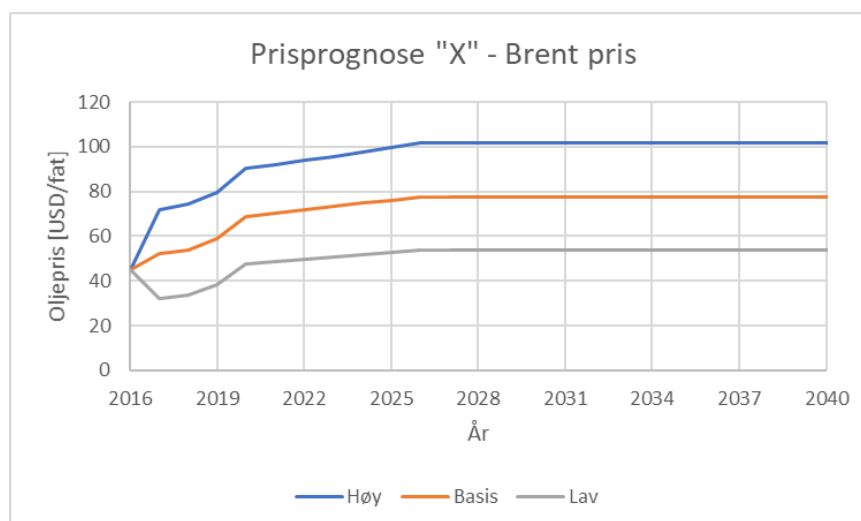
Alternativet med høyest NNV i hvert utfall blir undersøkt nærmere. Følgende analyser og beregninger blir utført for de fire alternativene (kapittel 5.2-5.6):

- Sensitivitetsanalyser på NNV med: Volumer, oljepris, kalkulasjonsrente, CAPEX og OPEX
- Sensitivitetsanalyser på IRR med: Volumer, oljepris, CAPEX og OPEX
- Undersøkelse av påvirkning på enhetskostnader ved samordning
- Sammenligning av NNV for samordnet og enslig tilknytning
- Produksjonsperiode og ressursutnyttelse ved samordning
- NNV og IRR etter skatt, med varierende oljepris
- Bedriftsøkonomisk vs. samfunnsøkonomisk optimum

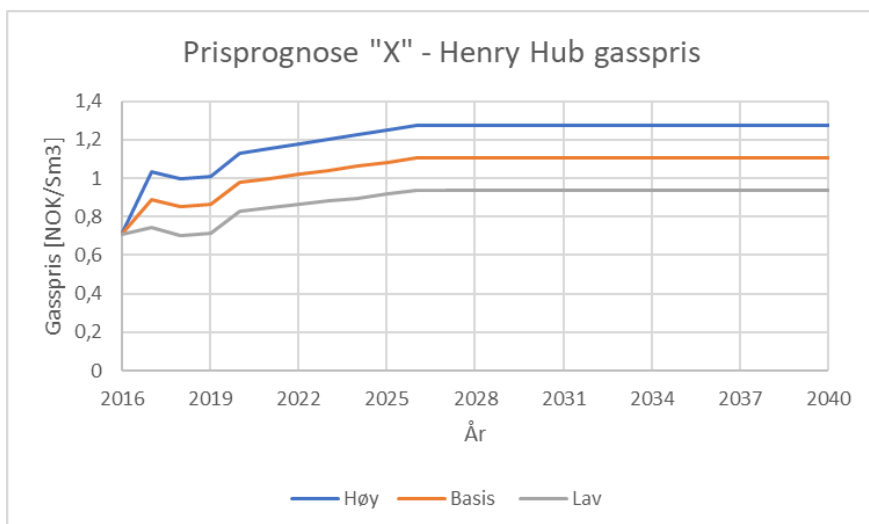
3.2 Økonomiske forutsetninger

3.2.1 Olje- og gasspris

Beregningene blir gjort med utgangspunkt i prisforutsetningene vist i figur 3.1 og 3.2. Flere tilgjengelige prisprognoser ble vurdert fra ODs interne database. Flere prisprognoser fulgte en lik trend, med et høyt, middels og lavt prisestimat. I denne oppgaven er prisprognose «X» valgt. For lønnsomhetsberegningene brukes basisprognosen for olje- og gasspris. Sensitivitetsanalysene i kapittel 5.2 inkluderer også høyt og lavt estimat. Dette gir et godt inntrykk av hvordan en varierende oljepris kan påvirke lønnsomheten til marginale forekomster.



Figur 3.1 - Prognose av oljepris (OD, 2018a)



Figur 3.2 - Prognose av gasspris (OD, 2018a)

En varierende olje- og gasspris er valgt på grunnlag av at prisen vil forandre seg i årene fremover, og den vil derfor være mer realistisk enn å bruke faste priser. Prisprognosen er vist frem til år 2026. Etter dette holdes prisen konstant. Dette er fordi det er vanskelig å forutse hvordan prisene vil variere så langt frem i tid.

3.2.2 Kroneverdi og kostnadsjustering

Kostnadene generert i MERA og i RNB-profilene er gitt i 2017-kroneverdi og det er ikke tatt hensyn til årlige kostnadsøkninger. For å gjøre om til 2018-kroneverdi ble KPI-verdier fra SSB brukt (SSB, 13.02.2018), og det er lagt på en kostnadsjustering på 2% (Regjeringen, 2018) per år. Kostnadsjusteringen øker med 2% fra året før i åtte år, etter dette holdes kostnadsjusteringen konstant. Faktorene som brukes er fremstilt i tabell A.12 og A.13.

3.2.3 Kalkulasjonsrente

I basisestimaten er 7% valgt som kalkulasjonsrente, som diskutert i kapittel 2.3.3.1. I sensitivitetsanalysene i kapittel 5.2 brukes også 4% og 10%.

3.2.4 MERA (Excel-modell)

I beregningene brukes MERA blant annet for å finne CAPEX, OPEX, fjerningskostnader og miljøtariffer for CO₂ og NO_x. De økonomiske forutsetningene brukt i MERA er basert på erfaringstall og gjennomsnittskostnader for det spesifikke området, hentet fra ODs database. For denne oppgaven brukes følgende forutsetninger:

CAPEX

- Brønn
 - Oljeproducenter per oljevolum: $2,6 \text{ MSm}^3/\text{brønn}$
 - Gassproducenter per gassvolum: $4,4 \text{ GSm}^3/\text{brønn}$
 - Boringskostnad (vertikal boring): 61 kNOK/m
 - Gjennomsnittlig avviksfaktor: 1,65
 - Kostnad per brønn: $668/4 + (\text{reservoardybde}) \cdot (\text{boringskostnad}) \cdot (\text{gjennomsnittlig avviksfaktor})/1000$
 - Total brønnekostnad: $(\text{antall brønner}) \cdot (\text{kostnad per brønn})$
- Rørledning
 - Rørledning og kontrollkabel: 26 MNOK/km
 - Mobilisering og demobilisering: 529 MNOK
 - Total rørledningskostnad: $(\text{tilknytningsdistanse}) \cdot (\text{kostnad per km}) + (\text{mobilisering og demobilisering})$
- Havbunnsramme
 - Kostnad: 175 MNOK/brønn
 - Total havbunnsrammekostnad: $(\text{kostnad}) \cdot (\text{antall brønner})$
- Plattformmodifikasjoner
 - Referansekostnad: 488 MNOK

OPEX

- OPEX/år som % av CAPEX: 2%
- OPEX/år: $(\text{CAPEX}) \cdot (\text{prosent av CAPEX})$

Fjerning

- P&A per brønn: 135 MNOK
- Total P&A: $(\text{P\&A per brønn}) \cdot (\text{antall brønner})$
- Kostnad fasiliteter: $(\text{CAPEX rørledning}) + (\text{CAPEX havbunnsramme})$
- Kostnadsfaktor: 11%
- Fjerningskostnad: $(\text{kost fasiliteter}) \cdot (\text{kostfaktor})$
- Totale fjerningskostnader: $(\text{Total P\&A}) + (\text{fjerningskostnad})$

Miljøtariffer

- CO₂ kostnad: 500 NOK/tonn CO₂
- NO_x kostnad: 30 NOK/kg NO_x

3.2.5 Kostnader utover hovedfeltets levetid

3.2.5.1 Driftskostnader

Så lenge F1 produserer, vil feltet selv bære driftskostnadene på P1. Etter at feltet slutter å produsere må derimot driftskostnadene bæres av de som bruker plattformen videre. Som en forenkling er 3% av CAPEX beregnet som årlige driftskostnader (OD, 2018).

Fra RNB-filene er den totale investeringskostnaden for P1 gjennom hele livstiden gitt som ca. 38 GNOK-18 (OD, 2018b). De årlige driftskostnadene, inkludert kostnadsjustering, blir dermed 1360 MNOK-18 per år etter hovedfeltet slutter å produsere.

3.2.5.2 Plattformmodifikasjoner

For å kunne bruke innretningen videre etter F1s økonomiske levetid, må visse modifikasjoner gjøres rede for. Flere av utfallene krever en balkong som gir flere oppkoblingsmuligheter til oppkobling av stigerør. Det er også behov for flere modifikasjoner for å opprettholde plattformens tekniske levetid. Oppgaven tar utgangspunkt i en studie hvor det ble kartlagt nødvendige modifikasjoner og tilhørende kostnader, for en lignende plattform (OD, 2018a). Basert på diskusjon med en feltutvikler på OD, er kun modifikasjoner som er relevante for P1 tatt med. Modifikasjonskostnadene er tilpasset størrelsen på P1.

Tabell A.14 viser en oversikt over drifts- og modifikasjonskostnadene, og hvilke år de kommer.

3.2.6 Letekostnader

Letekostnadene er vanskelige å forutse og kan være svært varierende, da man ikke vet hvor mange brønner som må bores før det eventuelt blir gjort et funn. I følge OD er antall letebrønner før funn i snitt fem brønner, men det kan like gjerne være både flere og færre (OD, 2018). Det antas derfor at forekomstene allerede er funnet, før en utbyggingsløsning blir foreslått. Letekostnadene vurderes derfor som «sunk cost» og tas ikke med i lønnsomhetsberegningene. «Sunk cost» defineres som en kostnad som allerede er utført og som man ikke kan få tilbake. Denne kostnaden skal derfor ikke påvirke prosjektbeslutninger, ettersom den vil være lik uavhengig av om operatørene velger å gjennomføre prosjektet eller ikke (Investopedia, 2018).

3.2.7 Petroleumsskatt

Som beskrevet i kapittel 2.3.2 skal petroleumsskattesystemet i Norge fungere nøytralt på den måten at prosjekter som er lønnsomme før skatt skal være lønnsomme etter skatt. (Norskpetroleum, 2018c). Likevel kan graden av lønnsomhet variere før og etter skatt. Ved skatteberegningene antas det at selskapene samarbeider, men det blir ikke vurdert hvordan de samarbeider. I beregningene ser man derfor på samordningene som et stort prosjekt, der et selskap eier alt, for å kunne beregne prosjektøkonomien før og etter skatt som en helhet.

Ved beregning av skatt antas det at selskapet er i skatteposisjon. Det betyr at de får fradrag fra første investeringsår, fordi de også har inntekt fra andre prosjekter. Skatten fordeles slik at man årlig betaler halvparten fra foregående år og halvparten fra inneværende år pga. terminbetalinger. Avskrivninger og friinntekt beregnes derfor som beskrevet i kapittel 2.3.2 fra første investeringsår. Skatteberegningene utføres i nominell kroneverdi. Det antas en kronejustering på 2% per år. For å beregne ny NNV blir kontantstrømmen deretter stilt tilbake til 2018-verdi.

Skatteberegningene i kapittel 5.6 er satt opp på følgende måte (Norskpetroleum, 2018c):

Driftsinntekter
- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over 6 år)
- Nedstengingskostnader
- Miljø- og tariffkostnader
<hr/>
= Ordinært skattegrunnlag (23%)
<hr/>
- Friinntekt (5,3 % av investeringer over 4 år)
<hr/>
= Særskattegrunnlag (55%)
<hr/>

I skatteberegningene blir balkongkostnaden tatt med som en del av investeringene. Driftskostnadene på P1 og de livsforlengende modifikasjonene er tatt med som driftskostnader for prosjektet.

3.3 Tekniske forutsetninger

3.3.1 Tredjepartstilknytninger

Flere av feltene har uttrykt at de er åpne for tredjepartstilknytninger, og det antas derfor at de resterende feltene også er åpne for dette.

3.3.2 Produksjonsrør

På bakgrunn av bruk av konvensjonell teknologi, brukes en radius på 50 km fra P1 for utvelgelse av nærliggende forekomster i oppgaven. Infrastrukturen til de foreslåtte utbyggingsløsningene for funnutfallene (kapittel 5.1) legges også opp med en maksimal total rørlengde på 50km.

3.3.3 Flerfasestrømning

Flerfasestrømningen i produksjonsrør vil være avhengig av den kjemiske komposisjonen i brønnstrøm og produksjonsrør. Det antas derfor at den kjemiske komposisjonen fra de nye forekomstene stemmer overens med produksjonsstrøm fra allerede produserende felt.

3.3.4 PVT

Tilknytning av brønnstrøm til produksjonsrør vil være avhengig av trykket i brønnstrømmen og i produksjonsrøret. Det antas derfor at trykket i reservoarene til forekomstene stemmer overens med trykket i produksjonsstrømmen fra allerede produserende felt. Det vil være viktig for at produksjonen fra nye forekomster ikke skal overkjøre produksjonen fra produserende felt. Seriene med havbunnsrammer settes derfor opp med hensyn på at de største forekomstene som har høyere produksjonsrater produseres først.

3.3.5 Kapasitet i rørledninger

Det antas at det er ledig kapasitet i rørledningene til tilknytningsmulighetene. Forenklingen er gjort med antagelsen om at dersom det er ledig kapasitet på plattform vil det være ledig kapasitet i rør som går inn til plattform.

3.3.6 Kontrollkabel

Responstiden som nevnes i kapittel 2.2.2.3 har en stor effekt på påliteligheten og sikkerhetsvurderingen av produksjon av olje og gass, som anses som miljøkritiske operasjoner. Det er responstiden som begrenser antall brønner som kan bruke samme kontrollkabel (Odland, 2013, s. 68). I denne oppgaven antas det at det brukes kontrollkabel av typisk design, som er

beregnet for tolv brønner. Kontrollkabel vil kunne designes med en kapasitet til mer enn tolv, men da med høyere kostnader (OD, 2018).

Ved kartleggingen av mulige utbyggingsløsninger, er kontrollkabel i området en begrensende faktor. Antall brønner per forekomst estimeres i MERA, og brukes aktivt i kartleggingen av mulige utbyggingsløsninger og vurdering av behovet for ekstra oppkoblingsmuligheter på P1.

3.3.7 Balkong

På plattformdekket er det begrenset antall plasser til oppkobling av stigerør. I utfall 3 og 4 (som fremstilles i kapittel 5.1) har de foreslåtte utbyggingsløsningene behov for en balkong på P1 som øker plassene til oppkobling av stigerør til produksjonsrør og kontrollkabler. Utfall 3 trenger en balkong fordi forekomstene knyttes direkte til P1. Balkongen vil da brukes både til produksjonsrør og kontrollkabel. Utfall 4, som tilknyttes en havbunnsinnretning, trenger en balkong pga. behovet for to nye kontrollkabler ut til forekomstene. Forekomstene er av en slik størrelse at estimert behov for antall brønner overstiger tilgjengelig kapasitet i tilstedeværende kontrollkabel.

3.4 Usikkerhet

Oppgaven undersøker muligheter for samordnede utbygginger i et modent område, og undersøker et spesielt område på norsk sokkel. De økonomiske forutsetningene baserer seg på en gitt prisprognose og kostnadsjustering. I tillegg brukes erfaringstall og gjennomsnittsverdier for det spesifikke området. Ved å bruke gjennomsnittsverdier og prisprognoser vil man ikke få eksakte lønnsomhetsverdier, men man kan få en indikasjon på om prosjektene vil være lønnsomme eller ikke. I tillegg baseres utbyggingsløsningene på flere tekniske antakelser. En av de mest kritiske antakelsene gjelder reservoar- og fluidegenskaper. Faktiske reservoaregenskaper til forekomstene er ukjent før det eventuelt blir gjort et funn. De tekniske aspektene som kan påvirkes av reservoaregenskapene er derfor sett vekk fra i oppgaven.

Ettersom oppgaven går over i flere kompliserte disipliner er det nødvendig å gjøre forenklinger og antakelser. Det vil derfor være en usikkerhet ved resultatene fremvist i oppgaven.

4. Mulige tredjepartstilknytninger til P1

P1 har utfordringer knyttet til fallende produksjon og økende enhetskostnader. Ved at flere felt tar i bruk morplattformen kan enhetskostnadene reduseres, som gir mulighet for at flere kan produseres lønnsomt på plattformen. Ved samordninger kan forekomster med marginal lønnsomhet bli billigere å bygge ut og drifte, noe som gir større insentiver til selskapene for å bygge dem ut. Sammen kan dette føre til at en større andel av ressursene i området kan komme i produksjon. Tredjepartstilknytninger er derfor svært aktuelt, og infrastrukturen kan da utnyttes for å bygge ut nye forekomster. Dette blir beskrevet nærmere i kapittel 5.

I TFO-2017 ble flere lisenser delt ut i P1-området og ellers på norsk sokkel enn noen gang før. Av de 75 utvinningstillatelsene vist i tabell 4.1, er 22 tilleggsareal til eksisterende utvinningstillatelser. Antall utvinningstillatelser som ble tatt imot av selskapene viser at det er meget stor interesse for leting i modne områder (OD, 2018e).

Tabell 4.1 - Tilbud om utvinningstillatelser i TFO-2017

Område	Antall tildelinger
Nordsjøen	45
Norskehavet	22
Barentshavet	8
Sum	75

4.1 Områdestudie OD

Opgaven tar utgangspunkt i en områdestudie utført av OD. Oppgaven vil jobbe videre med og undersøke noen av elementene OD anså som mest interessante. Det er ønskelig at arbeidet skal støtte opp om en intern videreføring til andre lignende prosjekter.

Målet med arbeidet til OD var å studere ressurspotensialet i området, i tillegg til å belyse fordelene med tilknytning av marginale forekomster til eksisterende innretninger iht. økonomisk levetid og ressursutnyttelse. På grunn av knapphet på tid, var fokuset deres på anomalier og prospekter med relativt høy funnsannsynlighet. Tre prospekter og fire prospektmuligheter ble evaluert. Prospektene ble undersøkt uavhengig av hverandre, og ble antatt utbygd med havbunnsrammer tilknyttet en uavhengig morplattform (OD, 2018a).

4.1.1 Resultater og forbedringspotensialer

Flere forekomster med potensielt utvinnbare volumer får en lønnsom produksjon ved tilknytning til en morplattform. Flere funn kan også bidra til å forlenge levetiden til morplattformen dersom de påvises og kommer i produksjon før enhetskostnadene på morplattformen blir for høye. Flere forekomster kan bidra til reduserte enhetskostnader (OD, 2018a).

Analysen bør utvides med sensitiviteter på enhetskostnader, oljepris, kalkulasjonsrente, o.l. Andre muligheter som kan gi grunnlag for videreutvikling av analysen er bedre teknologi, bedre samordning og større funn som kan bære en større andel av kostnadene (OD, 2018a).

4.1.2 Videreutvikling av analysen

På grunnlag av resultatene og forbedringspotensialene som kom frem i områdestudien, inkluderer og fokuserer oppgaven på følgende punkter:

- En utvidet prospektdatabase med radius på 50 km ut fra P1.
- Lønnsomhet ved en samordnet utbygging av marginalt lønnsomme forekomster
- Estimerte drifts- og modifikasjonskostnader for P1.
- Sensitivitetsanalyser for å undersøke sårbarheten til utbyggingsløsningene for ulike samordninger.
- Geologiske estimater fra de interne faktasidene til OD

4.2 Videreføring av områdestudien

Delkapittel 4.2.1 til 4.2.5 viser utvelgelsesprosessen for funn og prospekter inkludert i oppgaven, og hvordan disse blir arbeidet med videre. Forholdene i området med tanke på tilknytningsmuligheter og tilgjengelig kapasitet på P1 beskrives også nærmere.

4.2.1 Utvelgelse av funn og prospekter

Utvelgelsen av aktuelle funn og prospekter er basert på utvelgelseskriteriene i tabell 4.2.

Tabell 4.2 - Utvalgskriterier og aktuelle funn og prospekter

Utvalgskriterier	Krav
Avstand fra P1 (maksimum)	50 km
Ressursmengde havbunnsramme (minimum)	
Olje [MSm ³]	2
Gass [GSm ³]	5
Ressursmengde avviksbrønn (minimum)	
Olje [MSm ³]	0,9
Gass [GSm ³]	2
Funn	
Ressursklasse	RK7, RK5, RK4

Funn som allerede er planlagt inn til andre produserende plattformer, er ansett som ikke aktuelle for oppgaven. Dette bestemmes for å fremstille et mer realistisk bilde av området. Det samme gjelder for prospekter der prospekter med en bedre beliggenhet til andre innretninger er sett vekk fra.

Minste ressursmengde for havbunnsrammer og avviksbrønner baseres på en analyse utført av OD. Minste økonomiske mengde (MøM) ble beregnet for å ha en lønnsom utbygging av en forekomst, ved en gitt olje- og gasspris, i området P1 ligger i. Olje- og gassprisene som ble brukt i denne analysen gjenspeiler prisprognosen for olje og gass som brukes i oppgaven. Dersom forutsetningene endres, vil også MøM endres, og grensene er derfor ikke absolutte. Analysen brukes som utgangspunkt for utvelgelsen av funn og prospekter (OD, 2018a).

4.2.1.1 Prospekter

Prospektene som vurderes kommer fra ODs interne database, der prospektene er kartlagt av oljeindustrien og OD. Basert på utvelgelseskriteriene i tabell 4.2, er det 21 aktuelle prospekter i området, fra 121 mulige. De aktuelle prospektene er vist i tabell 4.3. Tabellen viser at det totalt er ni gassprospekter og tolv oljeprospekter. Størrelse på antatt utvinnbar ressursmengde, funnsannsynlighet og utbyggingsløsning er også presentert.

Tabell 4.3 - Aktuelle prospekter (P50)

Arbeidsnavn	Hovedfase	Olje [MSm ³]	Gass [GSm ³]	o. e. ¹⁾ [MSm ³]	P(Funn)	Løsning
A	Gass	1,7	5,3	7	0,04	Havbunnsramme
B	Olje	7,55	2,5	10,05	0,3	Havbunnsramme
C	Olje	2	0	2	0,24	Havbunnsramme
D	Olje	1,7	0	1,7	0,49	Avviksbrønn
E	Olje	1,23	0,53	1,76	0,81	Avviksbrønn
F	Olje	3,547	0,696	4,243	0,102	Havbunnsramme
G	Gass	1,2	4	5,2	0,28	Havbunnsramme
H	Gass	0,5	1,6	2,1	0,24	Avviksbrønn
J	Gass	1,15	4,26	5,41	0,28	Havbunnsramme
K	Olje	3,2	1,06	4,26	0,3	Havbunnsramme
L	Gass	2,23	13,97	16,2	0,16	Havbunnsramme
M	Gass	2,58	5,32	7,9	0,19	Havbunnsramme
N	Gass	0,574	5,807	6,381	0,382	Havbunnsramme
O	Olje	9,86	1,73	11,59	0,14	Havbunnsramme
P	Gass	0,631	6,304	6,935	0,21	Havbunnsramme
Q	Olje	9,4	1,91	11,31	0,17	Havbunnsramme
R	Olje	10,2	2,5	12,7	0,23	Havbunnsramme
S	Olje	17,7	3,27	20,97	0,16	Havbunnsramme
T	Olje	3,65	0,67	4,32	0,17	Havbunnsramme
V	Olje	3,19	0,89	4,08	0,22	Havbunnsramme
Y	Gass	1,6	1,6	3,2	0,5	Avviksbrønn

¹⁾ Omgjøring til oljeekvivalenter (OD, 2018f)

$$1 \text{ Sm}^3 \text{ olje} = 1,0 \text{ Sm}^3 \text{ o. e.}$$

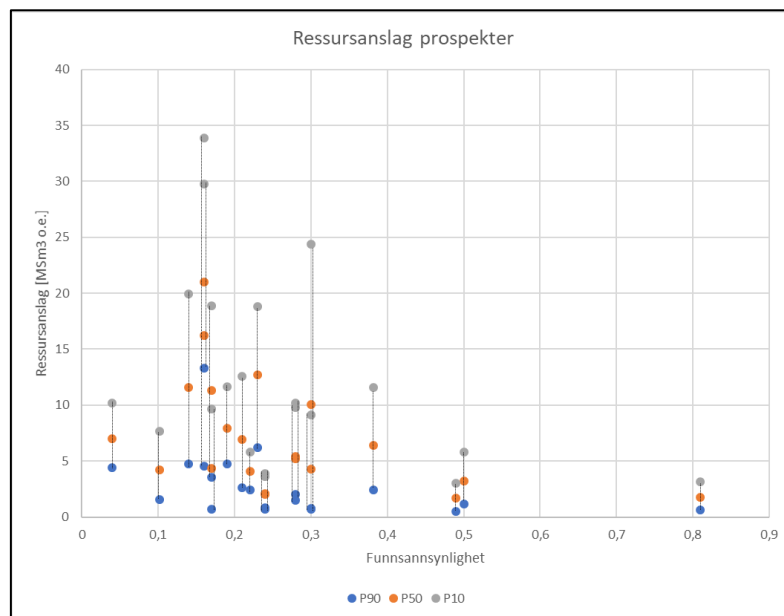
$$1000 \text{ Sm}^3 \text{ gass} = 1,0 \text{ Sm}^3 \text{ o. e.}$$

Prospekter som er blitt tilgjengelig i ODs database etter 01.03.2018 er ikke inkludert i oppgaven. Ettersom prospektene videre betraktes som funn, blir de herfra omtalt som forekomster da det ikke er korrekt å uttale seg om prospekter som bygges ut eller produseres.

Valg av utbyggingsløsning for hver enkelt forekomst baserer seg på MØM-analysen i kapittel 4.2.1. For forekomster som har vært helt på grensen til kravet om ressursmengde for å bli utbygd med havbunnsramme, både for olje og gass, er det undersøkt om forekomsten kan produseres lønnsomt ved denne utbyggingen ved hjelp av modelleringsverktøyet MERA. Hvis ja, er denne utbyggingsløsningen (havbunnsramme) valgt. Dette gjelder for forekomst G som har olje- og gassreserver på henholdsvis 1,2 MSm³ og 4 GSm³.

4.2.2 Ressursanslag

Figur 4.1 viser en oversikt over de estimerte ressursanslagene for forekomstene inkludert i analysen. P10-, P50- og P90-estimatene er presentert for å vise spennet av mulige ressurser i området. Ressursestimatene er plottet mot funnsannsynligheten. Fra figuren er det tydelig at de fleste forekomstene har relativt små volumer og lav funnsannsynlighet.



Figur 4.1 - Ressursanslag forekomster

Seks forekomster mangler ressursestimat for P10- og P90-volumer. Disse volumene blir derfor beregnet ut fra det gjennomsnittlige forholdet mellom P90-, P50- og P10-volumene, basert på de resterende femten forekomstene. Beregningene er fremstilt i tabell 4.4.

Tabell 4.4 - Beregning av P90 og P10 volumer

Olje: P90	Olje: P10	Gass: P90	Gass: P10
$0,3584 \cdot P50$	$1,8027 \cdot P50$	$0,3820 \cdot P50$	$1,8129 \cdot P50$

Videre i analysen er fokuset på P50-volumene, da dette representerer basisvolumene. Likevel er det viktig å poengtere at ressursene både kan være større eller mindre enn P50-estimatene dersom det blir gjort et funn.

4.2.3 Sammenstilling av forekomster

Enkelte av forekomstene har for små estimerte ressurser til å støtte opp om en utbygging av en egen havbunnsramme, men store nok for en avviksbrønn. Disse forekomstene må derfor ha en nærliggende havbunnsramme for å kunne utbygges. Slik infrastrukturen er i området, ligger noen av forekomstene for langt borte fra eksisterende infrastruktur til å kunne bores fra havbunnsrammene. Dette gjelder for forekomstene som fremstilles i tabell 4.5. Ved planlegging av infrastrukturen til utbyggingsløsningene settes en grense for avviksbrønn på 5 km i luftavstand fra nærmeste havbunnsramme (OD, 2018).

Tabell 4.5 - Forekomster som kan/bør bli utbygd sammen

Forekomster	Kommentar
C + D	D har for små estimerte ressurser til å støtte opp om en utbygging av en egen havbunnsramme. I luftavstand ligger forekomsten 3 km fra C. En avviksbrønn fra C er derfor vurdert som en utbyggingsmulighet.
G + H	H og G ligger i samme geografiske område, men i to ulike stenlag. H har for små estimerte ressurser til å støtte opp om en utbygging av en egen havbunnsramme, mens G blir vurdert som akkurat stor nok til en havbunnsramme. En avviksbrønn fra G er derfor vurdert som en utbyggingsmulighet for H.

4.2.4 Mulig produksjonsstart

Som beskrevet i kapittel 2.1.4 vil hver lisens i utgangspunktet være tilknyttet et arbeidsprogram. Antatt mulig produksjonsstart for forekomstene inkludert i oppgaven er basert på arbeidsprogrammene i tilhørende lisens. Tiden fra innlevert PUD til produksjonsstart kan ta opptil 3 år for store funn. Siden forekomstene i oppgaven har relativt små volumer som krever mindre utbygginger, er tiden redusert til 2 år (OD, 2018). For forekomstene som enten ikke

ligger i en lisens eller ligger i en lisens uten arbeidsprogram, er gjennomsnittlig ledetid som beskrevet i kapittel 2.1.4.1 gjeldende. I utgangspunktet vil da ledetiden for en forekomst nær infrastruktur være på ca. 8 år for en havbunnstilknytning. For avviksbrønner som bygges ut og produseres fra en eksisterende havbunnsinnretning, vil ledetiden reduseres til ca. 7 år. En total oversikt over antatt mulig produksjonsstart er fremvist i tabell 4.6. Tilknytningsrekkefølgen i kapittel 5 avhenger av antatt mulig produksjonsstart.

Tabell 4.6 - Arbeidsprogram lisenser

Forekomst	Antatt mulig produksjonsstart [år]	Forekomst	Antatt mulig produksjonsstart [år]
A	4	M	2 (3) ²⁾
B	4	N	2 (3) ²⁾
C	3	O	5
D	3	P	4
E	3	Q	5
F	4	R	5
G	6	S	2 (4) ³⁾
H	6	T	6
J	4	V	2 (3) ²⁾
K	4	Y	3
L	5		

²⁾ I år 2 er det ikke ledig gasskapasitet på P1, og forekomstene får dermed tidligst mulig produksjonsstart utsatt til år 3. År 3 brukes videre som antatt mulig produksjonsstart for forekomst M, N og V.

³⁾ Produksjonsraten til S er høyere enn tilgjengelig kapasitet på P1 i år 2 og 3. År 4 brukes videre som antatt mulig produksjonsstart for forekomst S.

4.2.5 Infrastruktur og produksjonskapasitet

Produksjonskapasitet og hvordan infrastrukturen legges opp, er avgjørende faktorer for tilknytningstidspunkt til P1. Disse faktorene påvirker de totale produksjonsprofilene ved samordningene, som videre påvirker lønnsomheten ved utfallene.

4.2.5.1 Tilgjengelig infrastruktur i P1-området

P1-området har seks tilgjengelige innretninger for tilknytning av en tredjepart. Disse inkluderer en plattform og fem havbunnsrammer. Tilgjengelige innretninger beskrives i tabell 4.7.

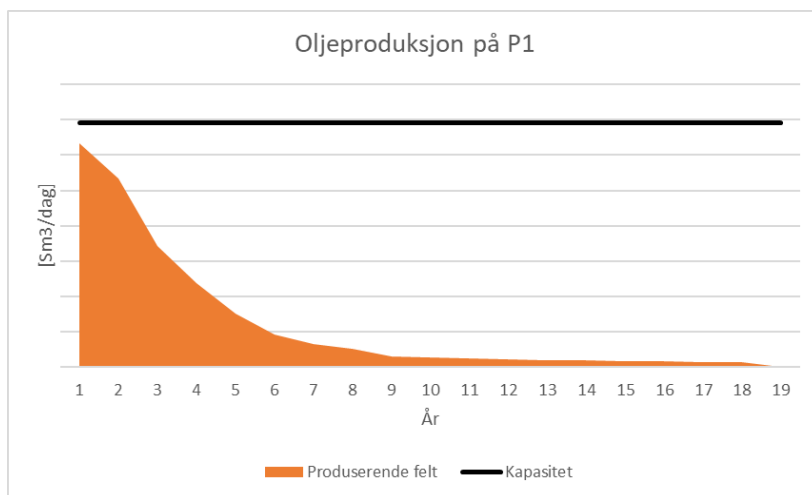
Tabell 4.7 - Oversikt over tilgjengelige innretninger i P1-området

Innretning	Type tilknytningsmulighet
P1	<ul style="list-style-type: none">- Én mulig oppkoblingsmulighet på plattform- Ledig areal- og vektkapasitet til utbygging av balkong med flere oppkoblingsmuligheter
H2	<ul style="list-style-type: none">- Mulighet for oppkobling av havbunnsrammer, gitt oppkobling av ny kontrollkabel
H3	<ul style="list-style-type: none">- Mulighet for oppkobling av havbunnsrammer, gitt oppkobling av ny kontrollkabel
H4	<ul style="list-style-type: none">- Mulighet for oppkobling av havbunnsrammer, gitt oppkobling av ny kontrollkabel- Mulighet for boring av avviksbrønn
H5	<ul style="list-style-type: none">- Mulighet for boring av avviksbrønn
H6	<ul style="list-style-type: none">- Mulighet for oppkobling av to havbunnsrammer

4.2.5.2 Kapasitet

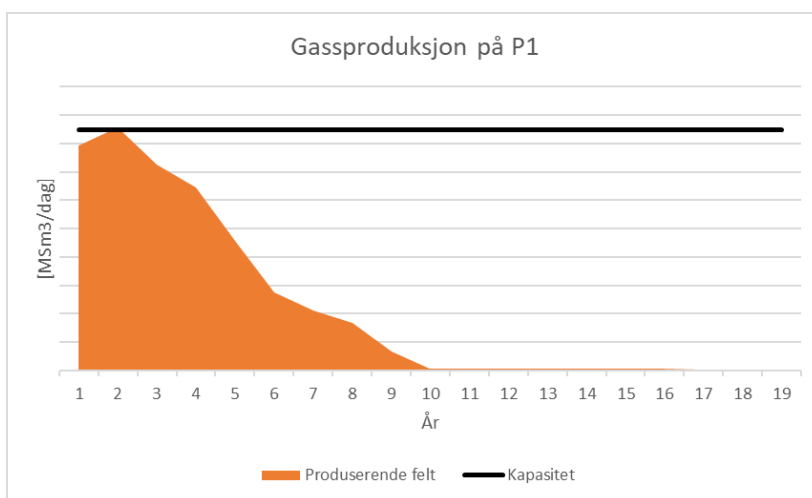
Hovedfeltet tilknyttet P1 vil produsere frem til rundt år 5, mens de resterende produserende feltene forventes å produsere til rundt år 9. Dette blir da P1s nye økonomiske levetid. Feltene har en lang haleproduksjon, men må stoppes da produksjonen blant annet ikke lenger er lønnsom grunnet høye enhetskostnader.

Tilgjengelig produksjonskapasitet skiller mellom olje og gass, og tilknytningstidspunkt for nye forekomster må tilpasses disse grensene. Figur 4.2 og 4.3 viser samlet forventet olje- og gassproduksjon for produserende felt på P1. Størrelsen på olje- og gasskapasiteten er sensurert fra figurene (ref. forord). Dette gjelder også figurene i kapittel 5.1-5.4.



Figur 4.2 - Oljeproduksjon av produserende og planlagte felt

Figur 4.2 viser at oljeproduksjon på P1 er synkende fra år 1 og at det er mye ledig kapasitet i årene fremover. Produksjonskurven er bratt minkende og det vil derfor være mye ledig kapasitet i årene etter år 2.

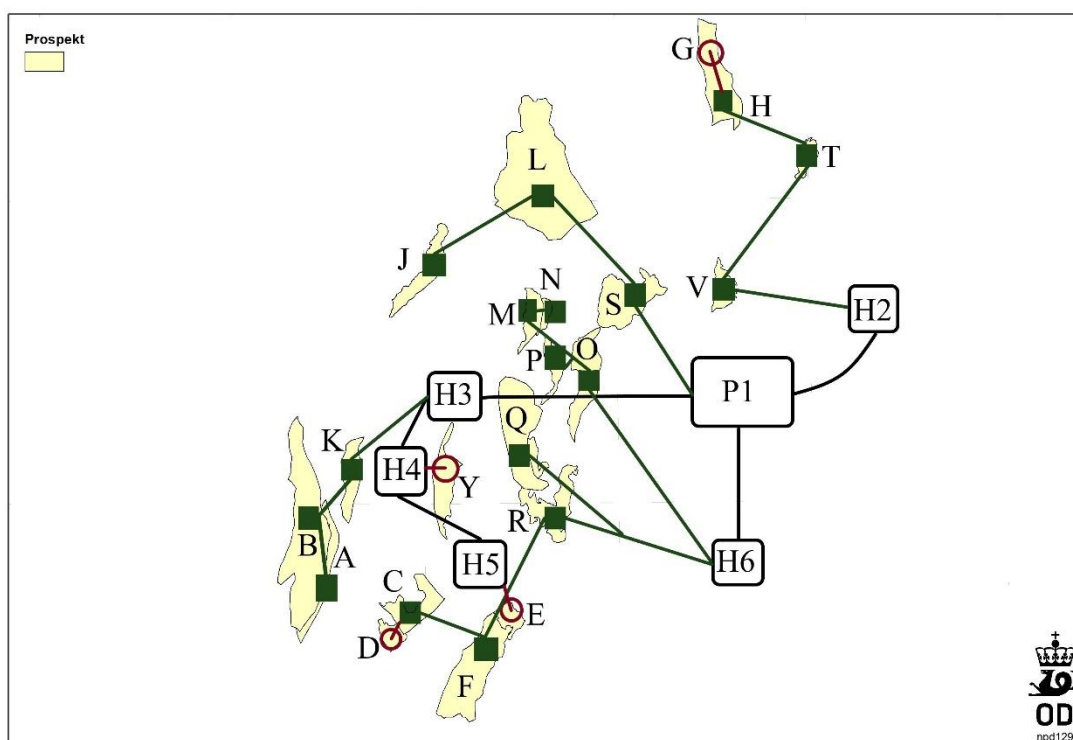


Figur 4.3 - Gassproduksjon fra produserende og planlagte felt

Figur 4.3 viser gassproduksjon for produserende felt på P1. Gassproduksjonen når et maksimum i år 2 og minker etter dette. Fra figurene er det tydelig at det er en høyere utnyttelse av gasskapasiteten enn oljekapasiteten på P1, og man må derfor vente lengre på ledig kapasitet for å tilknytte funn med større mengder gass enn olje. I år 2 er kapasitetsutnyttelsen for gassproduksjonen på den øvre grensen satt for denne oppgaven. Alle forekomstene som kan starte produksjonen i år 2 (tabell 4.6) har både olje- og gassressurser (tabell 4.3). Dermed kan ingen nye forekomster produsere på P1 før i år 3.

4.3 Ressurspotensial – Total utbyggingsløsning

For å undersøke hvilke forekomster som bør samordnes, presenteres en total utbyggingsløsning som tilrettelegger for at det skal være mulig for alle forekomstene å tilknyttes og produseres på P1. Løsningen tar utgangspunkt i at alle forekomstene blir funnet. Dette er urealistisk, men blir gjort for å gi en indikasjon på hvilke verdier som potensielt kan finnes i området. Løsningen er illustrert i figur 4.4.



Figur 4.4 - Total utbyggingsløsning, ressurspotensial

Basert på den totale utbyggingsløsningen er forekomstene delt inn i grupper etter hvilke tilknytningsmulighetene som finnes i området. Gruppene fremstilles i tabell 4.8.

Tabell 4.8 - Ressurspotensial, gruppeinndeling og tilknytningsmulighet

Gruppe	Samordning av forekomster	Tilknytningsmulighet	Total avstand	Tilknytning / Kommentar
G1	S	15 km	15 km	J → L → S → P1 ^{4), 5)}
	L	13 km	28 km	
	J	13 km	41 km	
G2	V	12 km	26 km	H → T → V → H2 → P1 ⁴⁾ G: Avviksbrønn fra H
	T	14 km	40 km	
	G	10 km	50 km	
	H	0 km	50 km	
G3	K	13 km	41 km	A → B → K → H3 → P1 ⁴⁾
	B	8 km	49 km	
	A	3 km	52 km	
G4	Y	0 km	40 km	H4 → H3 → P1 Y: avviksbrønn fra H4
G5	E	0 km	51 km	H5 → H4 → H3 → P1 E: avviksbrønn fra G5
G6	Q	11 km	28 km	Q → H6 → P1 C → F → R → H6 → P1 ^{4), 5)} D: avviksbrønn fra C
	R	7 km	24 km	
	F	15 km	39 km	
	C	7 km	46 km	
	D	0 km	46 km	
G7	O	11 km	28 km	N → M → O → H6 → P1 ^{4), 5)} P: T-kobling til O
	P	0 km	28 km	
	M	7 km	35 km	
	N	1 km	36 km	

⁴⁾ Behov for ny kontrollkabel(er) pga. manglende kapasitet i tilstedeværende kabel

⁵⁾ Behov for balkong på P1 for flere plasser til oppkobling av stigerør

5. Utbyggingsløsninger og analyser

Mulige samordninger og utbyggingsløsninger i P1-området er basert på at aktørene i de ulike lisensene inngår et samarbeid om utbygging av forekomstene. I kapittel 5.1 blir samordningene for hvert utfall vurdert med alternative utbyggingsløsninger. De ulike løsningene undersøker mulige tilknytningsmuligheter i området. Det blir gjort noen enkle beregninger for å avgjøre hvilke utbyggingsløsninger som skal undersøkes og analyseres nærmere. I analysene og beregningene i kapittel 5.1.1 – 5.1.4 vil beste alternativ fra hvert utfall velges ut og vurderes videre i kapittel 5.2-5.6.

5.1 Muligheter for samordning

Hver forekomst har en tilknyttet funnsannsynlighet. For et område kan man derfor bruke den gjennomsnittlige funnsannsynligheten for å anslå det riskede volumet i området. Det riskede volumet tilsvarer volumet man kan forvente å finne og er produktet av det uriskede volumet og den gjennomsnittlige funnsannsynligheten (OD, 2018). For P1-området er det forventede volumet vist i tabell 5.1.

Tabell 5.1 - Forventet volum, P1-området

Sum P50- volumer [MSm ³ o. e.]	149,396
Gjennomsnittlig funnsannsynlighet	0,267
Forventet volum [MSm³ o. e.]	39,94

Hvilke forekomster som eventuelt blir funnet, er uvisst. Basert på ressurspotensialet er fire ulike utfall undersøkt, der det samlede volumet for hvert alternativ er tilnærmet lik det forventede volumet. Hvert utfall kan inkludere en eller flere serier med havbunnsrammer, i tillegg til enkeltstående utbygginger. Utfallene som undersøkes er fremstilt i tabell 5.2.

Tabell 5.2 - Funnutfall som er tilnærmet lik det forventede volumet

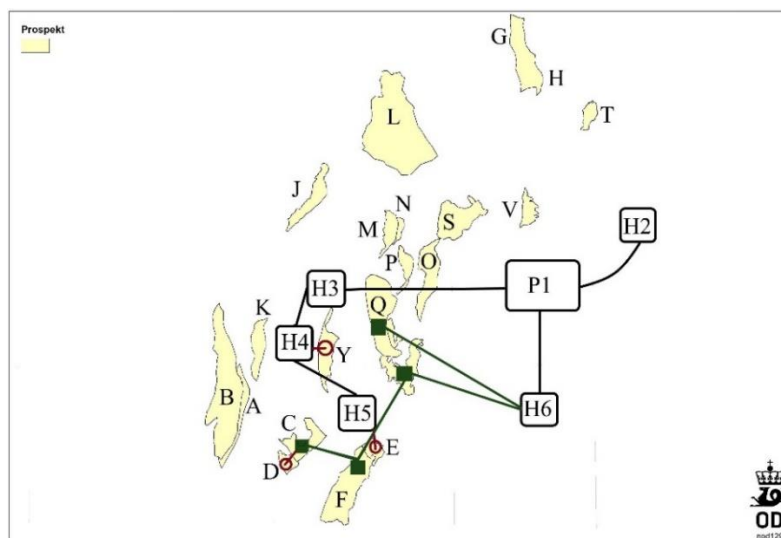
Utfall	Samordninger	Samlet volum [MSm ³ o. e.]
1	G6, G4, G5	36,91
2	G7, G4, G5	37,77
3	G1	42,58
4	G2, G3, G5	38,86

Hvert utfall ser på muligheter for samordning mellom aktuelle grupper. Gruppene er navngitt etter hvilke innretninger de kan tilknyttes basert på ressurspotensialet i kapittel 4.3. Løsningen fra den totale utbyggingsløsningen er fremstilt som alternativ A. Alternative løsninger som gir kortere total rørlengde eller tidligere produksjonsstart, er fremstilt som alternativ B og C. Tilknytningsmulighetene i alternativ B og C er vurdert uavhengig av de andre utfallene, som gir mulighet for å benytte andre tilknytningsmuligheter enn det som er fremstilt i den totale utbyggingsløsningen. Heretter vil alternativene i hvert utfall bli henvist til utfall, eksempelvis utfall 1A og 1B.

Beste alternativ velges ut fra løsningen som gir høyest NNV (7%). I denne oppgaven er en høyere NNV et resultat av lavere utbyggingskostnader og tidligere inntjening. Dette er faktorer som er viktige for marginale utbyggingsløsninger, da de er sensitive for endringer i salgpris og økte kostnader. Som beskrevet i kapittel 2.4.1 er NNV et absolutt mål på lønnsomhet, og det brukes derfor som beslutningskriteria i valget mellom alternative utbyggingsløsninger i denne oppgaven. De resterende alternativene blir ikke vurdert videre etter kapittel 5.1.

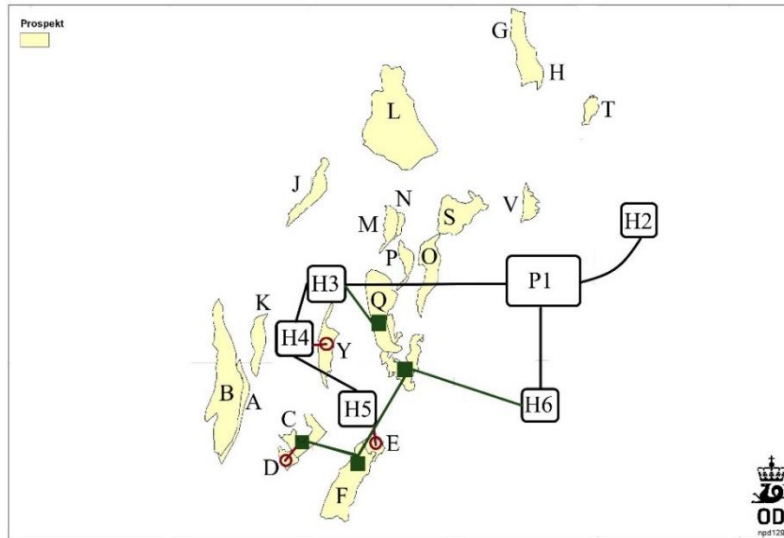
5.1.1 Utfall 1

Ved utfall 1 er to utbyggingsløsninger vurdert. Tilknytningen av forekomstene i gruppe G4 og G5 er uendret i alternativ A og B, og tilknyttes henholdsvis H4 og H5. I utfall 1A blir alle forekomstene i G6 tilknyttet H6. Figur 5.1 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.1 - Utbyggingsløsning, utfall 1A

I utfall 1B får forekomstene i G6 ny tilknytning. Forekomst Q tilknyttes H3, mens de resterende forekomstene knyttes til H6. Figur 5.2 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.2 - Utbyggingsløsning, utfall 1B

Tabell 5.3 viser at 1B får en høyere lønnsomhet og en høyere avkastning. Utbyggingen har en lavere total rørrelengde som fører til reduserte kostnader, som gjør at 1B kommer best ut i lønnsomhetsberegningene.

Tabell 5.3 - Resultat, utfall 1

Scenario 1		1A	1B	Best
NNV (7%)	Før skatt [MNOK-18]	36372	36420	1B
IRR	Før skatt [%]	71,54 %	71,80 %	1B
Balansepris (7%)	Før skatt [USD/fat]	28,74	29,04	1A

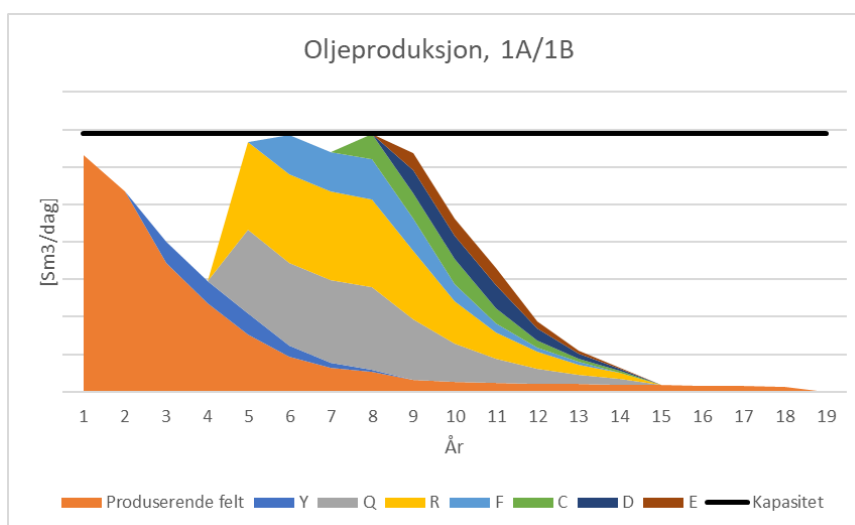
Tabell 5.4 viser at det er en differanse mellom antatt mulig produksjonsstart og første produserende år for forekomstene F, C og D i G6, som kommer lengst bak i serien av havbunnstilknytninger. Dette observeres også for forekomsten E som ligger i G5. Dette skyldes den begrensede produksjonskapasiteten på P1. Samlet bærer forekomstene drifts- og modifikasjonskostnadene til P1 frem til år 13, som er satt til siste produserende år.

Tabell 5.4 - Produksjonsstart og slutt, utfall 1

Gruppe	G6					G5	G4	Siste prod. år
Forekomst	Q	R	F	C	D	E	Y	
Mulig produksjonsstart	5	5	4	3	3	3	3	
Første produserende år								
Utfall 1A	5	5	6	8	9	9	3	13
Utfall 1B	5	5	6	8	9	9	3	13

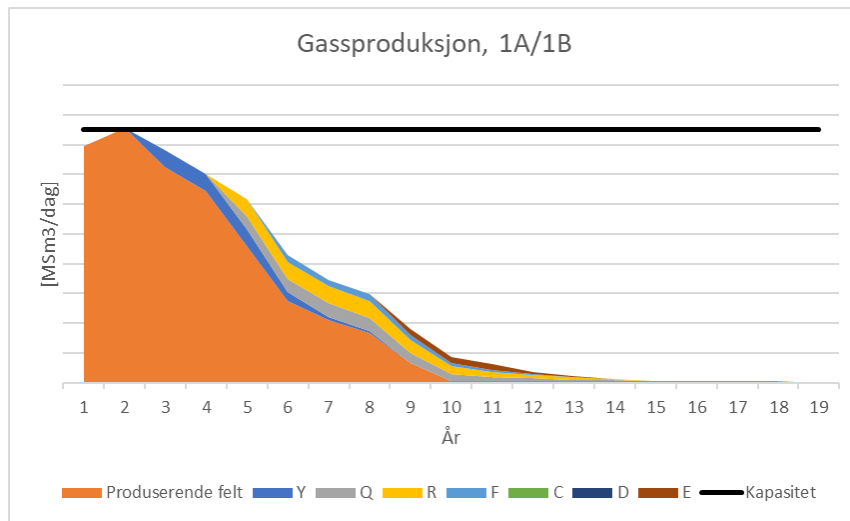
Produksjonsstart per forekomst i utfall 1A og 1B forble lik selv om forekomst Q fikk forskjellig tilknytningsmulighet. Produksjonsprofilene er derfor like. Figur 5.3 og figur 5.4 viser produksjonsprofilen for utfallene og illustrerer kapasitetsutnyttelsen. Optimal tilknytningsrekkefølge i utfall 1A og 1B er: Y, Q, R, F, C, D og E.

Figur 5.3 viser en god utnyttelse av produksjonskapasiteten for olje på P1 fra år 5-9. Større og mindre forekomster produseres parallelt i denne perioden. Etter år 9 er produksjonen og kapasitetsutnyttelsen bratt dalende.



Figur 5.3 - Oljeproduksjon, utfall 1A/1B

Figur 5.4 viser en dalende utnyttelse av produksjonskapasiteten for gass fra år 2, til tross for at nye forekomster tilknyttes.

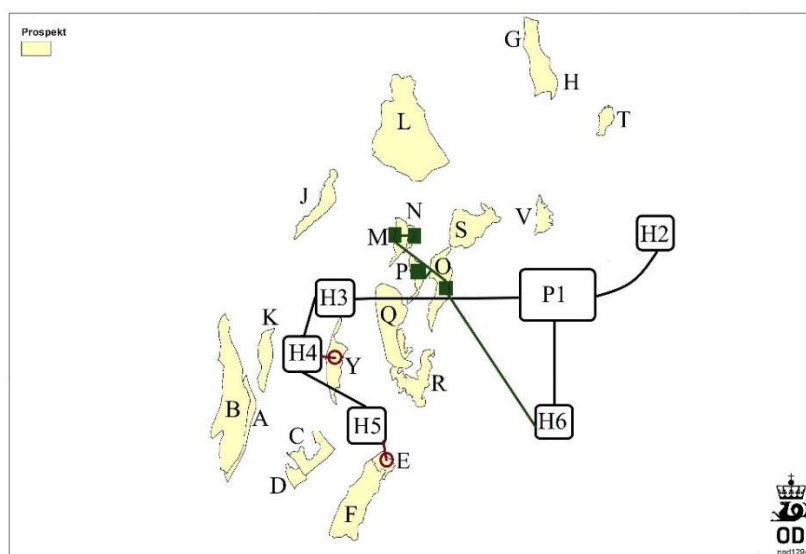


Figur 5.4 - Gassproduksjon, utfall 1A/1B

Figur 5.3 og figur 5.4 viser at forekomstene har større utnyttelse av oljekapasitet, enn gasskapasitet, og at det er oljeressursene som gjør at forekomster må vente på å tilknyttes P1.

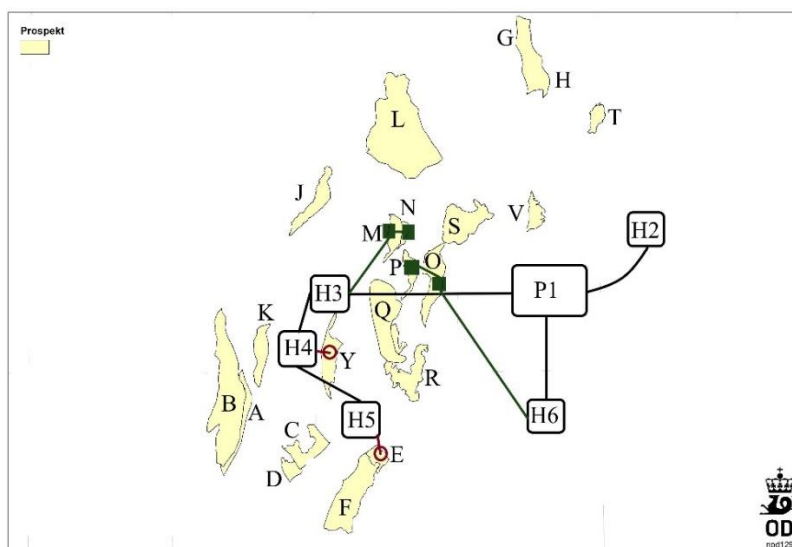
5.1.2 Utfall 2

Ved utfall 2 er tre utbyggingsløsninger vurdert. Tilknytningen av forekomstene i gruppene G4 og G5 er uendret i alternativ A, B og C, og tilknyttes henholdsvis H4 og H5. I utfall 2A blir alle forekomstene i G7 knyttet til H6. Figur 5.5 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



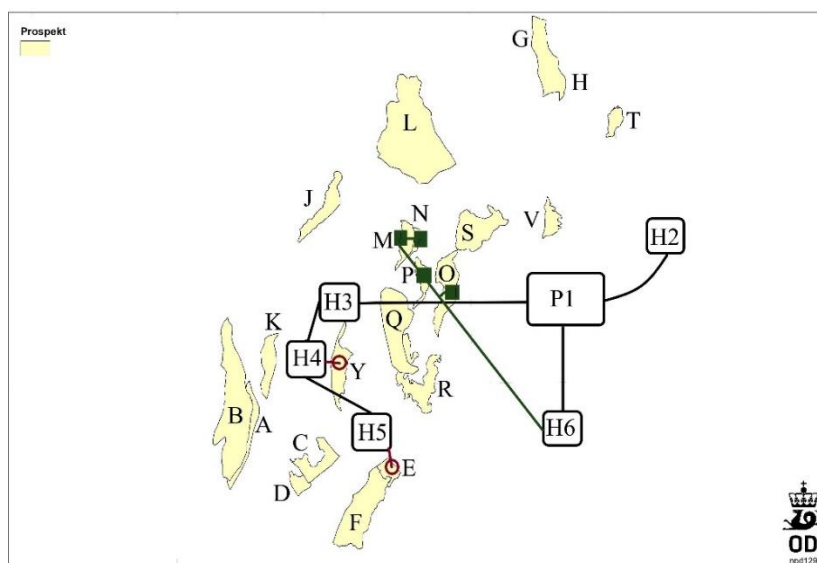
Figur 5.5 - Utbyggingsløsning, utfall 2A

I utfall 2B får forekomstene i G7 ulik tilknytning. Forekomstene M og N knyttes til H3, mens de resterende forekomstene knyttes til H6. Figur 5.6 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.6 - Utbyggingsløsning, utfall 2B

I utfall 2C blir alle forekomstene i G7 knyttet til H6 med innlagte t-koblinger. Figur 5.7 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.7 - Utbyggingsløsning, utfall 2C

Tabell 5.5 viser at 2A har høyest avkastning (IRR), mens 2C har høyest lønnsomhet og best balansepris.

Tabell 5.5 - Resultat, utfall 2

Scenario 2		2A	2B	2C	Best
NNV (7%)	Før skatt [MNOK-18]	22293	22997	23831	2C
IRR	Før skatt [%]	66,03 %	54,23 %	56,44 %	2A
Balansepris (7%)	Før skatt [USD/fat]	34,85	34,14	32,57	2C

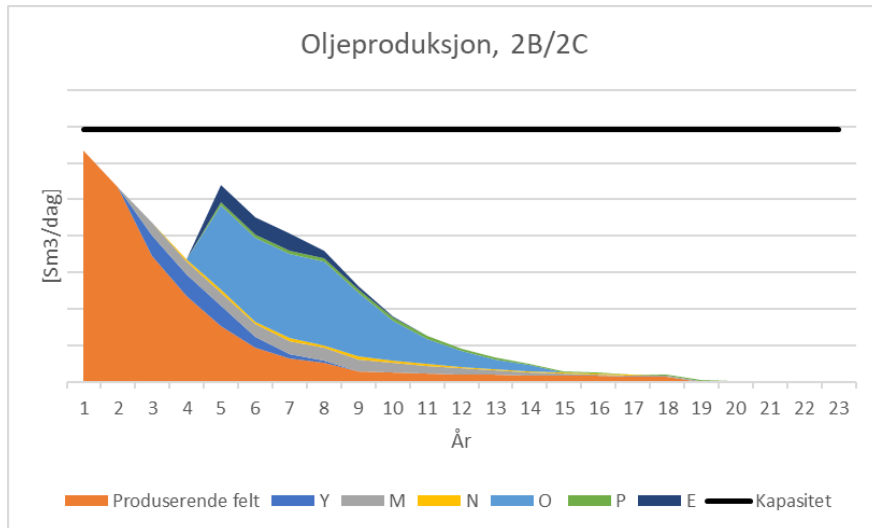
Forekomsten i G7 som ligger nærmest H6 har en senere antatt mulig produksjonsstart sammenlignet med de andre forekomstene i gruppen. Ved bruk av t-koblinger i 2C kan forekomstene som er plassert lengre borte fra H6 tilknyttes produksjonen tidligere. De slipper da å vente på produksjonsstart for forekomsten som ligger nærmest H6, slik som i utfall 2A. 2B løser også dette problemet med en delt tilknytning. Tabell 5.6 viser at forekomstene kommer tidligere i produksjon med utbyggingsløsningen i 2B og 2C, sammenlignet med 2A. Sammen bærer forekomstene i utfall 2A drifts- og modifikasjonskostnadene frem til 14, som er satt til siste produksjonsår. Utfall 2B og 2C har siste produksjonsår i år 13.

Tabell 5.6 - Produksjonsstart og -slutt, utfall 2

Gruppe	G7				G5	G4	Siste prod. år
Forekomst	O	P	M	N	E	Y	
Mulig produksjonsstart	5	4	3	2	3	3	
Første produserende år							
Utfall 2A	5	5	5	5	3	3	14
Utfall 2B	5	5	3	4	5	3	13
Utfall 2C	5	5	3	4	5	3	13

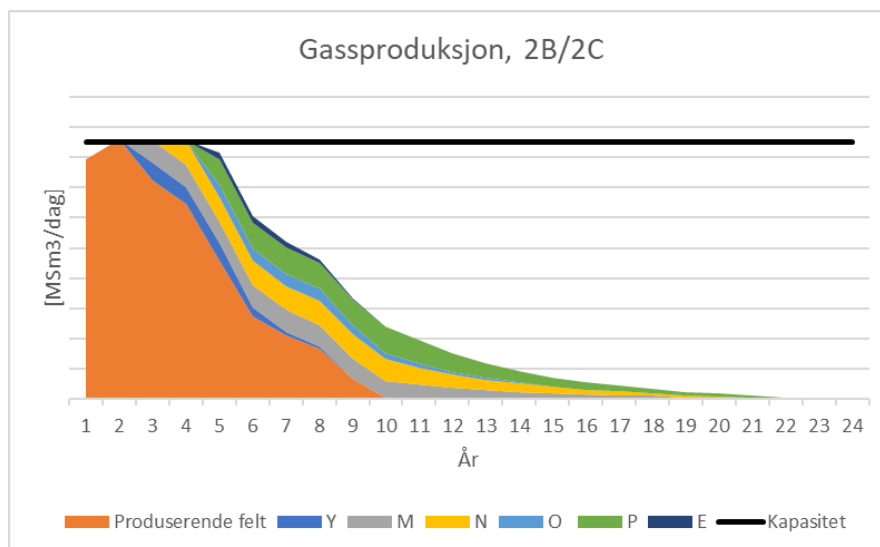
2C fikk best lønnsomhet og brukes derfor videre. 2B og 2C får lik produksjonsstart for forekomstene, men 2C har en lavere total rørlengde som fører til reduserte kostnader og en høyere lønnsomhet. Figur 5.8 og 5.9 viser produksjonsprofilen for utfall 2B/2C og illustrerer kapasitetsutnyttelsen på P1. Produksjonsprofilene for utfall 2A er vist i appendiks, figur A.1 og A.2. Optimal tilknytningsrekkefølge i utfall 2B og 2C er: Y, M, N, O, P og E.

Figur 5.8 viser et gap i utnyttelsen av oljekapasiteten fra år 2-5. En større andel av oljekapasiteten blir benyttet fra år 5-8, men det er fremdeles mye ledig.



Figur 5.8 - Oljeproduksjon, utfall 2B/2C

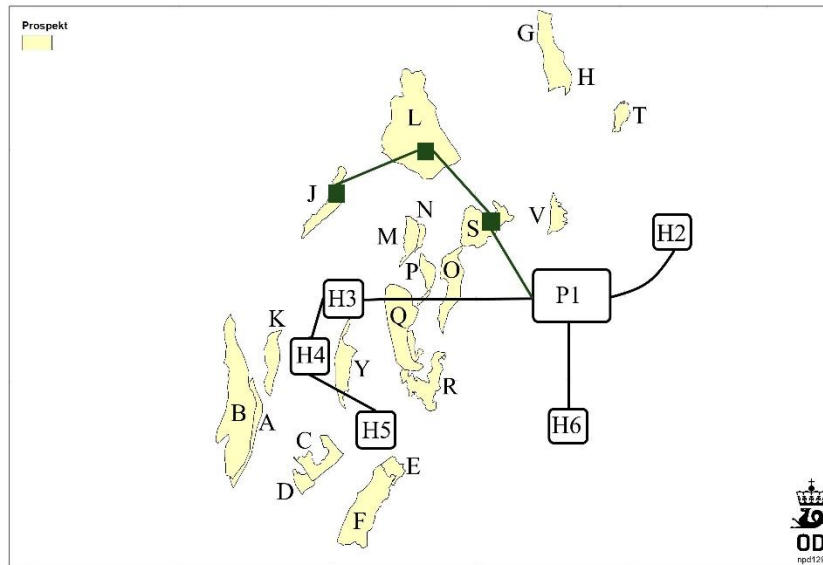
Figur 5.9 viser en god utnyttelse av produksjonskapasiteten for gass i årene 2-5. Etter år 5 er produksjonen og kapasitetsutnyttelsen bratt dalende. For utfall 2C er gasskapasiteten en begrensende faktor for tilknytningstidspunkt.



Figur 5.9 - Gassproduksjon, utfall 2B/2C

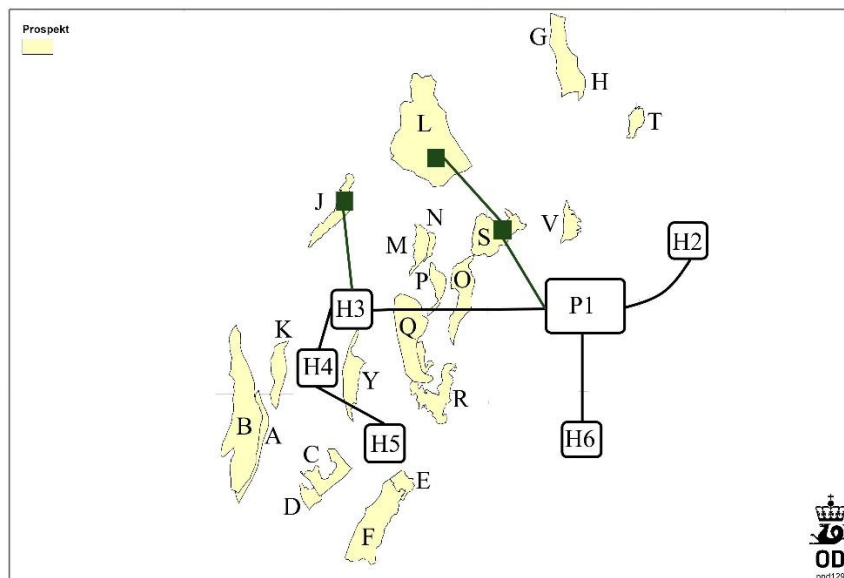
5.1.3 Utfall 3

Ved utfall 3 ble to utbyggingsløsninger vurdert, alternativ 3A og 3B. I utfall 3A blir alle forekomstene i G1 knyttet direkte til P1. Figur 5.10 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.10 - Utbyggingsløsning, utfall 3A

I utfall 3B får forekomstene i G1 ulik tilknytning. Forekomst J knyttes til H3 mens de resterende forekomstene knyttes til P1. Figur 5.11 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.11 - Utbyggingsløsning, utfall 3B

Tabell 5.7 viser at 3A får en høyere avkastning (internrente), mens utfall 3B får en høyere absolutt lønnsomhet og en bedre balansepris. Utfall 3B har en høyere lønnsomhet med en utbygging som gir en kortere total rørlengde, sammenlignet med 3A.

Tabell 5.7 - Resultat, utfall 3

Scenario 3		3A	3B	Best
NNV (7%)	Før skatt [MNOK-18]	25216	25546	3B
IRR	Før skatt [%]	43,97 %	43,58 %	3A
Balansepris (7%)	Før skatt [USD/fat]	37,58	37,33	3B

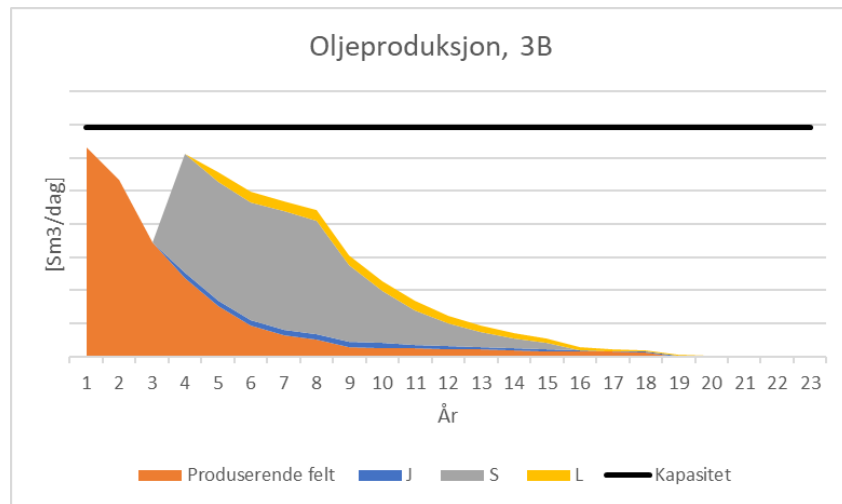
Tabell 5.8 viser at forekomstene kommer i produksjon tidligst i utfall 3B. I utfall 3A måtte J vente på at L skulle komme i produksjon, da L har en senere antatt mulig produksjonsstart. Sammen bærer forekomstene i utfall 3A og 3B drifts- og modifikasjonskostnadene frem til år 14, som er satt til siste produserende år.

Tabell 5.8 - Produksjonsstart og slutt, utfall 3

Gruppe	G1			Siste prod. år
	S	L	J	
Mulig produksjonsstart	4	5	4	
Utfall 3A	4	5	5	14
Utfall 3B	4	5	4	14

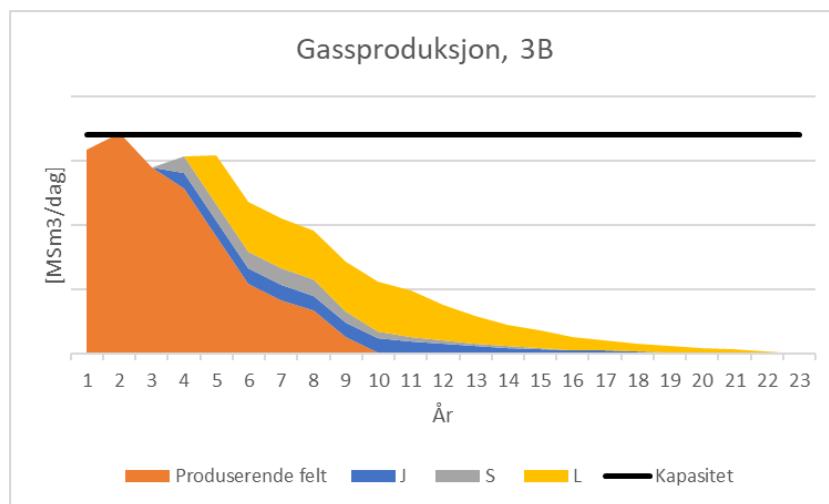
3B fikk best lønnsomhet og brukes derfor videre. Optimal tilknytningsrekkefølge av forekomstene er: J, S og L. Figur 5.12 og Figur 5.13 viser produksjonsprofil og illustrert kapasitetsutnyttelse for utfall 3B. Produksjonsprofilene for utfall 3A er vist i appendiks, figur A.3 og figur A.4.

Figur 5.12 viser at en stor andel av oljekapasiteten er utnyttet fra år 4-8. Etter år 8 er produksjonen og kapasitetsutnyttelsen bratt dalende.



Figur 5.12 - Oljeproduksjon, utfall 3B

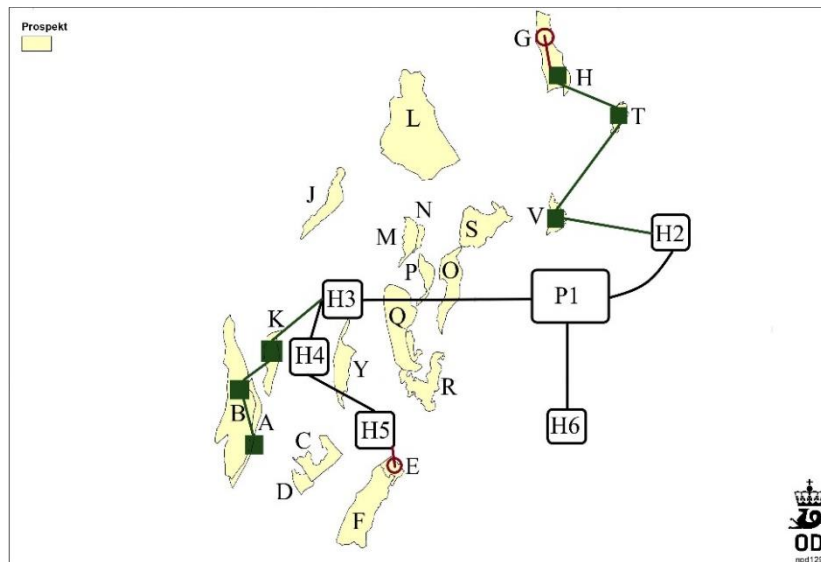
Figur 5.13 viser en god utnyttelse av produksjonskapasiteten for gass på P1 fra år 4-5. Etter år 5 er produksjonen og kapasitetsutnyttelsen bratt dalende.



Figur 5.13 - Gassproduksjon, utfall 3B

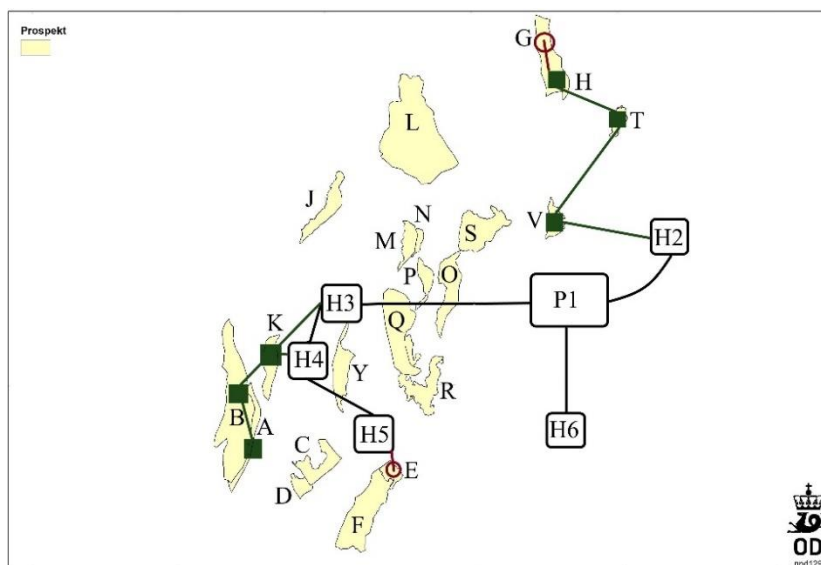
5.1.4 Utfall 4

Ved utfall 4 er tre alternativer for tilknytning vurdert. Tilknytningen av G5 er uendret i alternativ A, B og C, og knyttes til H5. I alternativ 4A blir alle forekomstene i G2 knyttes til H2. Alle forekomstene i G3 knyttes til H3. Figur 5.14 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



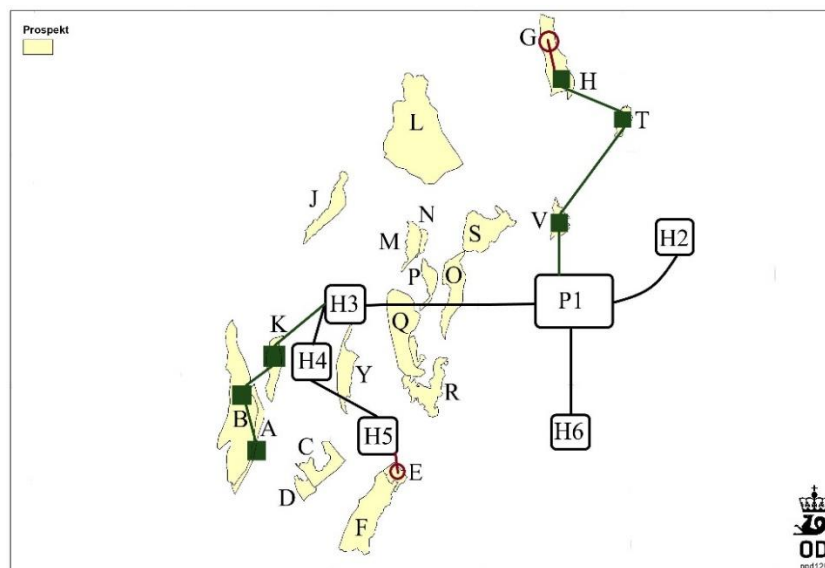
Figur 5.14 - Utbyggingsløsning, utfall 4A

I alternativ 4B blir alle forekomstene i G2 tilknyttet H2. Forekomstene i G3 får ulik tilknytning. Forekomsten K knyttes til H4, mens de resterende knyttes til H3. Figur 5.15 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.15 - Utbyggingsløsning, utfall 4B

I alternativ 4C blir alle forekomstene i G2 knyttet direkte til P1. G3 har samme tilknytning som i 4A. Figur 5.16 viser hvordan utnyttelsen av planlagt og eksisterende infrastruktur er foreslått.



Figur 5.16 - Utbyggingsløsning, utfall 4C

Tabell 5.9 viser at utfall 4C gir høyest avkastning og lønnsomhet, i tillegg til best balansepris. Det som gir ulik lønnsomhet for disse utbyggingene er total rørlengde. 4C kommer best ut da den har den korteste rørlengden for tilknytning av forekomstene i G3 gruppen og G2.

Tabell 5.9 - Resultat, utfall 4

Scenario		4A	4B	4C	Best
NNV (7%)	Før skatt [MNOK-18]	27658	27433	27680	4C
IRR	Før skatt [%]	50,95 %	50,22 %	51,06 %	4C
Balansepris (7%)	Før skatt [USD/fat]	35,55	35,89	35,52	4C

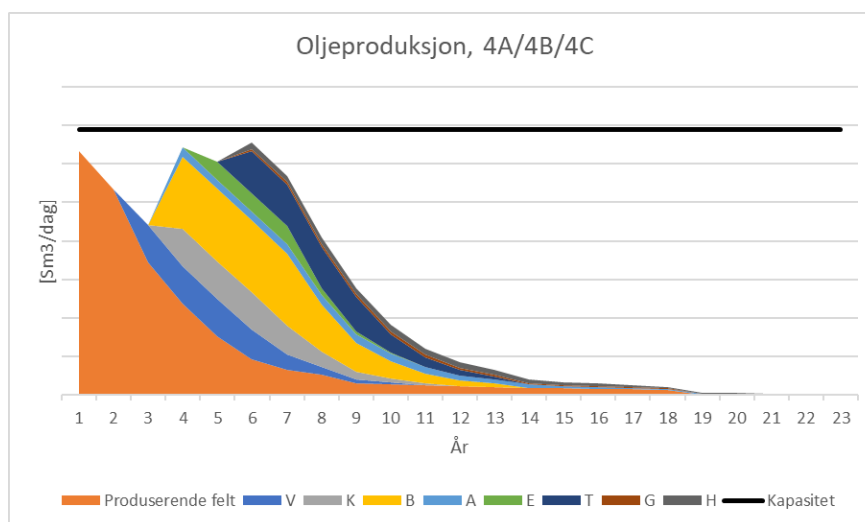
Tabell 5.10 viser at forekomstene i utfall 4 får samme produksjonsstart ved de ulike utbyggingsløsningene. Forekomstene produseres fra samme år som antatt tidligst mulig. Sammen bærer forekomstene drifts- og modifikasjonskostnadene frem til år 13, som er satt til siste produserende år.

Tabell 5.10 - Produksjonsstart og slutt, utfall 4

Gruppe	G2				G3			G5	Siste prod. år
Forekomst	V	T	G	H	K	B	A	E	
Mulig prod. start	3	6	6	6	4	4	4	3	
Første prod. år									
Utfall 4A	3	6	6	6	4	4	4	3	13
Utfall 4B	3	6	6	6	4	4	4	3	13
Utfall 4C	3	6	6	6	4	4	4	3	13

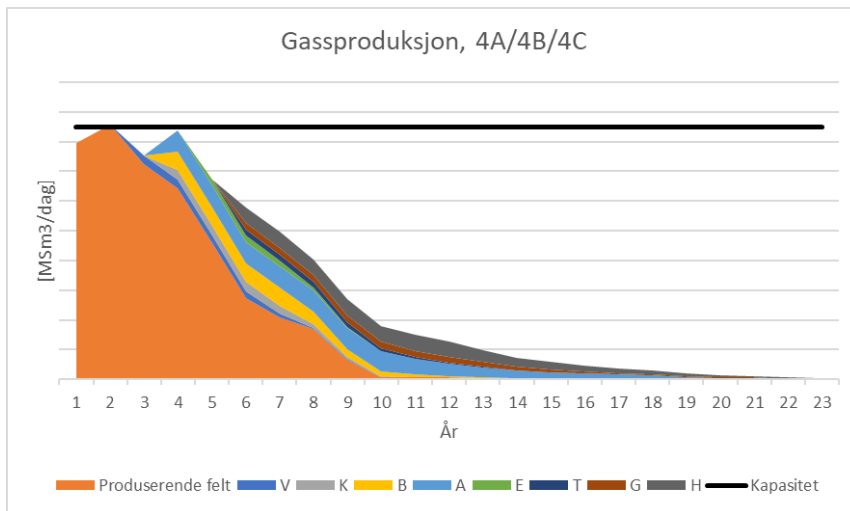
Utfall 4A, B og C får samme produksjonsstart. Figur 5.17 og 5.18 viser produksjonsprofilen for utfallene og illustrerer kapasitetsutnyttelsen. Optimal tilknytningsrekkefølge for forekomstene er: V, K, B, A, E, T, H.

Figur 5.17 viser at en god utnyttelse av produksjonskapasiteten for olje blir utnyttet fra år 4-7. Etter år 7 er produksjonen og kapasitetsutnyttelsen bratt dalende.



Figur 5.17 - Oljeproduksjon, utfall 4

Figur 5.18 viser en god utnyttelse av produksjonskapasiteten for gass fra år 2-4. Etter år 4 er produksjonen og kapasitetsutnyttelsen dalende.



Figur 5.18 - Gassproduksjon, utfall 4

5.2 Sensitivitetsanalyser

Når det er snakk om lønnsomheten til et utfall omtales utfallet som et prosjekt. Marginalt lønnsomme forekomster vil være sensitive for endringer. Det er derfor interessant å se hvilke faktorer som vil ha størst innvirkning på lønnsomheten til prosjektene. Sensitivitetsanalyser er utført både for NNV og IRR. Begrunnelse for utvelgelse av faktorer er beskrevet i tabell 5.11.

Tabell 5.11 - Faktorer til sensitivitetsanalyse

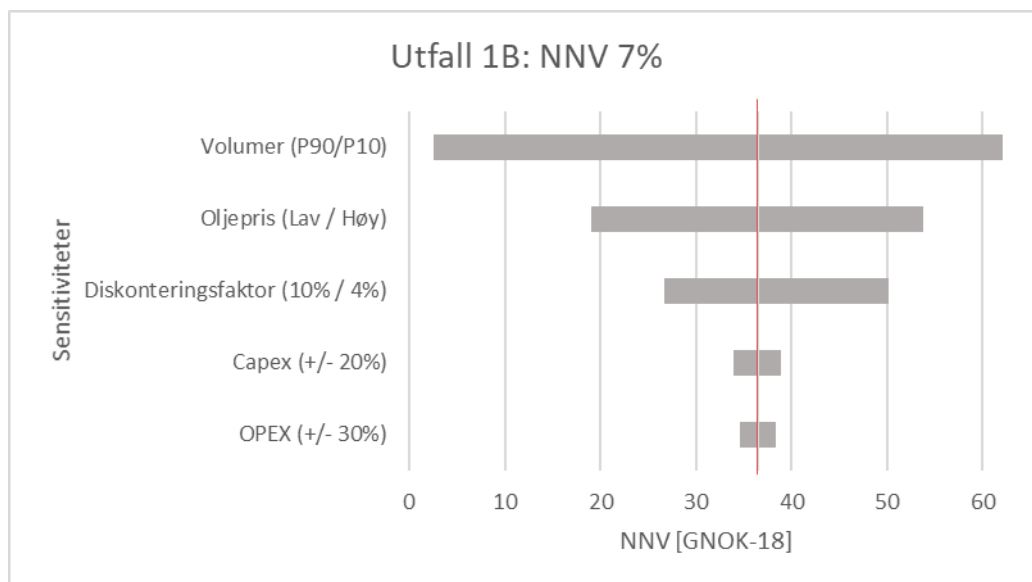
Sensitivitet	Kommentar
Volumer	Det er vanskelig å si hvor store volumer forekomstene har før man har boret letebrønner og eventuelt påvist ressurser. Det er stor usikkerhet knyttet til volumene, og det er dermed interessant å se hvordan dette kan påvirke lønnsomheten til de ulike prosjektene.
Oljepris	Marginale forekomster er svært sensitive til prisendringer. Oljeprisen er avhengig av mange faktorer og det kan fort skje uforutsette endringer. Det er derfor viktig å få en indikasjon på hvordan lønnsomheten påvirkes ved disse endringene.
Kalkulasjonsrente	I sensitivitetsanalysen av NNV er det valgt å ta med kalkulasjonsrenten. Denne representerer avkastningskravet, og NNV beregninger ved ulike kalkulasjonsrenter vil vise merverdi over ønsket avkastningskrav.
CAPEX	Størrelsen på investeringer er usikker da mange faktorer kan spille inn, blant annet kostnadsutvikling, kompleksitet, teknologi, osv. Det er dermed valgt å utføre en sensitivitetsanalyse på +/- 20% av CAPEX.
OPEX	Driftskostnadene er også elementer som kan påvirke lønnsomheten. Det er større usikkerhet knyttet til driftskostnader enn investeringer, da en stor andel av driftskostnadene er lønnskostnader. Dette er svært avhengig av arbeidsmarkedet. På grunnlag av dette er det valgt å utføre en sensitivitetsanalyse på +/- 30% av OPEX.

Ved sensitivitetsanalysene holdes alle verdiene konstant utenom faktorene som undersøkes. Ved endring av volumestimat (P10, P50 og P90) er det ikke utført en endring i utbyggingsløsning, til tross for at dette egentlig bør gjøres. Noen forekomster vil bli for store eller for små til den opprinnelige valgte utbyggingen, men dette er ikke tatt hensyn til. Å endre dette vil føre til endringer i kostnader og i tillegg føre til at de samlede utbyggingsløsningene

ikke kan brukes likevel. For å kun undersøke endring av volumene, er det derfor valgt å holde alt annet konstant.

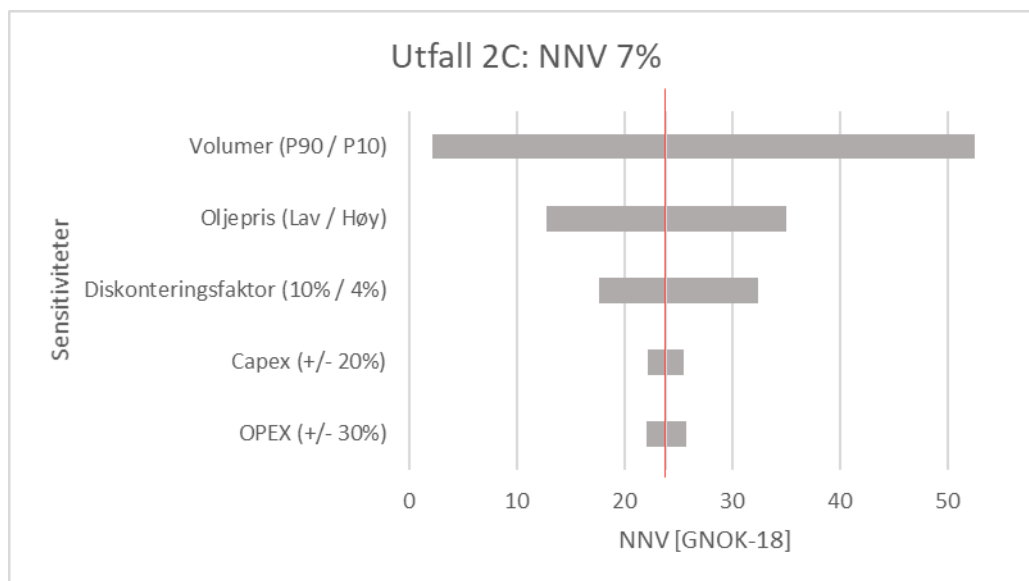
5.2.1 NNV (7%)

For utfall 1 gir alternativ B høyest netto nåverdi ved 7% diskonteringsrente. Resultatene av sensitivitetsanalysen er vist i figur 5.19. Det er tydelig at det er volumene som har størst innvirkning på nåverdien av prosjektet. Differansen mellom P10- og P90-volumene er på nesten 60 GNOK-18. Figuren viser at oljeprisen også har en stor påvirkning på lønnsomheten, men ikke i like stor grad som volumene. Kalkulasjonsrenten viser at lønnsomheten minker ved høyere avkastningskrav, og at denne også påvirker i stor grad. Til slutt kommer CAPEX og OPEX, der begge har relativt minimal påvirkning på prosjektet.



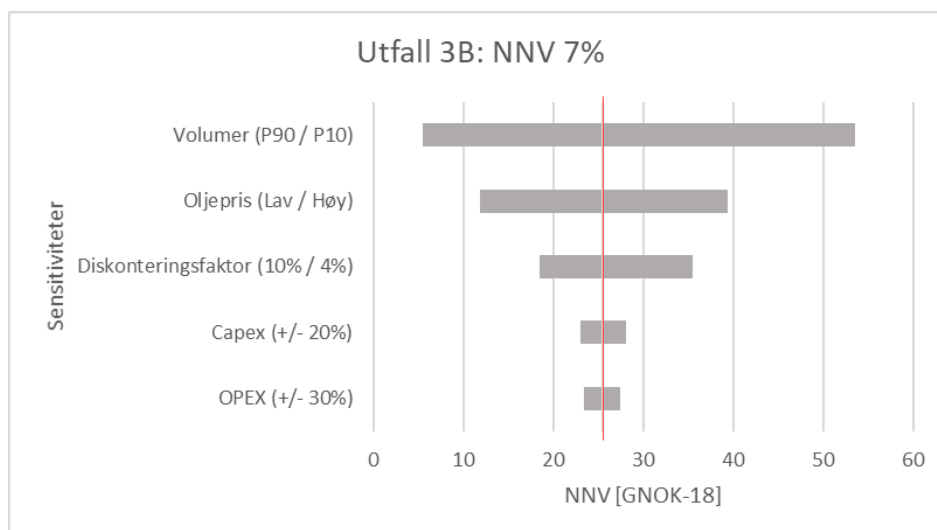
Figur 5.19 - Sensitivitet NNV, utfall 1B

For utfall 2 gir alternativ C høyest netto nåverdi ved 7% diskonteringsrente. Resultatene av sensitivitetsanalysen er vist i figur 5.20. Fra figuren er det tydelig at volumene har størst innvirkning på nåverdien. Oljeprisen har nest størst innvirkning på lønnsomheten, men er lavere (prosentvis) for utfall 2C enn for 1B. Videre følger kalkulasjonsrenten, CAPEX og OPEX.



Figur 5.20 - Sensitivitet NNV, utfall 2C

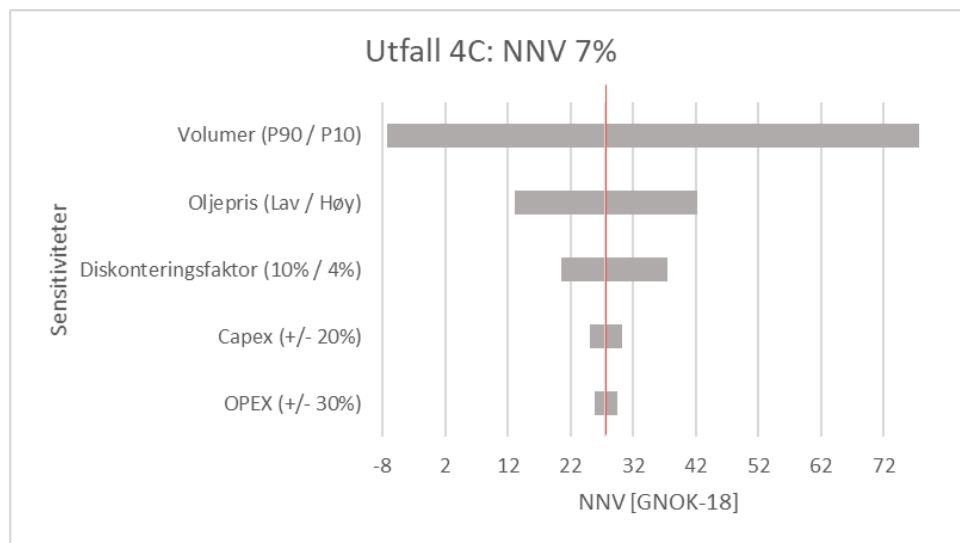
For utfall 3 gir alternativ B høyest netto nåverdi ved 7% diskonteringsrente. Resultatene av sensitivitetsanalysen er vist i figur 5.21. Figuren viser samme trend som for utfall 1B: volumene gir størst innvirkning på lønnsomheten. Etter dette følger oljepris, kalkulasjonsrente, CAPEX og OPEX.



Figur 5.21 - Sensitivitet NNV, utfall 3B

For utfall 4 gir alternativ C høyest netto nåverdi ved 7% diskonteringsrente. Resultatene av sensitivitetsanalysen er vist i figur 5.22. Utfall 4C er det eneste som gir en negativ netto nåverdi ved lave volumer. Ved P90 volumene er lønnsomheten så lav som -7,3 GNOK-18. Figur 5.22

viser at det er volumene som har størst innvirkning i positiv retning. Deretter følger oljeprisen, kalkulasjonsrente, CAPEX og OPEX.



Figur 5.22 – Sensitivitet NNV, utfall 4C

Alle sensitivitetsanalysene viser at volumene har størst innvirkning på lønnsomheten. Etter dette følger oljepris, kalkulasjonsrente, CAPEX og OPEX. Den prosentvise endringen for hver faktor i sensitivitetsanalysene er fremstilt i tabell 5.12.

Tabell 5.12 - Prosentvis endring ved sensitivitetsanalysene

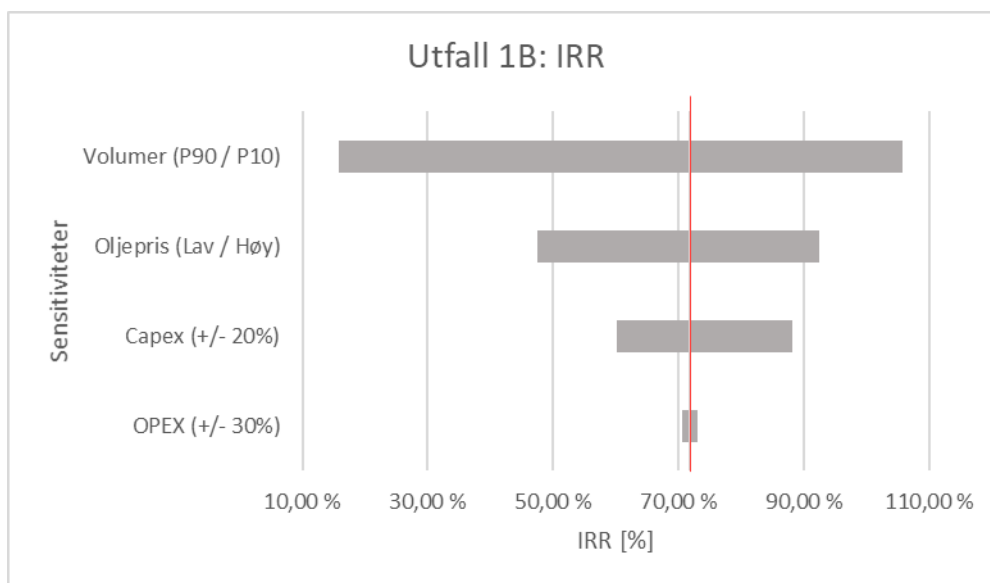
Sensitivitet		1B	2C	3B	4C	Mest kritisk	Minst kritisk
Volumer	P90	-93 %	-91 %	-79 %	-126 %	4C	3B
	P10	71 %	120 %	110 %	180 %	4C	1B
Oljepris	Lav	-48 %	-46 %	-53 %	-53 %	3B	2C
	Høy	48 %	47 %	54 %	52 %	3B	2C
Kalkulasjonsrente	10%	-27%	-26 %	-28 %	-26%	3B	4C
	4%	38 %	36 %	39 %	35 %	3B	4C
CAPEX	+ 20%	-7 %	-7,08 %	-9,88 %	-9,32 %	3B	1B
	- 20%	7 %	7,08 %	9,88 %	9,32 %	3B	1B
OPEX	+ 30%	-5 %	-7,46 %	-8,27 %	-6,55 %	3B	1B
	- 30%	5 %	7,08 %	7,54 %	6,81 %	3B	1B

Tabell 5.12 viser at volumene er mest kritiske for utfall 4C. Oljepris, kalkulasjonsrente, CAPEX og OPEX er mest kritisk for utfall 3B. Det betyr at disse utfallene er mest sårbare for en endring ut fra basisgrunnlaget. På den andre siden er P90-volumene minst kritiske for utfall 3B, mens P10-volumene er minst kritiske for utfall 1B. Oljeprisen er minst kritisk for utfall 2C, mens CAPEX og OPEX er minst kritiske for utfall 1B. Dette betyr at disse utfallene er minst sårbare for en endring ut fra basisgrunnlaget.

5.2.2 Internrente

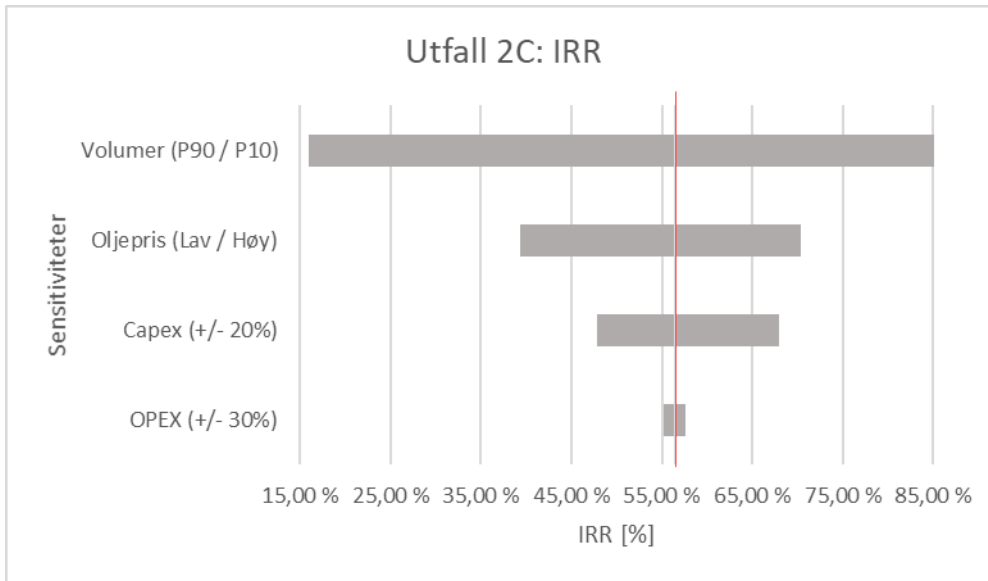
Som beskrevet i kapittel 2.4.2, representerer internrenten avkastningen til et prosjekt. Hvordan de ulike faktorene påvirker internrenten avgjør derfor hvordan aktørene tolker mulig avkastning på prosjektet. Avkastningskravet til aktører er ofte rundt 10-15 prosent.

Resultatene av sensitivitetsanalysen for utfall 1B er vist i figur 5.23. For utfall 1B har volumene størst innvirkning på internrenten. Deretter følger oljeprisen, CAPEX og OPEX. For utfall 1B har OPEX minimal innvirkning på internrenten.



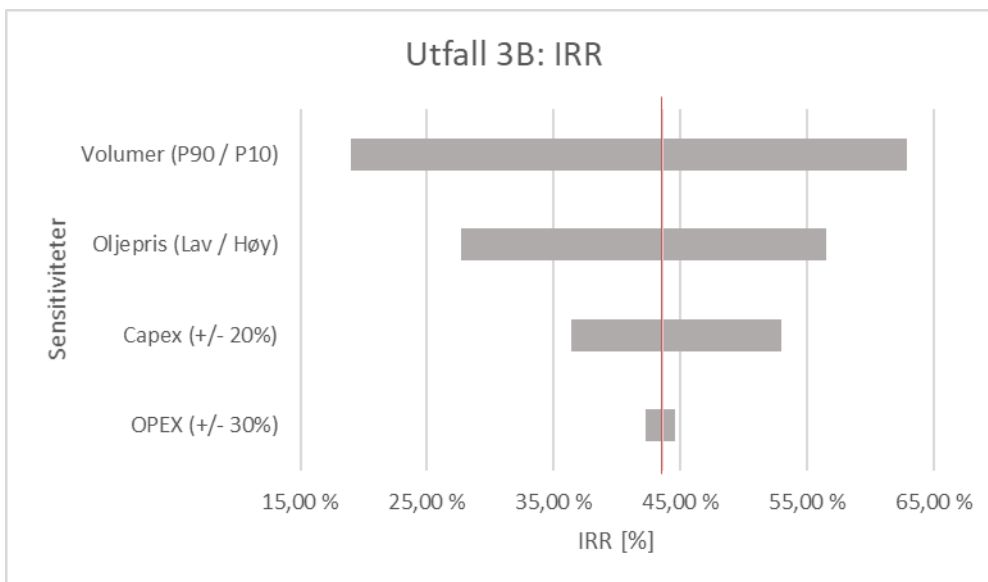
Figur 5.23 - Sensitivitet IR, utfall 1B

Resultatene av sensitivitetsanalysen for utfall 2C er vist i Figur 5.24. Resultatene følger samme trend som for utfall 1B.



Figur 5.24 - Sensitivitet IR, utfall 2C

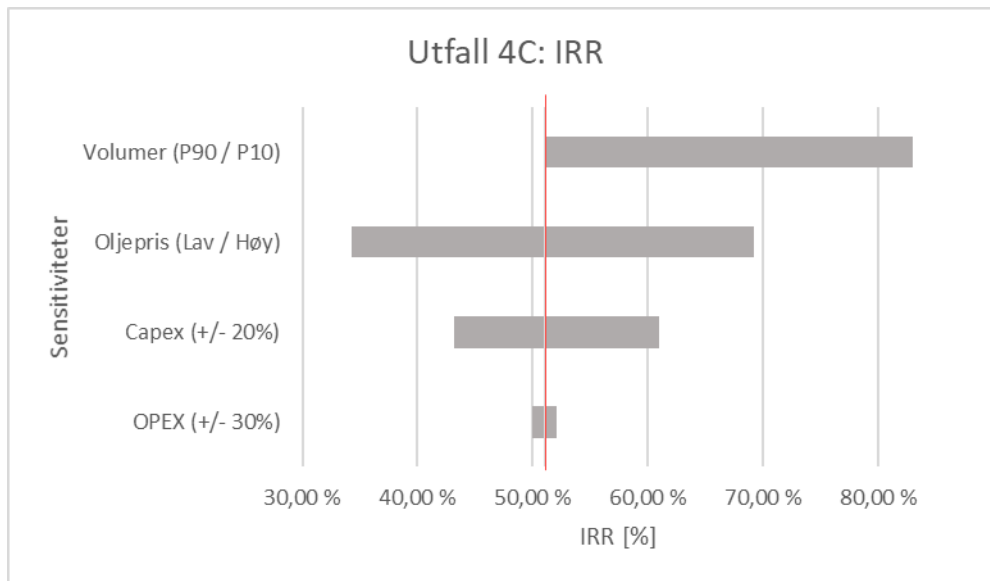
Resultatene av sensitivitetsanalysen for utfall 3B er vist i figur 5.25. Resultatene følger samme trend som for utfall 1B og 2C.



Figur 5.25 - Sensitivitet IR, utfall 3B

Resultatene av sensitivitetsanalysen for utfall 4C er vist i figur 5.26. Utfall 4C fikk en negativ netto nåverdi ved P90 volumer og har også en negativ IRR. Ved iterasjon er IRR funnet i

nærheten av -6000% og er derfor ikke presentert i figuren. Resultatene følger samme trend som de andre utfallene.



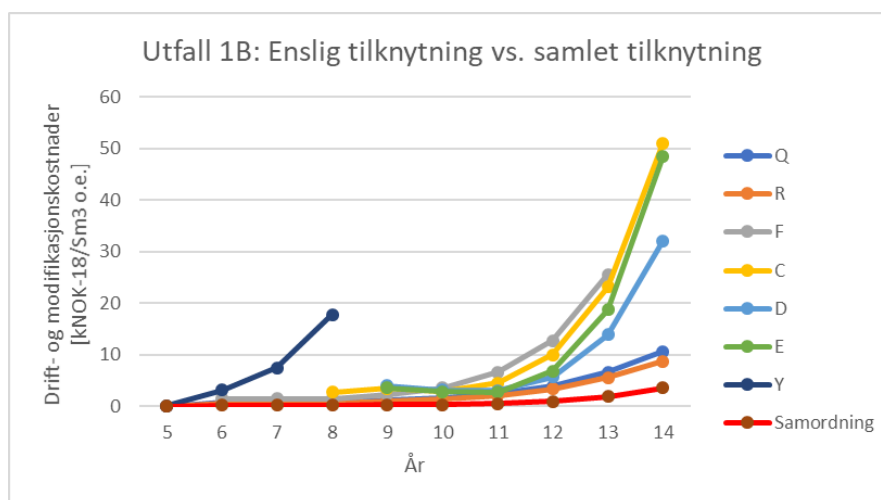
Figur 5.26 - Sensitivitet IR, utfall 4C

Sensitivitetsanalysene for internrenten til de ulike utfallene viser en lignende trend som sensitivitetsanalysene for netto nåverdi. Volumene har størst innvirkning, deretter følger oljepris, CAPEX og OPEX. Derimot skiller størrelsen på innvirkningen av CAPEX og OPEX seg fra den andre analysen. Endring i OPEX har minimal innvirkning på internrenten, mens CAPEX har en mye større innvirkning. Utfall 2C og 3B beholder en internrente over 15% ved alle sensitivitetene. Utfall 1B ligger mellom 10-15% ved lav oljepris, mens utfall 4C får en negativ IRR ved samme sensitivitet.

5.3 Enhetskostnader

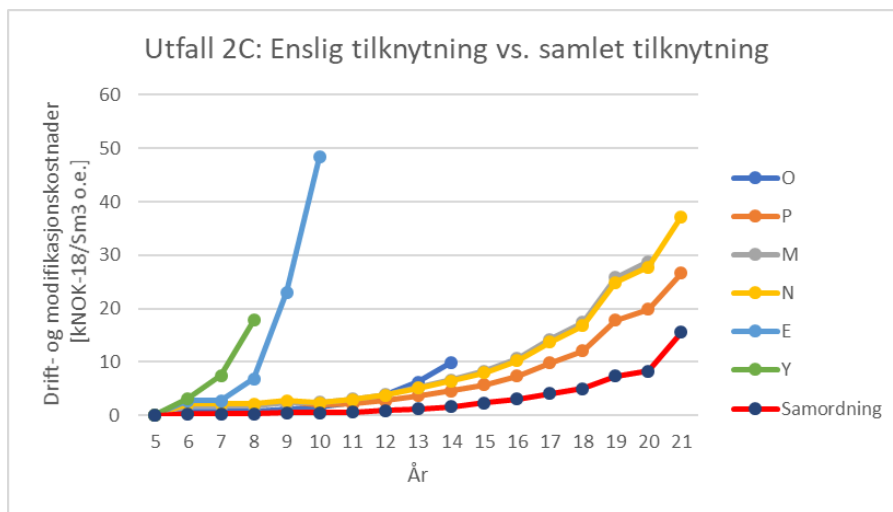
Figur 5.27, 5.28, 5.29 og 5.30 viser enhetskostnadene ved samordning og enhetskostnadene per forekomst i hvert utfall, uten produksjonsstopp. Produksjonsprofiler uten produksjonsstopp er vist for å illustrere økningen av enhetskostnadene ved lav produksjon. Det er gjort en forenkling i beregningene ved at forekomstene fases inn i samme år alene som de gjør i samordningene. Dette er gjort for å undersøke hvordan enhetskostnadene varierer per forekomst, og hvordan en samordning vil påvirke de gjennomsnittlige enhetskostnadene. Enhetskostnadene er gitt i kNOK-18/Sm³ o. e.

Figur 5.27 viser enhetskostnadene for utfall 1B. Som sett fra figuren vil enhetskostnadene stige kraftig mot slutten av produksjonen for hvert av forekomstene, da de produserer lavere volumer. Driftskostnadene på plattformen vil være konstante fra år 6 og lavere produksjon vil dermed føre til høyere enhetskostnader. Figuren viser at spesielt forekomst C, E og D vil få svært høye enhetskostnader. Dette er blant de mindre forekomstene med volumer på hhv. 2 MSm³ o. e., 1,76 MSm³ o. e. og 1,7 MSm³ o. e. Ved en samordning vil totalvolumet som produseres bli større og dermed redusere enhetskostnadene. Figuren viser at de totale enhetskostnadene for samordningen holdes generelt lave under hele perioden da det er mange forekomster som produserer samtidig. Mot slutten går de totale enhetskostnadene litt opp.



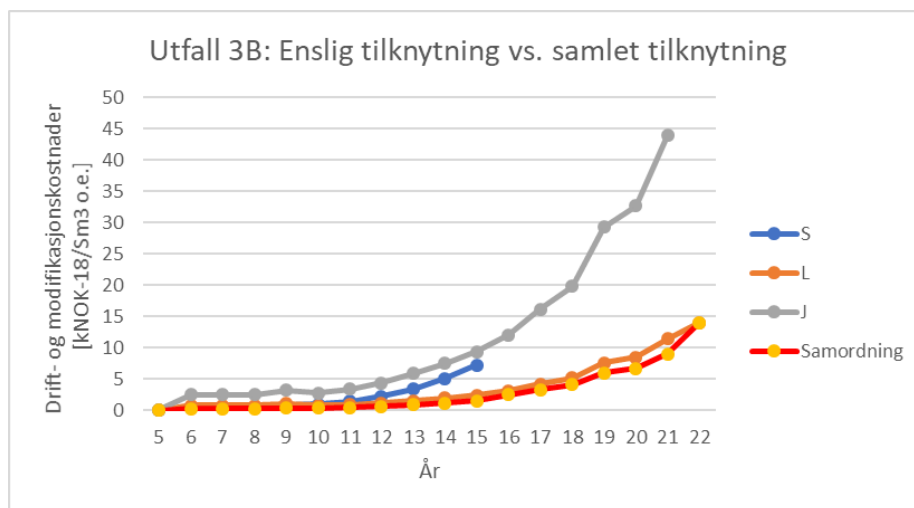
Figur 5.27 - Utfall 1B: Enhetskostnader

Figur 5.28 viser enhetskostnadene for utfall 2C. Forekomst E og Y har korte produksjonsperioder med lav produksjon. Dermed blir enhetskostnadene veldig høye, spesielt for forekomst E. E og Y har like lang produksjonsperiode, men siden E har en lavere produksjon blir enhetskostnadene for E høyere enn for Y. De resterende forekomstene holder enhetskostnadene relativt lave de første årene, men får en høy stigning mot slutten av perioden. Det er viktig å poengtere at enhetskostnadene de første årene ikke er lave, men lavere enn de andre årene. Ved samordning holdes de totale enhetskostnadene mye lavere, men også disse stiger mot slutten av produksjonsperioden da mindre volumer produseres.



Figur 5.28 - Utfall 2C: Enhetskostnader

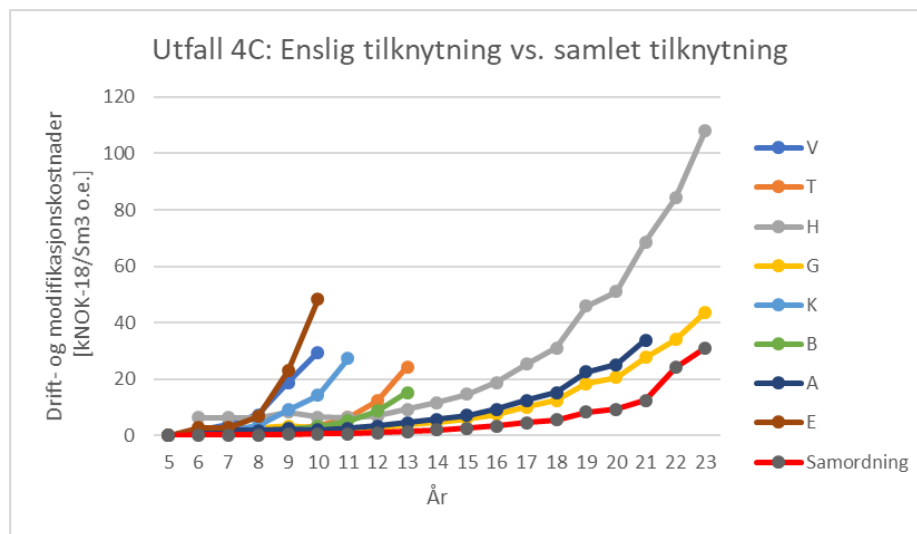
Figur 5.29 viser enhetskostnadene for utfall 3B. Forekomst J er forekomsten med lavest volumer i utfallet (5,41 Sm³ o. e.) og har dermed de høyeste enhetskostnadene. Deretter følger L og S med hhv. 16,2 MSm³ o. e. og 20,97 MSm³ o. e. De totale enhetskostnadene holdes relativt lave frem til produksjonen av S minsker. Dette er den største forekomsten i gruppen, men har kortest produksjonsperiode, og har dermed stor innvirkning på enhetskostnadene.



Figur 5.29 - Utfall 3B: Enhetskostnader

Figur 5.30 viser enhetskostnadene for utfall 4C. Alle forekomstene i utfallet er relativt små med et gjennomsnittsvolum på 4,8 MSm³ o. e. Forekomstene E og H er de minste forekomstene i utfallet og får de høyeste enhetskostnadene. Figuren viser at de totale enhetskostnadene holdes

lave frem til ca. år 13, da flere av forekomstene har sluttet å produsere. Etter dette øker de totale enhetskostnadene, siden et mindre volum blir produsert.

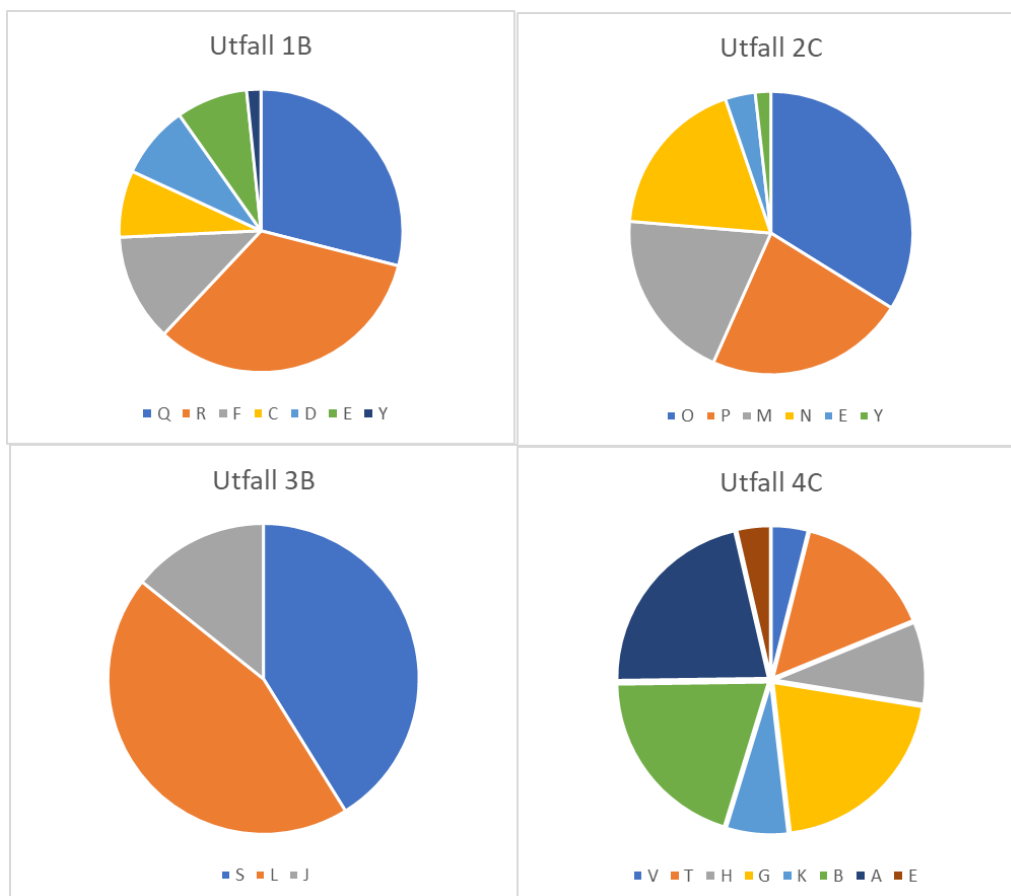


Figur 5.30 - Utfall 4C: Enhetskostnader

Figurene viser at en samordning påvirker enhetskostnadene i stor grad. Da produksjonen i utfallene går mot slutten, vil de totale enhetskostnadene øke. For å holde enhetskostnadene lave må flere forekomster tilknyttes innretningen.

5.3.1 Kostnadsfordeling ved samordning

Ved en samordning vil drifts- og modifikasjonskostnadene fordeles mellom de ulike aktørene i samordningen. Hvilke avtaler som bør utføres er ikke et fokuspunkt i denne oppgaven. Fordelte driftskostnader er likevel et interessant og viktig tema ved samordning. For å få et innblikk i effekten samordning har på drifts- og modifikasjonskostnadene, er det derfor gjort en forenkling. De totale enhetskostnadene i hvert utfall ganges med produksjonen til hver forekomst. På denne måten vil drifts- og modifikasjonskostnadene til hver forekomst være avhengig av produksjonsmengde og produksjonstid. Fordelingen av kostnadene i hvert utfall er vist i figur 5.31. Kostnadsfordelingen er vist med produksjonsstopp. Produksjonen stopper i det året drifts- og modifikasjonskostnadene blir for høye å bære for utfallet.



Figur 5.31 - Fordeling av drift- og modifikasjonskostnader ved samordning

I utfall 1B bærer Q og R de største andelene av kostnadene da de er de største forekomstene, mens de andre forekomstene bærer mindre andeler. Y tar den minste andelen av kostnadene. I utfall 2C bærer O den største andelen av kostnadene. E og Y er de minste forekomstene i utfallet og bærer også de minste andelene. I utfall 3B tar L og S de største andelene av kostnadene og J den minste. I utfall 4C tar A, B og G de største andelene, mens de minste andelene blir tatt av E, V og K.

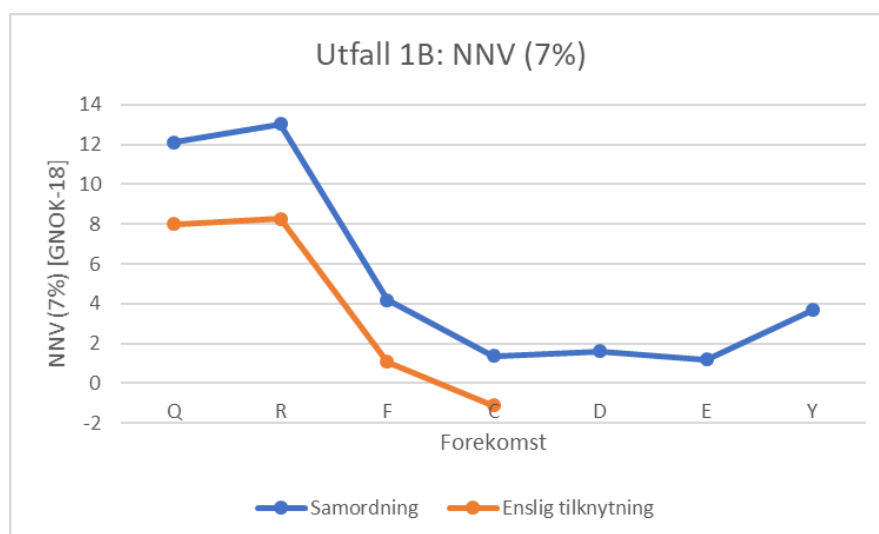
Figur 5.31 viser at en samordning har en stor påvirkning på enhetskostnadene, spesielt for de minste forekomstene. Ved å produsere sammen med andre forekomster bærer de en mye mindre andel av kostnadene og har mulighet til å få en mer lønnsom produksjon.

5.4 Samordning vs. enslig tilknytning

En sammenligning av NNV ved samordning og ved enslige tilknytninger blir gjort for å undersøke hvordan en samordning påvirker lønnsomheten av hver enkelt forekomst. Ved enslig tilknytning antas det at forekomsten ikke kan benytte seg av eksisterende nærliggende havbunnsrammer, og dermed må tilknyttes P1 direkte.

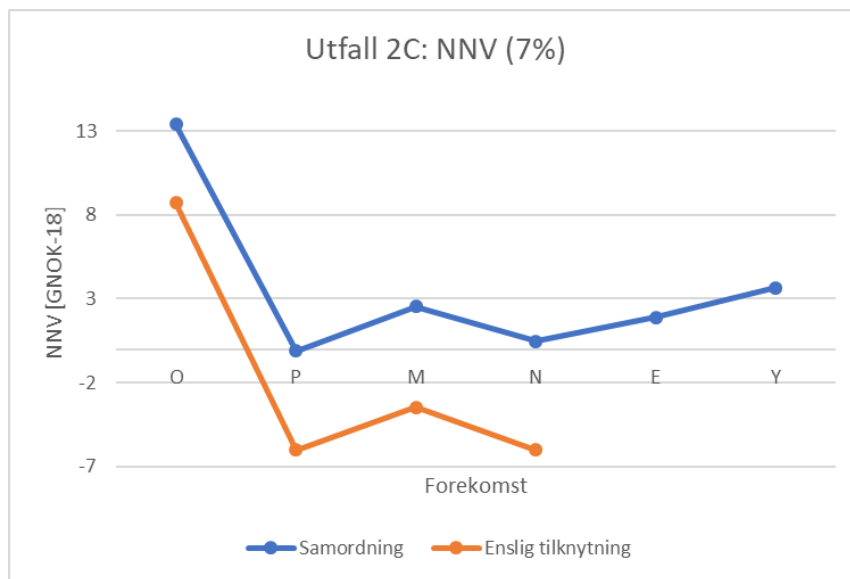
Beregningene av NNV med samordning inkluderer de fordelte driftskostnadene. Beregningene av NNV ved enslige tilknytninger bruker første mulige produksjonsår og inkluderer de totale driftskostnadene. De enslige tilknytningene vil få en positiv effekt på NNV ved at forekomstene kommer i produksjon tidligere enn ved samordning. Samordning kan føre til at produksjonsstarten blir forskjøvet fordi forekomsten må vente på at noen andre skal starte produksjonen først, eller på mer ledig kapasitet på morplattformen. På den andre siden må hver forekomst bære de totale drifts- og modifikasjonskostnadene alene og dette vil føre til en negativ effekt ved økte kostnader. Analysen er utført uten produksjonsstopp for å undersøke hvilke forekomster som klarer å produsere alle sine tilgjengelige ressurser.

Figur 5.32 viser NNV per forekomst i utfall 1B, både med og uten samordning. Figuren viser at NNV for alle forekomstene er høyere ved en samordning enn ved en enslig tilknytning. I dette utfallet har Q, R og F en positiv NNV, og C har en negativ NNV (NNV = - 631 MNOK-18) ved enslig tilknytning. Forekomstene D, E og Y kan ikke tilknyttes P1 direkte, og har dermed ingen beregnet NNV. Figuren viser at C, D, E og Y er avhengig av en samordning for å kunne produseres lønnsomt.



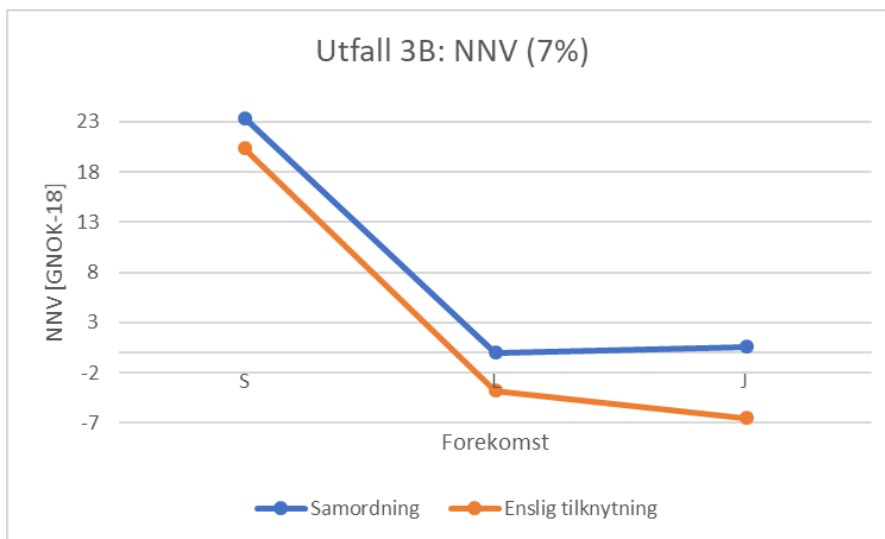
Figur 5.32 - Utfall 1B: Samordning vs. enslig tilknytning

Figur 5.33 viser NNV per forekomst i utfall 2C, både med og uten samordning. O er den eneste forekomsten som har en lønnsom produksjon både med samordning og enslig tilknytning. I dette utfallet får M, N og P en negativ NNV ved enslige tilknytninger. P er ulønnsom ved samordningen, gitt at driftskostnadene er basert på produksjonen. M, N og P har relativt lange produksjonsperioder og vil ha store enhetskostnader mot slutten av sin produksjonsperiode da produksjonen er veldig lav. Det kommer frem fra figuren at E, M, N, P og Y er avhengige av en samordning for å kunne produseres lønnsomt.



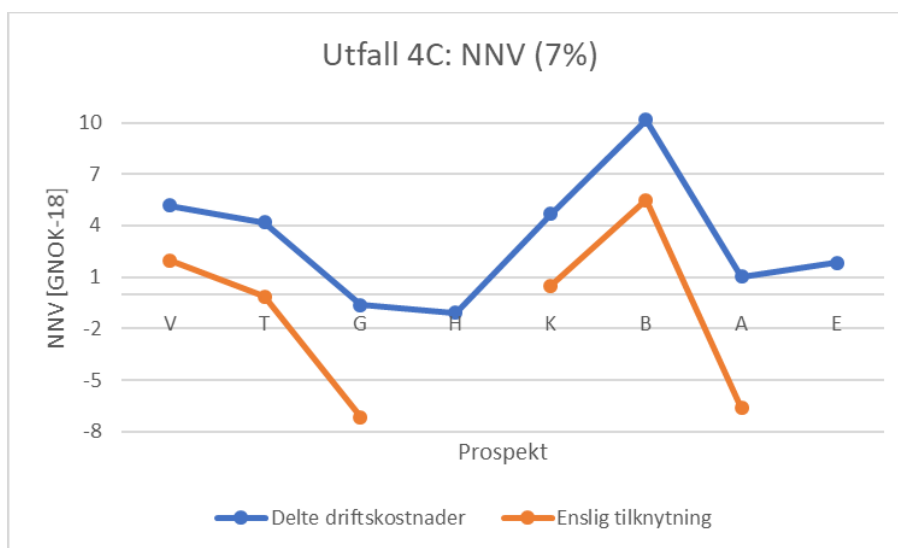
Figur 5.33 - Utfall 2C: Samordning vs. enslig tilknytning

NNV for forekomstene i utfall 3B er vist i figur 5.34. S har en lønnsom produksjon både med samordning og enslig tilknytning. Ved samordning får L og J en NNV på hhv. 744 og 769 MNOK-18. Ved enslig tilknytning reduseres NNV til hhv. -2487 og -5221 MNOK-18. L og J har veldig lange produksjonsperioder og NNV-beregningene viser at uten en samordning vil det være svært utfordrende med en lønnsom utbygging av disse forekomstene. Det kommer frem fra figuren at L og J er avhengig av en samordning for å kunne produseres lønnsomt.



Figur 5.34 - Utfall 3B: Samordning vs. enslig tilknytning

NNV per forekomst i utfall 4C er fremstilt i figur 5.35. Ved delte driftskostnader vil G og H få en negativ NNV. Dette skyldes at det er små funn, med lange produksjonsperioder. De er dermed nødt til å bære en andel av driftskostnadene over en lengre periode. Av disse to er kun G stor nok til å bygges ut ved en enslig tilknytning. Ved en enslig tilknytning synker NNV for alle forekomstene, og T, G og A får en negativ NNV. V, K og B er de eneste som har en lønnsom produksjon både med samordning og enslig tilknytning. Det kommer frem fra figuren at T, G, H, A og E er avhengig av en samordning for å kunne produseres lønnsomt.



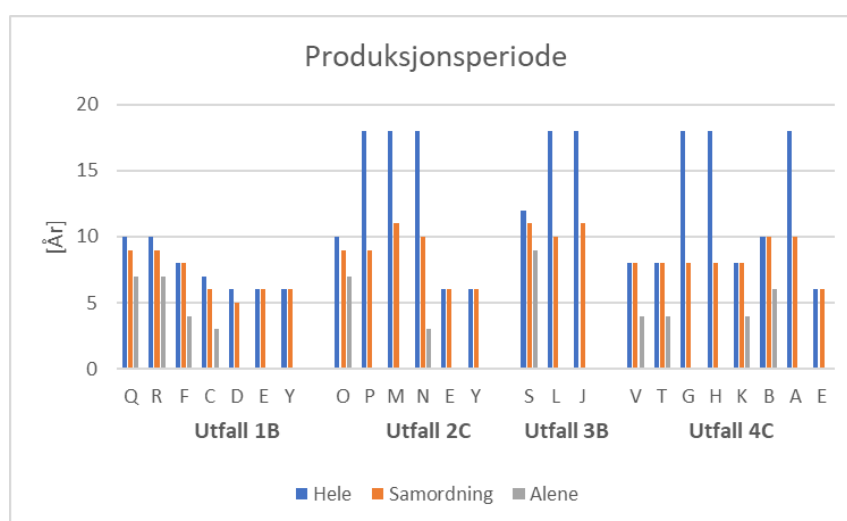
Figur 5.35 - Utfall 4C: Samordning vs. enslig tilknytning

Selv om G og H får en negativ NNV i dette eksempelet, bærer de en del av driftskostnadene og gir prosjektet i sin helhet en høyere lønnsomhet. Med en annen fordeling av driftskostnadene, kan også de bli lønnsomme som enkeltprosjekter. Hvis samme metode for fordeling skal anvendes er de avhengige av at flere forekomster produseres samtidig for å hjelpe til med å bære driftskostnadene.

Figur 5.32, 5.33, 5.34 og 5.35 viser at forekomstene blir mer lønnsomme ved en samordning og at flere av forekomstene ikke klarer å bære driftskostnadene på egenhånd. Dette fremhever den positive effekten samordning kan ha på et prosjekt.

5.5 Produksjonsperiode og ressursutnyttelse

Med lavere enhetskostnader kan forekomstene få en forlenget produksjonsperiode, med bakgrunn i at produksjonen avsluttes når kostnadene blir for høye til at produksjonen blir lønnsom. Figur 5.36 presenterer mulige produksjonsperioder for forekomstene, produksjonsperioden i samordning og alene. Ved å produsere i samordning med relativt lavere enhetskostnader klarer hver forekomst å produsere over en lengre periode. Forekomstene D, E, H og Y er avhengige av en samordning for å bygges ut, og har derfor ikke produksjonsprofiler ved en enslig tilknytning. Forekomstene A, G, J, L, M og P får en negativ kontantstrøm ved enslig tilknytning selv med produksjonsstopp. Produksjonsperioden for disse forekomstene ved enslig tilknytning er derfor lik null.

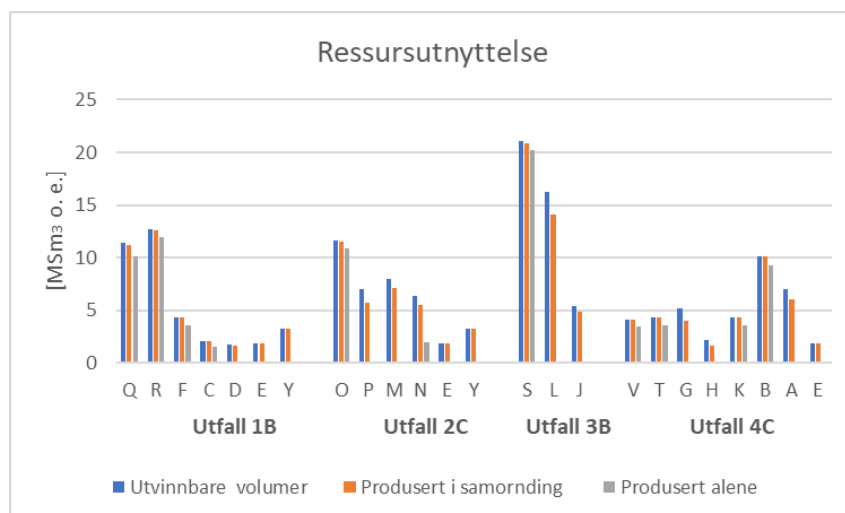


Figur 5.36 – Produksjonsperiode

Figur 5.36 viser at:

- I utfall 1B produserer forekomstene Q, R, F og C henholdsvis 2, 2, 4 og 3 år lengre med samordning enn alene. Forekomstene D, E og Y som ikke klarer å produsere uten, produserer i 5, 6 og 6 år med samordning.
- I utfall 2B produserer forekomstene O og N henholdsvis 2 og 7 år lengre med samordning enn alene. Forekomstene P, M, E og Y som ikke klarer å produsere uten, produserer i 9, 11, 6 og 6 år med samordning.
- I utfall 3B produserer forekomsten S, 2 år lengre med samordning enn alene. Forekomstene L og J som ikke klarer å produsere uten, produserer i 10 og 11 år med samordning.
- I utfall 4C produserer alle forekomstene V, T, K og B, 4 år lengre med samordning. Forekomstene G, H, A og E som ikke klarer å produsere uten, produserer i 8, 8, 10 og 6 år med samordning.

Ved å produsere over en lengre periode, blir også en større mengde av ressursene produsert. Figur 5.37 viser hvor store volumer som blir produsert for hver forekomst i samordning og alene, i forhold til de potensielle volumene til forekomstene. Det er verdt å poengtere at ti av forekomstene ikke klarer å produsere noe av sine ressurser uten samordning. Dette skyldes mangel på infrastruktur og for høye enhetskostnader ved enslig tilknytning til P1.



Figur 5.37 – Ressursutnyttelse

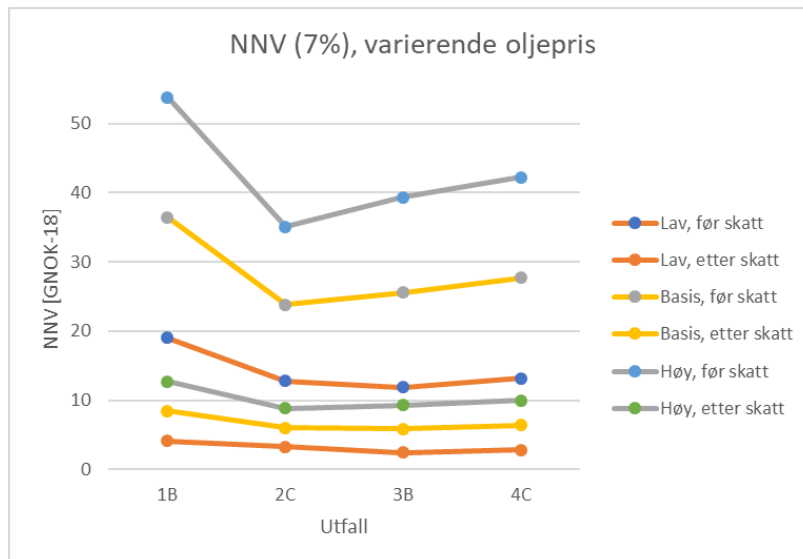
5.6 Beregninger etter skatt

Som nevnt i kapittel 3.4.5 er skattesystemet til Norge nøytralt i den forstand at det som er lønnsomt før skatt, skal være lønnsomt etter skatt. Lønnsomhet etter skatt er derfor mindre interessant fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Likevel er ikke nødvendigvis graden av lønnsomhet lik før og etter skatt. Resultatet etter skatt kan være svært avgjørende for selskapene i utvelgelsesprosessen, og det er derfor ønskelig å presentere hvordan aktørene vurderer prosjektene.

Som nevnt i kapittel 2.3.1 er olje- og gassprisen en høy risikofaktor for petroleumsprosjekter. Sensitivitetsanalysene viste også at oljeprisen hadde en stor effekt på prosjektenes lønnsomhet. Ved høy og lav oljepris ble lønnsomheten ved utfallene enten fordoblet eller halvert, gitt prisene som er brukt i oppgaven (figur 3.1 og 3.2). Resultatene etter skatt er derfor fremstilt ved høy, basis og lav oljepris.

5.6.1 NNV (7%)

Figur 5.38 viser hvordan NNV varierer for de ulike utfallene, ved høy, basis og lav oljepris.

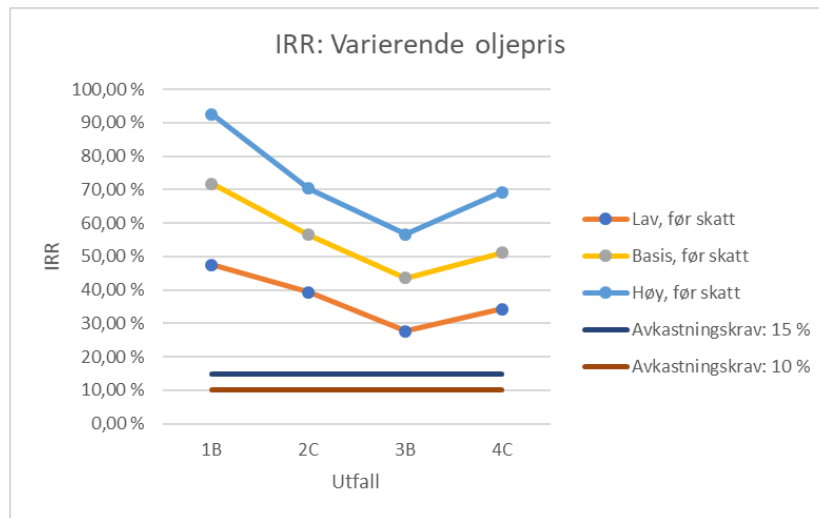


Figur 5.38 - NNV (7%), før og etter skatt

Figur 5.38 viser at oljeprisen har en stor effekt på nåverdien av de ulike alternativene. Figuren viser at lønnsomheten etter skatt er betydelig lavere for selskapene etter den høye skattesatsen. Likevel er alle alternativene lønnsomme ved en diskonteringsrente på 7%.

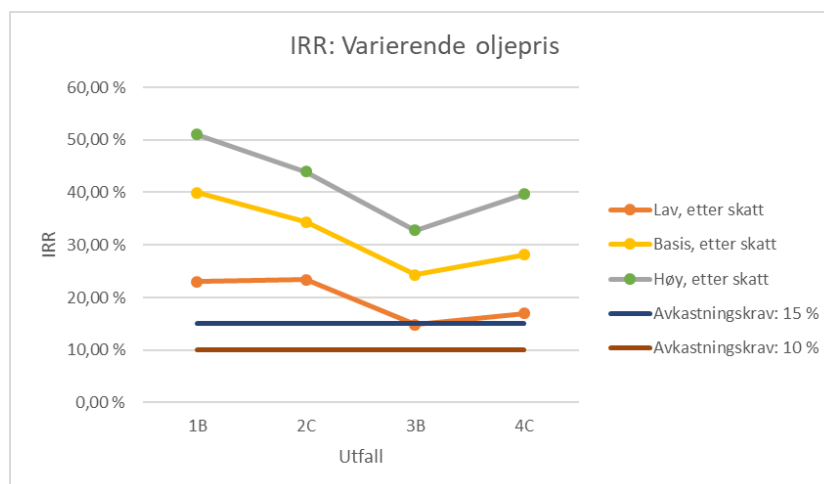
5.6.2 Internrente

Figur 5.39 og 5.40 viser hvordan internrenten varierer mellom de forskjellige utfallene.



Figur 5.39 - Internrente før skatt

Figur 5.39 viser internrenten før skatt og viser at avkastningen er godt over avkastningskravet til aktørene. Figur 5.40 viser internrenten etter skatt. Her ser man at avkastningen for utfallene er nærmere avkastningskravet.



Figur 5.40 - Internrente etter skatt

Ved lav oljepris faller utfall 3B under avkastningskravet på 15%, men holder seg over avkastningskravet på 10%. Dersom aktørene tror at oljeprisen vil være lav i årene fremover kan 3B bli nedprioritert dersom aktørene bruker det høyeste avkastningskravet. Ved basis og høy oljepris holder alle utfallene seg godt over avkastningskravene. Dersom aktørene forventer en basis eller høy oljepris i årene fremover, bør alle utfallene vurderes som aktuelle prosjekter.

5.6.3 Samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk optimum

Som beskrevet i kapittel 2.3 kan det som er samfunnsøkonomisk optimalt skille seg fra hva som er bedriftsøkonomisk optimalt. For å undersøke dette nærmere er de fire utfallene satt i en prosjektportefølje, der det antas at et selskap eier alt og skal velge hvilket prosjekt de ønsker å gjennomføre.

For samfunnet vil prosjektlønnsomheten før skatt være av interesse. En sentral faktor i utvelgelsen av beste prosjekt er prosjektøkonomien som genererer høyest lønnsomhet. Netto nåverdi som er et mål på absolutt lønnsomhet brukes da til å vurdere hvilket prosjekt som bør prioriteres fra samfunnet sin side. Resultatene for prosjektporteføljen er presentert i tabell 5.13. Fra tabellen ser man at utfall 1B prioriteres først, deretter følger 4C, 3B og til slutt 2C som har lavest netto nåverdi.

Tabell 5.13 - Samfunnsøkonomisk optimum

Utfall	Før skatt		Etter skatt			
	NNV	Prioritet	NNV	Investering	NNV/I	Prioritet
1B	36420	1	8418	13866	0,61	2
2C	23831	4	6056	9408	0,64	1
3B	25546	3	5810	14707	0,40	4
4C	27680	2	6365	14099	0,45	3

Fra et bedriftsøkonomisk perspektiv er resultatene etter skatt av større interesse. Dersom et prosjekt er lønnsomt før skatt, vil det også være lønnsomt etter skatt. Likevel er det ikke gitt at det blir lønnsomt nok til at selskapet ønsker å gjennomføre prosjektet. Som nevnt i kapittel 2.3.3.3 vil selskapene ofte ha flere prosjekter å velge mellom samtidig som de har en begrenset kapital. Dersom de har en begrenset kapital legger de mer vekt på hvor mye de får igjen i forhold til hvor mye de investerer. De har derfor et annerledes syn på hvilket prosjekt som bør prioriteres. Da vil nåverdiindeksen være et mer hensiktsmessig utgangspunkt, som viser NNV per investerte krone (Sander, 2017). Prioriteringen mellom prosjektene fra selskapet sin side er presentert i tabell 5.13. Tabellen viser at utfall 2C prioriteres først, deretter følger 1B, 4C og 3B.

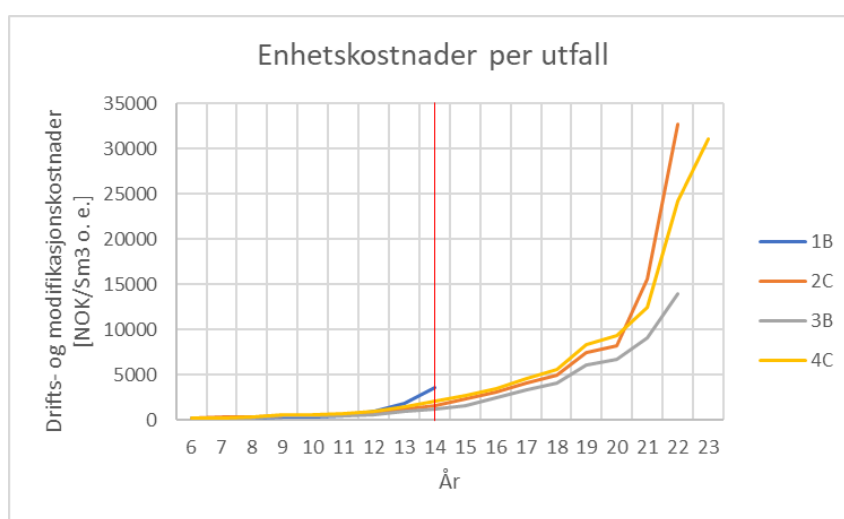
6. Resultater og diskusjon

Kapittel 6 oppsummerer og diskuterer resultatene fra kapittel 5. Kapittel 6.1 oppsummerer de viktigste resultatene fra oppgaven, mens kapittel 6.2 diskuterer hvordan beslutningene som er gjort påvirker sluttresultatene. Til slutt vil kapittel 6.3 komme med en vurdering av forekomstene i hvert utfall.

6.1 Hovedresultater

6.1.1 Enhetskostnader

Etter hovedfeltets levetid må forekomstene som bruker innretningen bære en større andel av drifts- og modifikasjonskostnadene. Det kommer frem fra beregningene i kapittel 5.4 at flere av forekomstene som tilknyttes P1 ikke vil være lønnsomme uten samordning med nærliggende forekomster. Ved en samordning fordeles driftskostnadene, og enhetskostnadene blir lavere. Enhetskostnadene ved samordning er fremstilt i figur 6.1.



Figur 6.1 - Sammenligning av enhetskostnader

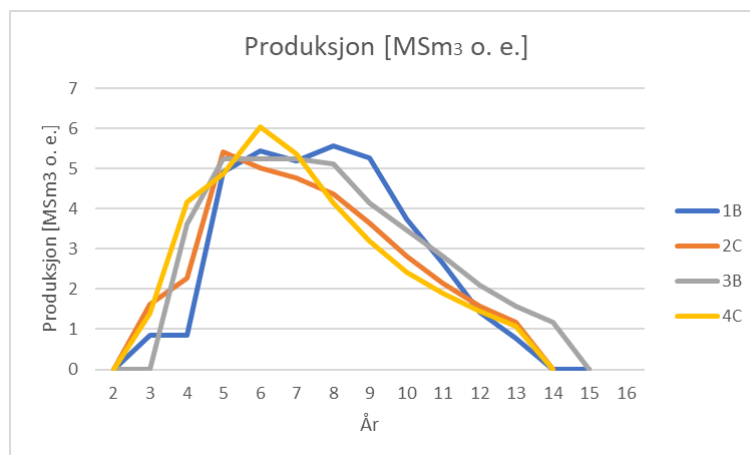
Figuren viser tydelig at enhetskostnadene holdes mye lavere i perioden fra år 6-14. I denne perioden produserer flere forekomster samtidig. Etter år 12 er færre forekomster i produksjon samtidig, og totalproduksjonen er lavere. I år 13 og 14 blir drifts- og modifikasjonskostnadene for store til at produksjonen er lønnsom for alle utfallene. Med mindre nye forekomster tilknyttes P1 må produksjonen derfor stoppes i år 13/14, som markert i figur 6.1. Fra figuren ser man at enhetskostnadene stiger kraftig etter år 14. Enhetskostnadene er presentert for produksjonsprofiler uten produksjonsstopp. Alle utfallene har ca. like store forventede

volumer, og forskjellene på enhetskostnadene kan forklares ut fra produksjonsperiode og produksjonsmengde per år:

- Utfall 1B har en mye kortere produksjonsperiode enn de tre andre utfallene, i tillegg til en mye lavere maksimal enhetskostnad ved samordning.
- Utfall 2C og 4C har noen forekomster med lange produksjonsperioder. I disse utfallene tilknyttes de minste forekomstene sist, og de får dermed mye høyere enhetskostnader de siste årene pga. lav produksjon
- Utfall 3B har omtrent like lang produksjonsperiode som 2C og 4C, men en lavere maksimal enhetskostnad. Dette skyldes at forekomstene med lange produksjonsperioder kommer tidligere i produksjon.

Kortere produksjonsperioder med høyere produksjonsrater fører til at større mengder produseres årlig. Slik holdes enhetskostnadene lavere. Ved lange haleproduksjoner vil enhetskostnadene stige raskere.

Samlet bærer samordningene i utfallene 1B, 2C, 3B og 4C drifts- og modifikasjonskostnadene til P1 frem til år 13 og 14. Produksjon utover dette vil være avhengig av tilknytning av flere forekomster som kan være med å bære drifts- og modifikasjonskostnadene. I beregningene, utenom for enhetskostnadene, er produksjonen stoppet når produksjonen ikke lengre er lønnsom. Produksjonsprofiler med produksjonsstopp per utfall vises i figur 6.2.



Figur 6.2 – Produksjonsprofiler per utfall

6.1.2 Bedriftsøkonomisk vs. samfunnsøkonomisk beste utbyggingsløsning

Som beskrevet i kapittel 5.5.3 har samfunnet og selskaper ulike prioriteringer ved valg mellom prosjekter i en prosjektportefølje. Tabell 6.1 viser prioriteringene mellom prosjektene (utfallene) fra samfunnet og selskapet sin side, etter kriteriene som ble presentert. Den største forskjellen er at selskapet prioriterer utfall 2C først, mens samfunnet har 2C nederst på prioriteringslisten. 2C gir lavest lønnsomhet, men får en høy nåverdiindeks grunnet lave investeringer. Det er dermed dette utfallet selskapet ønsker å prioritere, da selskapet får mest igjen per investerte krone. I dette tilfellet er allokering av kapital av stor betydning. Nødvendige ressurser som personell og ledelse i forhold til størrelse og kompleksitet ved prosjektet vil også spille inn, men er ikke tatt med i vurderingen.

Tabell 6.1 - Prosjektprioritering samfunn vs. selskap

Utfall (Prosjekt)	Samfunnets prioritering	Bedriftenes prioritering
1B	1	2
2C	4	1
3B	3	4
4C	2	3

Utfall 1B kommer høyt opp på listen både for samfunnet og selskapet. Investeringene til prosjektet er nest høyest, men utfallet generer såpass stor fortjeneste at det kommer veldig godt ut i lønnsomhetsberegningene, både før og etter skatt.

Utbyggingsløsningen som gir høyest lønnsomhet i et utfall, skifter etter skatteberegningene for ett av utfallene. Det som spiller inn er når investeringene og inntjeningene kommer i prosjektsyklusen. Utbyggingene med større investeringer vil også få relativt større avskrivninger og friinntekter som står i forhold til investeringene. Avskrivningene og friinntekten vil ha en positiv effekt på kontantstrømmen i seks og fire år frem tid, fra investeringen blir foretatt. Siden det antas at selskapet er i skatteposisjon vil avskrivningene kunne overføres til et annet prosjekt i årene hvor det kun investeres. Kontantstrømmen blir da noe mindre negativ for prosjektet i årene uten produksjon. I produserende år får prosjektet skattegrunnlaget redusert, som også vil ha en positiv effekt på kontantstrømmen.

- For utfall 1 har 1A større kostnader enn 1B, og får høyest NNV etter skatt. Produksjonsprofilen er den samme for begge utbyggingsløsningene som betyr at inntjeningene kommer i samme tid og er like store. Ved større kostnader følger også større avskrivninger og friinntekt. Selskapets fradrag i 1B veier opp for en dyrere utbyggingsløsning. 1B får dermed en høyere lønnsomhet etter skatt enn 1A. For de andre utfallene var beste alternativ før skatt, også beste alternativ etter skatt.

6.1.3 Forlenget levetid og økt ressursutnyttelse

Som beskrevet i kapittel 5.5 klarer forekomstene å bære driftskostnadene lengre når de produserer i samordning. Hvor mye lengre forekomstene klarer å produsere innad i et utfall er vist i tabell 6.2. I gjennomsnitt klarer forekomstene å produsere 6 år lengre med samordning enn uten.

Tabell 6.2 - Økt produksjonstid for forekomstene ved samordning, per utfall

Økt produksjonsperiode ved samordning [år]				
	1B	2C	3B	4C
Forekomster som klarer å produsere alene	2 - 4	2 - 7	2	4
Forekomster som ikke klarer å produsere alene	5 - 6	6 - 11	10 - 11	6 - 10

Lengre produksjonsperioder vil også føre til økt ressursutnyttelse. Tabell 6.3 viser hvor mye mer som potensielt vil produseres ved en forlenget produksjonstid, når driftskostnadene fordeles på flere forekomster.

Tabell 6.3 - Økt ressursutnyttelse ved samordning per utfall

Økt produksjonsvolum ved samordning [MSm³ o. e.]				
Volum	1B	2C	3B	4C
<i>Utvinnbare volumer</i>	36,91	37,77	42,58	38,86
Produsert i samordning	36,71	34,83	39,79	36,36
Produsert ved enslig tilknytning	27,56	12,80	20,18	19,72
Produsert av potensielle volumer i samordning	100%	92%	93%	94%
Produsert av potensielle volumer alene	74%	34%	47%	51%
Prosentvis økning ved samordning	26%	58%	46%	43%

Tabell 6.3 viser at forekomstene får en høyere ressursutnyttelse ved å produseres i samordning fremfor alene. Dette skyldes at noen av forekomstene er avhengige av annen infrastruktur for å kunne bygges ut. Andre forekomster som kan ha en selvstendig utbygging, har for lave inntjeninger til å bære driftskostnadene alene. De resterende forekomstene, som klarer å bære driftskostnadene alene en periode, får en kortere produksjonsperiode enn i en samordning. Totalt sett fører samordningene til at det er mulig å produsere nesten dobbelt så mye av de potensielle ressursene.

Forekomstene i utfallene bærer drifts- og modifikasjonskostnadene frem til år 13 og 14. Dette er den estimerte økonomiske levetiden for forekomstene, dersom de gitte utfallene slår til. Når flere forekomster tilknyttes samme innretning blir som sagt enhetskostnadene lavere, og den økonomiske levetiden til morplattformen kan forlenges. Dette vil også påvirke feltene som allerede produserer på P1. For feltene i produksjon er produksjonsstopp planlagt i år 9, til tross for at det fortsatt er utvinnbart volum igjen i reservoarene. Det antas at dette blant annet skyldes de høye enhetskostnadene på P1. Ved tilknytning av flere forekomster kan den økonomiske levetiden til produserende felt forlenges. Hvor lenge feltene kan produsere avhenger av størrelsen på deres egne driftskostnader i forhold til egen produksjon.

6.2 Diskusjon rundt sentrale observasjoner

6.2.1 Betydningen av arbeidsprogram

Når forekomstene bygges ut i en serie av havbunnsrammer, vil produksjonsstart være avhengig av produksjonsstart til forekomsten som ligger fremst i serien. Flere forekomster har alternative utbyggingsløsninger, som fremvist i kapittel 5.1.1 – 5.1.4. Hvis den fremste forekomsten har en senere antatt mulig produksjonsstart enn den andre i rekken, må den andre vente til den første har begynt å produsere. I noen av alternativene er utbyggingsløsningen avhengig av at andre forekomster bygges ut først. Alternativene som gjør at forekomstene kommer tidligst i produksjon er de mest lønnsomme.

- Utfall 2C løser problemet med bruk av t-forbindelser i utbyggingen. Forekomstene M og N får en fremskyndet produksjonsstart med to og ett år.
- Utfall 3B løser problemet med en delt tilknytning av forekomstene. Forekomst J slipper å vente på produksjonsstart for L, og fremskyver produksjonsstart med ett år.

6.2.2 Billigere utbyggingsløsninger og bedre utnyttelse av infrastruktur

P1 har én ledig oppkoblingsmulighet for stigerør ved tilknytning av nye forekomster. Ved enslige tilknytninger kan denne oppkoblingsmuligheten kun brukes av en enkelt forekomst. Uten samordning og bruk av havbunnstilknytninger må andre forekomster som også ønsker å tilknyttes P1 bygge ut en ny balkong. Det fører til økte kostnader, samtidig som det er begrenset vekt- og arealkapasitet på P1. Ved samordning og bruk av havbunnstilknytninger kan flere forekomster bruke samme produksjon- og stigerør, og dermed utnytte infrastruktur og tilknytningsmuligheter både på plattformen og i området bedre.

Den totale utbyggingsløsningen i kapittel 4.3 viser hvordan tilknytningsmulighetene i områdene kan utnyttes. Ved utbygging av ny infrastruktur har også flere forekomster mulighet til å komme i produksjon. Dette gjelder spesielt for forekomst D i utfall 1, og H i utfall 4 som må bygges ut via avviksbrønner. Forekomstene er plassert for langt borte fra tilstedeværende infrastruktur, og de er derfor avhengige av utbygging av ny nærliggende infrastruktur. Mer infrastruktur i området kan også føre til økte tilknytningsmuligheter for fremtidige forekomster.

Lønnsomheten til de ulike utbyggingsløsningene som fremstilles i kapittel 5.1.1 – 5.1.4 er avhengig av flere faktorer. I denne oppgaven fokuserer utbyggingsløsningene på total rørlengde (som har en effekt på kostnadene), og tidligst mulig produksjonsstart (som har en effekt på inntektene). I samordningen benytter forekomstene seg av eksisterende infrastruktur. Slik kan en utbygging av forekomstene bli rimeligere, blant annet ved å redusere kostnader for innkjøp og installasjon av rørledninger. En reduksjon i kostnadene er av stor betydning for marginalt lønnsomme forekomster, som kan være veldig sensitive i forhold til oljepris.

- I utfall 1 blir Q undersøkt tilknyttet H6 og H3 i utfall 1A og 1B. Produksjonsstart for alle forekomstene i dette utfallet forblir det samme i utfall 1A og 1B og inntektene forblir derfor konstante. Siden Q har kortere avstand til H3 enn til H6, blir 1B mer lønnsom.
- I utfall 2 blir tre utbyggingsløsninger undersøkt. I utfall 2C blir M tilknyttet H6, og P og O tilknyttes samme rørledning via t-koblinger. Dette fører til økte utbyggingskostnader for M, men reduserte kostnader for P og O. Ved denne utbyggingen blir produksjonsstart for M fremskjøvet med to år og N med ett år. Produksjonsstarten til E blir utsatt med to år. Siden M og N har større volumer enn E har dette en positiv effekt på inntjeningene til prosjektet.

Utfall 2C får høyest lønnsomhet ettersom forekomstene kommer tidligere i produksjon enn i 2A, og det har lavere kostnader enn 2B.

- I utfall 3 blir J undersøkt tilknyttet L og H3. Det er kortere avstand til H3 som brukes i 3B, og løsningen har derfor en billigere utbygging. Ved denne utbyggingen slipper J å vente på at L skal starte å produsere, og kan tilknyttes et år tidligere enn i 3A. Ved en billigere utbygging og en raskere produksjonsstart øker lønnsomheten til prosjektet.
- I utfall 4 vil forekomstene ha lik produksjonsstart i hvert alternativ. I 4B kobles K til H4 og B til H3, dette gir utbyggingen høyere kostnader og er derfor valgt bort. I 4A og 4C undersøkes avstanden fra V til P1 og H2. Det er kortere avstand til P1, og 4C blir dermed det mest lønnsomme utfallet.

6.2.3 Produksjonskapasitet

Tilgjengelig produksjonskapasitet er en begrensende faktor for produksjonsstart for forekomstene og påvirker derfor også lønnsomheten for prosjektet. Produksjonen legger grunnlaget for inntjeningene til prosjektet, og ifølge NNV-beregningene vil NNV bli høyere ved større og tidligere inntjening i prosjektets livssyklus. Dette bygger på prinsippet om at penger mottatt i dag er verdt mer enn penger mottatt i fremtiden. Det er derfor ønskelig med størst mulig volumer i produksjon, tidligst mulig.

Selv om det optimale er å fase inn de største forekomstene først, er ikke det alltid mulig med tanke på begrenset gasskapasitet de første årene og mulig produksjonsstart per forekomst. Antatt produksjonsstart avhenger av ledetid og arbeidsprogram, og kan føre til at de større forekomstene må avvente produksjonen selv om det er ledig kapasitet på innretningen. Dette er beskrevet i kapittel 6.2.3.1 og 6.2.3.2.

6.2.3.1 Utnyttelse av lite ledig kapasitet

Fra produksjonsprofilene som fremstilles i kapittel 5.1.1 – 5.1.4 observeres et gap i utnyttet oljekapasitet fra år 1-5 for alle utfallene. Selv om det er mye ledig oljekapasitet, er gasskapasiteten så godt utnyttet at ingen forekomster kan begynne å produsere før i år 3. De første årene vil det fremdeles være vanskelig for nye forekomster å tilknyttes produksjonen da det er lite tilgjengelig gasskapasitet. For å starte produksjonen for forekomstene i utfallene

tidligst mulig, blir de mindre forekomstene som kan benytte seg av den resterende produksjonskapasiteten prioritert først i produksjon.

- I utfall 1B har fire forekomster mulig produksjonsstart i år 3. Alle fire har en estimert produksjonsrate som ikke overskrider ledig olje- og gasskapasitet. To av forekomstene er plassert bakerst i en serie av havbunnsrammer og må dermed vente på de foran i køen. Ved vurdering av hvilken av de to resterende forekomstene som burde komme i produksjon først, gir forekomsten med høyest produksjonsrate høyest lønnsomhet til prosjektet. Den gir en høyere lønnsomhet da større inntjening tidlig i livssyklusen til prosjektet er verdt mer enn i senere år. I tillegg vil den også utnytte den resterende kapasiteten best.
- I utfall 2C har fire forekomster mulig produksjonsstart i år 3, og lav nok produksjonsrate til at de kan begynne å produsere i samme år. Siden 2C bygges ut ved en t-forbindelse ligger forholdene til rette for at alle kan komme i produksjon tidlig. På samme grunnlag som for utfall 1B prioriteres forekomstene som har høyest produksjonsrate inn i produksjon først. Med M og Y først inn i produksjon, får prosjektet en høyere lønnsomhet. Videre tilknyttes N og E. E har en høyere produksjonsrate enn N, men må vente et år med å produseres da den resterende produksjonskapasiteten ikke er stor nok.
- I utfall 3B har en forekomst antatt mulig produksjonsstart i år 3, men pga. de store forventede volumene får forekomsten også en veldig høy daglig produksjonsrate. Det er derfor ikke nok tilgjengelig kapasitet for forekomsten før i år 4.
- I utfall 4C har to forekomster mulig produksjonsstart i år 3, og har en produksjonsrate som ikke overskrider ledig produksjonskapasitet. V har høyest produksjonsrate og gir prosjektet høyere lønnsomhet ved å produseres først.

6.2.3.2 Utsatt produksjonsstart

Etter år 4 er det mer ledig kapasitet på P1, og større forekomster har dermed mulighet til å starte produksjonen. Likevel må noen av forekomstene avvente produksjonsstart i forhold til hva som er antatt mulig pga. en begrenset produksjonskapasitet. Dette skyldes at forekomstene som ligger først i serien og dermed kommer først i produksjon, opptar en såpass stor andel av kapasiteten at de andre forekomstene må vente på ledig kapasitet.

- I Utfall 1B får fire forekomster utsatt produksjonsstart fra to til seks år. Forekomstene som må vente ligger lenger bak i en serie av havbunnarammer.
- I utfall 2C får tre forekomster utsatt produksjonsstart fra ett til to år.
- I utfall 3B og 4C får ingen forekomster utsatt produksjonsstart. Alle forekomstene kan starte produksjonen så tidlig som antatt mulig.

6.3 Vurdering av forekomstene i utfallene

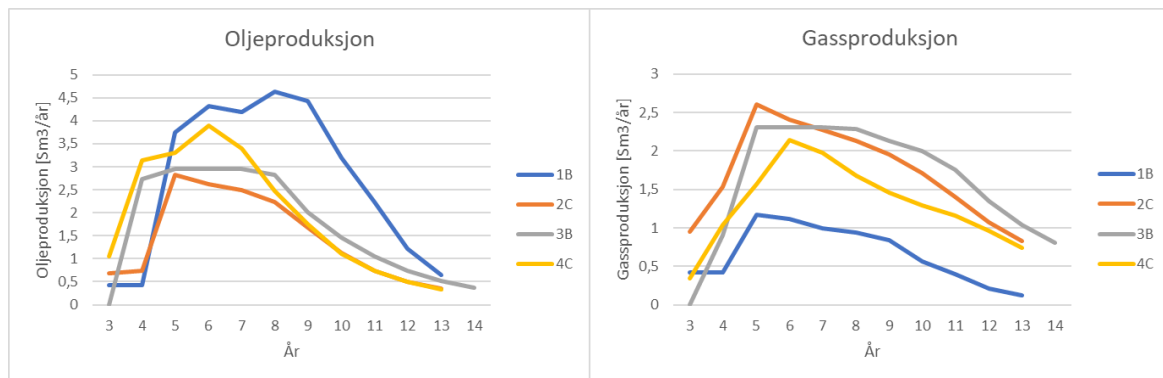
De kartlagte prospektene i oppgaven blir omtalt som forekomster da de betraktes som funn som skal bygges ut og produseres. I realiteten må det først bores letebrønn og påvises ressurser før prospektene kan bygges ut og produseres.

En enkel analyse er gjennomført for å undersøke hvilke forekomster som bør bores først. Analysen fremstiller hvilke forekomster som er avhengige av å dele driftskostnadene med andre forekomster for å kunne produseres lønnsomt. Samtidig kommer det frem hvilke forekomster som klarer å produsere lønnsomt alene. Ut fra analysene anbefales det å først bore i prospektene som har potensiale til å bære drifts- og modifikasjonskostnadene alene. Om en forekomst er avhengig av å produsere sammen med en annen, anbefales det å avvete leting av denne forekomsten til det er gjort funn i en annen. Dette forutsetter at forekomstene tilknyttes P1.

En forenkling er gjort ved å ta utgangspunkt i den totale kostnadsprofilen til utfallet ved samordning. Kontantstrømmene og produksjonsstart per forekomst holdes uendret, mens ulike kombinasjoner undersøkes for å se om de klarer å bære driftskostnadene sammen. Dette undersøkes ved NNV beregninger, der en positiv NNV antyder at produksjonen er lønnsom. Det tas ikke hensyn til at tilknytningstidspunkt eller avstand til nærmeste innretning vil endres, ved ulike forekomstkombinasjoner. Ny kontantstrøm som da skulle tilsvart eksempelvis produksjonsstart i år 3 med tilhørende oljepris og kostnadsjusteringer for produksjonsstart i dette året, er ikke generert. Pga. forenklingene som er foretatt gir analysen kun en indikasjon på hvilke prospekter som er avhengig av å produseres sammen, og deres lønnsomhet. Likevel vil ikke kontantstrømmene være altfor ulike, da oljeprisen og kostnadsjusteringen holdes konstant i store deler av kontantstrømmene.

Ut fra analysen foreslås en letestrategi for utfallene, og avhengigheter mellom prospektene som kommer frem presenteres i kapittel 6.3.1 - 6.3.4. Letestrategien baserer seg på at leteaktiviteten bør prioriteres til prospektene som klarer å bære driftskostnadene alene, og først til de som genererer høyest lønnsomhet. Deretter bør det vurderes om det skal letes videre etter forekomstene som er avhengig av andre for å kunne produseres lønnsomt. Delkapitlene vil også vurdere utfallene i sin helhet etter hva som er kommet frem fra analysene i kapittel 5.2-5.6.

En faktor som spiller inn i de ulike resultatene for hvert utfall, som ellers ikke omtales tidligere i oppgaven, er mengden olje og gass som forventes å være tilstede i de kartlagte prospektene. Olje- og gassproduksjon per utfall er vist i figur 6.3.



Figur 6.3 – Olje- og gassproduksjon per utfall

Forekomstene er listet opp etter lønnsomhet, fra høyest til lavest, når de omtales i kapittel 6.3.1-6.3.5.

6.3.1 Utfall 1B

Av forekomstene i utfall 1 er det kun C, D og E som ikke klarer å produsere lønnsomt alene. Driftskostnadene blir for store til at produksjonen blir lønnsom. I dette utfallet har E produksjonsstart i år 8. I utfall 2B og 4C har E produksjonsstart i år 3 og klarer da å produseres lønnsomt i tre år, før driftskostnadene øker når produksjonen fra hovedfeltet stenges ned. Q, R, Y og F klarer å bære driftskostnadene alene. Sammen med F, som er forekomsten som har lavest lønnsomhet av forekomstene som klarer å produseres alene, kan både C, D og E produseres lønnsomt. Selv om D klarer å produsere lønnsom sammen med F er den avhengig av en havbunnsramme i C for å kunne bygges ut via en avviksbrønn. C, D og E blir ikke

lønnsomme i kombinasjon med hverandre uten F. C er derfor avhengig av funn i enten Q, R, Y eller F for å få en lønnsom produksjon. D er avhengig av funn i C for å kunne bygges ut, og E vil være avhengig å produseres sammen med en annen etter år 5 for å klare å bære driftskostnadene til P1. Leting bør derfor prioriteres til Q, R, Y eller F, i respektive rekkefølge. Dersom ingen av disse resulterer i funn, anbefales det å ikke lete videre i E, C og D.

1B er utfallet med høyest lønnsomhet. Dette utfallet har lavest volum av oljeekvivalenter, men høyest oljevolum. Årsaken til den høye lønnsomheten er antakeligvis det høye oljevolumet, da olje er mer lønnsomt enn gass. Dette kommer frem i figur 6.3 og 6.4 som hhv. viser oljeproduksjon og gassproduksjon per utfall. Utfallet er også minst følsomt i forhold til endringer i CAPEX og OPEX. Utfallet har høy NNV som reduserer risikoen for økte kostnader ved utbygging. Dette gjør utfall 1B til et attraktivt prosjekt både for selskapet og samfunnet.

6.3.2 Utfall 2C

Av forekomstene i utfall 2C klarer ikke P, M og N, å produsere lønnsomt alene pga. høye driftskostnader på P1. O, Y og E, klarer å bære driftskostnadene alene og får en lønnsom produksjon. Av disse tre er O er mest lønnsom. I kombinasjon med E, som har lavest lønnsomhet av O, Y og E, kan både P, M og N få en lønnsom produksjon. M klarer også å produsere lønnsomt i kombinasjon med P eller N. P og N er derfor avhengig av funn i enten O, Y, E eller M, og M er avhengig av funn i de respektive eller P og N. Leting bør derfor prioriteres til O, Y og E i den respektive rekkefølgen, før det vurderes om det skal letes videre i M. Er det ikke funn i noen av disse kartlagte prospektene anbefales ikke videre leting.

Utfallet kommer øverst på prioriteringslisten fra selskapets prioritering iht. nåverdiindeksen, og er samtidig prosjektet som er minst følsomt for endringer i olje- og gasspris. Det er et godt tegn for selskapene, da oljeprisen historisk sett som presentert i kapittel 2.3.1 varierer mye. Oljeprisen har derfor en stor usikkerhet knyttet til hva den vil være i fremtiden.

6.3.3 Utfall 3B

Utfall 3B er avhengig av funn i S. Verken L eller J klarer å bære enhetskostnadene alene eller sammen. Utfallet får en god fortjeneste selv om kun S blir utbygd. At 3B er minst følsom ovenfor endringer i volum ut fra basisestimatet er positivt, da det er knyttet stor usikkerhet til volumestimatene før funn. Prosjektet har også god lønnsomhet både for P90 og P10 estimatene.

L har potensielt store volumer og kan være med å bære en stor andel av driftskostnadene. Det anbefales derfor en prioritert leting til S først. Ved funn i S bør det letes videre etter L og J, i respektiv rekkefølge.

3B er utfallet som er mest følsomt for endringer i olje- og gasspris, kalkulasjonsrente, CAPEX og OPEX. Ved lavt estimat for olje- og gasspris kommer 3B rett under kravet om 15% avkastning. Utfallet er nederst på prioriteringslisten fra selskapet sin side, pga. en lavere nåverdiindeks. Utfallet generer noe mindre inntjening men har relativ lik størrelse på investeringene som utfall 1. Likevel har utfall 1 en mye høyere lønnsomhet. Det som skiller utfall 1 og 3 er at utfall 1 har større mengder olje og utfall 3 har større mengder gass, som vises i figur 6.4 og 6.5. I denne oppgaven er det brukt en gasspris rundt 1,1 nok/ Sm³. Ved en annen prisforutsetning ville gjerne vurderingen av dette prosjektet blitt annerledes.

6.3.4 Utfall 4C

Av forekomstene er ikke G, H og A lønnsomme alene. B, V, K, T og E er lønnsomme ved en enslig tilknytning. Lønnsomheten vises etter rekkefølgen, der B er mest lønnsom. A blir lønnsom i kombinasjon med E, og kan derfor letes etter så lenge det blir funn i enten B, V, K, T eller E. G og H derimot blir ikke lønnsom sammen med E, men med T. Det betyr at G og H er avhengig av en forekomst med lik eller høyere lønnsomhet som T for å kunne produseres lønnsomt. Selv om H blir lønnsom i produksjon sammen med T, er H avhengig av en havbunnsramme i G for å kunne bygges ut som avviksbrønn. Det anbefales derfor en prioritert leting etter B, V, K, T og E, i respektiv rekkefølge. Videre hvis det blir funn i ett av disse kan det vurderes leting i A. Hvis det blir funn i T eller en av de andre med høyere lønnsomhet kan det vurderes å lete videre i H. Om det blir funn i G, kan det også vurderes å bore letebrønn i H.

4C er utfallet med størst usikkerhet knyttet til volumestimatene. Det er mest følsomt i forhold til endringer ut fra basisgrunnlaget og det eneste prosjektet som får negativ NNV hvis P90 estimatene slår til. Det kan derfor være nødvendig med flere geologistudier i området, før det besluttes å bore letebrønn.

6.3.5 Vurdering av forekomstene

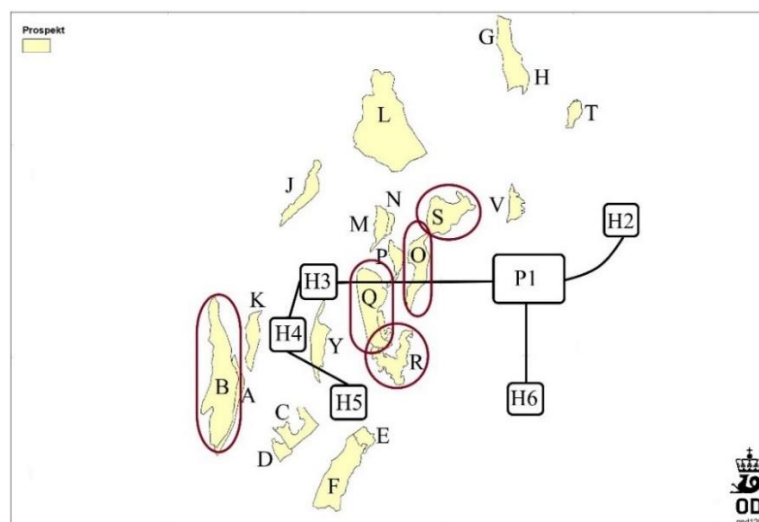
Forekomstene som generer høyest lønnsomhet ved enslig tilknytning er S, O, R, Q og B. Alle forekomstene gir relativt god lønnsomhet om P50 estimatet slår til. Ved å trekke inn funnsannsynligheten, og NNV for forekomstene kan dette gi en indikasjon om hvilke forekomster som bør prioriteres. Prioritert rekkefølge basert på NNV og funnsannsynlighet er fremstilt i tabell 6.4.

Tabell 6.4 - Prioritert leterekkefølge basert på NNV og funnsannsynlighet

Forekomst	S	O	R	Q	B
NNV [MNOK-18]	22 227	10 705	10 116	9 953	6 995
Prioritering:	1	2	3	4	5
Funnsannsynlighet	0,16	0,14	0,23	0,17	0,3
Prioritering:	4	5	2	3	1

Tabellen viser at S har desidert størst lønnsomhet av de fem forekomstene, men har nest lavest funnsannsynlighet. Forekomst B har minst lønnsomhet, men størst funnsannsynlighet. Det vil være tryggere å lete etter B, men funn i S vil gi mye større gevinster. Hvilken forekomst som er best å lete etter vil derfor bestemmes ut fra risikopreferansen til selskapet. Dette diskuteres ikke videre.

Figur 6.4 viser hvor forekomstene ligger i P1-området. Forekomstene ligger til venstre for P1 og har flere tilknytningsmuligheter i området.



Figur 6.4 – De mest lønnsomme forekomstene i P1

7. Oppsummering og konklusjon

Formålet med oppgaven var å undersøke hvordan en samordning kan påvirke lønnsomheten i et modent område. Dette er blitt gjort ved å gjennomføre flere analyser og beregninger, med hovedfokus på lønnsomhet, enhetskostnader og ressursutnyttelse, der lønnsomheten ble vurdert ved NNV. Oppgaven viste at en samordning påvirker lønnsomheten på flere måter.

- **Lavere enhetskostnader.** Samordningene resulterte i reduserte enhetskostnader ved at flere forekomster bærer drifts- og modifikasjonskostnadene til morplattformen sammen. Med lavere enhetskostnader på morplattformen kan flere produsere lønnsomt, og det vil bli mer aktuelt å produsere nærliggende funn. Ved lavere kostnader og flere produserende felt vil lønnsomheten i området øke.
- **Bedre utnyttelse av infrastruktur.** Bedre utnyttelse av tilknytningsmulighetene for de alternative utbyggingsløsningene førte til tidligere produksjonsstart og lavere utbyggingskostnader. Tidligere produksjonsstart fører til tidligere inntekter. I kombinasjon med lavere utbyggingskostnader vil dermed prosjektlønnsomheten bli høyere. I tillegg er flere forekomster avhengige av annen infrastruktur for å kunne produseres lønnsomt. Etablering av ny infrastruktur vil også gi nye muligheter for tilknytning av flere forekomster.
- **Økt ressursutnyttelse.** Ti av tjueen forekomster er avhengige av en samordning for å kunne produseres lønnsomt. Åtte forekomster er avhengige av å produseres sammen med andre, og to forekomster er avhengige av utbygging av ny infrastruktur. Samordning fører dermed til at flere forekomster kan utbygges og produseres lønnsomt, over en lengre periode. Dette resulterte i en økt ressursutnyttelse på 26-58% per utfall. Økt ressursutnyttelse fører til økte inntekter, som igjen fører til økt lønnsomhet.
- **Økt levetid for P1 og produserende felt.** Uten tilleggsressurser er den økonomiske levetiden til P1 rundt år 5. Ved tilknytningen av funnene som allerede er vurdert inn til P1, øker levetiden til P1 til rundt år 9. Da må de produserende feltene stoppe produksjonen, selv om det er flere utvinnbare ressurser igjen. Med samordningene beskrevet i de fire ulike utfallene vil den økonomiske levetiden til P1 øke til år 13/14. Tredjepartstilknytninger kan dermed føre til at levetiden på P1 og de produserende

feltene forlenges. Slik vil mer av ressursene kunne produseres, og dette vil føre til økt lønnsomhet i området.

Likevel vil en samordning også føre med seg flere utfordringer. Disse utfordringene kan knyttes til eierinteresser og tekniske utfordringer. I tillegg vil samfunnet og selskapene se ulikt på prosjekter, og ha ulike prioriteringer.

- **Samfunnsøkonomisk vs. bedriftsøkonomisk optimum.** Sammenligningen mellom samfunns- og bedriftsøkonomisk optimum viste at prosjektet som ga lavest verdi til samfunnet ble høyest prioritert av selskapet, da det hadde høyest nåverdiindeks. Dette viser at det ikke alltid er samsvar mellom hva som er best for samfunnet og for selskapene. I tillegg bruker selskaper ofte høyere avkastnings- og materialitetskrav enn samfunnet. En samordnet utbygging kan bestå av flere mindre forekomster, som alene ikke har stor nok avkastning eller gir stor nok lønnsomhet til at selskapet vil ta del i utbyggingsprosjektet. Dette kan føre til at prosjekter som kan gi store verdier til samfunnet ikke blir gjennomført.
- **Eierinteresser.** En sentral utfordring med samordning er at prospektene ligger i ulike lisenser. Aktørene i disse lisensene kan ha ulike prioriteringer, og ulik eierandel i felt og infrastruktur. Resultatene etter skatt og tariffer kan derfor føre til kompliserte forhandlinger. Pga. den begrensede produksjonskapasiteten på P1 må det inngås avtaler om hvilke forekomster som får produsere først. Dette kan være utfordrende da alle ønsker høyest lønnsomhet til seg selv.
- **Ledetid.** Ved en samordning kan ledetiden både forkortes og forlenges. Ved tidkrevende forhandlinger og kompliserte utbyggingsløsninger, kan produksjonsstart for forekomstene utsettes. En forlenget ledetid vil ha en negativ effekt både på samordningen og lønnsomheten til prosjektet.
- **Tekniske utfordringer.** Aktørens syn på tredjepartstilknytninger vil være avhengig av egen produksjon og videre planer. Tilknytning av nye forekomster kan gi en negativ innvirkning på produksjonsstrømmen fra egne felt. Benyttelse av tilstedeværende kontrollkabel og rørledninger kan stå i konflikt med aktørens egne interesser, for eksempel hvis de ønsker å bore flere brønner. Reservoar- og fluidegenskaper kan også

være en utfordring. Høyt produksjonstrykk fra nye forekomster kan påvirke brønnstrømmen fra produserende felt. I tillegg kan flerfasestrømning over lengre avstander, med en stor andel vann, være utsatt for hydratdannelser som vil føre til utfordringer og økte kostnader. Tilgjengelig produksjonskapasitet vil også variere ved endringer i blant annet feltenes produksjon, tidspunkt for transport, og dreneringsstrategi til de nye forekomstene.

Til slutt ble en helhetlig vurdering utført for utfallene og de ulike forekomstene.

- **Beste utfall.** Av fire mulige utfall, er utfall 1 prosjektet som er mest attraktivt fra samfunnet sin side, da dette generer høyest lønnsomhet av utfallene. Prosjektet kommer også høyt opp på prioriteringslisten fra selskapene sin side, med en god avkastning i forhold til investeringer. Sensitivitetsanalysene antyder at prosjektet også er mer robust i forhold til økte kostnader. For en utbygging av marginale forekomster er dette veldig positivt og anses derfor som et prosjekt som bør vurderes videre.
- **Høyest lønnsomhet.** Forekomstene som generer høyest lønnsomhet er S, O, R, Q og B. Dersom det blir gjort funn i disse prospektene, er aktørene allerede sikret en god fortjeneste da de klarer å bære driftskostnadene til P1 alene. Det anbefales likevel å fortsette letingen da produksjon fra flere forekomster vil være med å bære driftskostnadene, og slik redusere enhetskostnadene. Lavere enhetskostnader vil øke muligheten for at mindre funn kan tilknyttes, og dermed øke lønnsomheten til prosjektene og verdiskapningen til Norge.

7.1 Anbefalinger til videre arbeid

Flere forenklinger er utført i oppgaven. Følgende punkter vil gi god informasjon om faktiske forhold og anbefales ved en videreutvikling av arbeidet.

- Oppgaven inkluderer ikke PVT- beregninger for de nye forekomstene. En inkludering av dette vil gi en bedre indikasjon om reservoartrykket i forekomstene stemmer overens med trykket i produksjonsrørene. Oppgaven tar heller ikke hensyn til effekten av dreneringsstrategi for de nye forekomstene som tilknyttes produksjonen. Det foreslås å undersøke hvordan dreneringsstrategi for nye forekomster påvirker tilgjengelig produksjonskapasitet.
- I sensitivitetsanalysene ble kun en variabel endret om gangen. Variablene kan være avhengige av hverandre, og det bør derfor utføres sensitivitetsanalyser som tar hensyn til dette. Dette gjelder spesielt for sensitiviteten for funnvolum. Endring i volum kan føre til endring i utbyggingsløsning, produksjonsprofiler og produksjonsstart. En endring i volum vil derfor ha stor effekt både på kostnadene og inntektene til prosjektet.
- Ved beregninger av kontantstrøm for utfallene er det ikke tatt hensyn til at de produserende feltene også vil bære noe av drifts- og modifikasjonskostnadene. Det er sett bort i fra da oppgaven fokuserer på prospektene i området. Det er også uklart hvordan tilknytningen av nye forekomstene til P1 vil påvirke produksjonsperioden for de produserende feltene. Dette påvirker spesielt beregninger av enhetskostnader, hvor det har størst effekt på enhetskostnadene som er estimert for en enslig tilknytning av forekomstene. Ved å inkludere de produserende feltene vil enhetskostnadene bli lavere, siden drifts- og modifikasjonskostnadene fordeles på flere felt.
- I analysen for hvilke forekomster som klarer å bære drifts- og modifikasjonskostnadene til P1 sammen, er det ikke generert nye kontantstrømmer eller undersøkt alternative tilknytningsmuligheter. Analysen kan utvides ved bruk av andre tilknytningsmuligheter, nytt tidspunkt for produksjonsstart, og nye kontantstrømmer.
- Leting etter nye forekomster innebærer stor risiko. Anbefalt letestrategi bør derfor baseres på en større risikovurdering enn det som er gjennomført i denne oppgaven.

8. Kilder

- Austvik, O. G. (2016). *Hva bestemmer oljeprisen?*. Hentet fra: <http://www.nupi.no/Skole/HHD-Artikler/2016/Hva-bestemmer-oljeprisen>
- Borges, V. *Terminology Explained: P10, P50 and P90*. Hentet fra: <https://blogs.dnvgi.com/software/2016/12/p10-p50-and-p90/>
- DNB. (20.04.2018). *Dagens valutakurs*. Hentet fra: <https://www.dnb.no/kursliste>
- EIA (U.S Energy Information Administration). (2018). *Petroleum and other liquids. Spot Prices*. Hentet fra https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm
- Equinor. (2017a). *Bygger ut Snefrid Nord*. Hentet fra: <https://www.equinor.com/no/news/developing-snefrid-nord.html>
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.* (R-109/2014). Hentet fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf
- Forskrift om andres bruk av innretninger. (2006). Forskrift om andres bruk av innretninger 01.01.2006. Hentet fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1625>
- Hoff, K. G. (2010). *Bedriftens økonomi*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Investopedia. (2018). *Sunk Cost*. Hentet fra <https://www.investopedia.com/terms/s/sunkcost.asp>
- KPMG. (2018). *Petroleumsbeskatning*. Hentet fra <https://verdtavite.kpmg.no/petroleumsbeskatning.aspx>
- Lederkilden. (2018). *Ordlister: Beta-verdi*. Hentet fra <https://www.lederkilden.no/ordliste/beta-verdi>
- Norskpetroleum. (2017a). *Letepolitikk*. Hentet fra <http://www.norskpetroleum.no/leting/letepolitikk/>
- Norskpetroleum. (2017b). *Hvordan dannes petroleum*. Hentet fra <http://www.norskpetroleum.no/petroleumsressursene/hvordan-dannes-petroleum/>
- Norskpetroleum. (2017c). *Statens inntekter fra petroleumsvirksomhet*. Hentet fra www.norskpetroleum.no/okonomi/statens-inntekter/
- Norskpetroleum. (2018a). *Effektiv ressursutnyttelse i modne områder*. Hentet fra <https://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/effektiv-ressursutnyttelse-i-modne-omrader/>

Norskpetroleum. (2018b). *Ordliste*. Hentet fra:
<https://www.norskpetroleum.no/ordliste/>

Norskpetroleum. (2018c). *Petroleumsskatt*. Hentet fra:
<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/>

NOU 2012: 16. (2012). *Samfunnsøkonomiske analyser*.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/5fce956d51364811b8547eebdbcde52c/no/pdfs/nou201220120016000dddpdfs.pdf>

Odland, J. (2013). *Oil and gas drilling and production system*. Acona AS.

Oljedirektoratet. (2016). *Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem 2016*. Hentet fra http://www.npd.no/Global/Norsk/5-Regelverk/Tematiske-veiledninger/Ressursklassifisering_n.pdf

Oljedirektoratet. (2017a). *Samfunnsøkonomiske løsninger*. (Ressursrapport 2017). Hentet fra: <http://ressursrapport2017.npd.no/bedrifts-og-samfunnsokonomi/>

Oljedirektoratet (2017b). *Geologisk vurdering av petroleumssressursene i østlige deler av Barentshavet nord 2017. Petroleumsgnologi*. Hentet fra <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/Geologisk-vurdering-av-petroleumssressursene-i-ostlige-deler-av-Barentshavet-nord-2017/Petroleumsgnologi/>

Oljedirektoratet. (2017c). *Arbeidsforpliktelser*. Hentet fra:
<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Arbeidsforpliktelser/>

Oljedirektoratet. (2018c). *Faktasider*. Felt → Alle → Fenja, Fram, Gjøa, Sindre, Skogull og Utgard. Hentet fra: <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

Oljedirektoratet. (2018d). *TFO2017 Tilbud med arbeidsprogram*. Hentet fra:
<http://www.npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningstillatelser/TFO2017/Tilbud/TFO2017-Tilbud-med-arbeidsprogram.pdf>

Oljedirektoratet. (2018e). *75 nye utvinningstillatelser i TFO 2017*. Hentet fra:
<http://www.npd.no/konsesjonsrunder/konsesjonstildelinger/tfo-2017/tilbud-om-andeler-i-tfo-2017/>

Oljedirektoratet. (2018f). *Omregningstabell*. Hentet fra:
<http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Ressursrapporter/Ressursrapport-2011/Figurer-og-tabeller/Omregningstabell.pdf>

Olje- og energidepartementet. (2010). *Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel*. (Y-0115 B). Hentet fra:
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/oktutvinning.pdf

Olje- og energidepartementet. (2011). *En næring for fremtida - om petroleumsvirksomheten*. Meld. St. 28 (2010 – 2011). Hentet fra
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-28-2010-2011/id649699/sec1>

Regjeringen. (2018). *Ny forskrift for pengepolitikken*. Hentet fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-forskrift-for-pengepolitikken/id2592551/>

Sander, K. (2017). *Kapitalrasjonering*. Hentet fra: <https://estudie.no/kapitalrasjonering/>

SSB. (13.02.2018). *Konsumprisindeksen. (Konsumprisindeks, historisk serie fra 1924 (2015=100))*. Tabell 08184). Hentet fra: <https://www.ssb.no/kpi>

Verdensklasse. (2018). *Utbygging og produksjon*. Hentet fra www.verdensklasse.no/fakta/?id=759&t=Utbygging-og-produksjon

Øglend, A. (u.å). *Kompendium: Commodity Price Variation and Price Risk Hedging*. Stavanger: Universitetet i Stavanger.

8.1 Interne kilder fra OD

Aadnevik, Ø. (2015). *Kalkulasjonsrente og skattekostnad*. Olje- og energidepartementet.

Kvinge, B. A. (2017). *Petroleumsøkonomi for ikke-økonomer*. Oljedirektoratet.

Oljedirektoratet. (2018a). Interne data og dokumenter fra ODs database.

Oljedirektoratet. (2018b). *Reporting of petroleum-related data to the revised national budget, "Produserende felt"*. Oljedirektoratet.

Sørenes, T. (2012). *Hva skiller samfunnsøkonomi vs. selskapsøkonomi i petroleumssektoren?*. Oljedirektoratet.

A. Appendiks

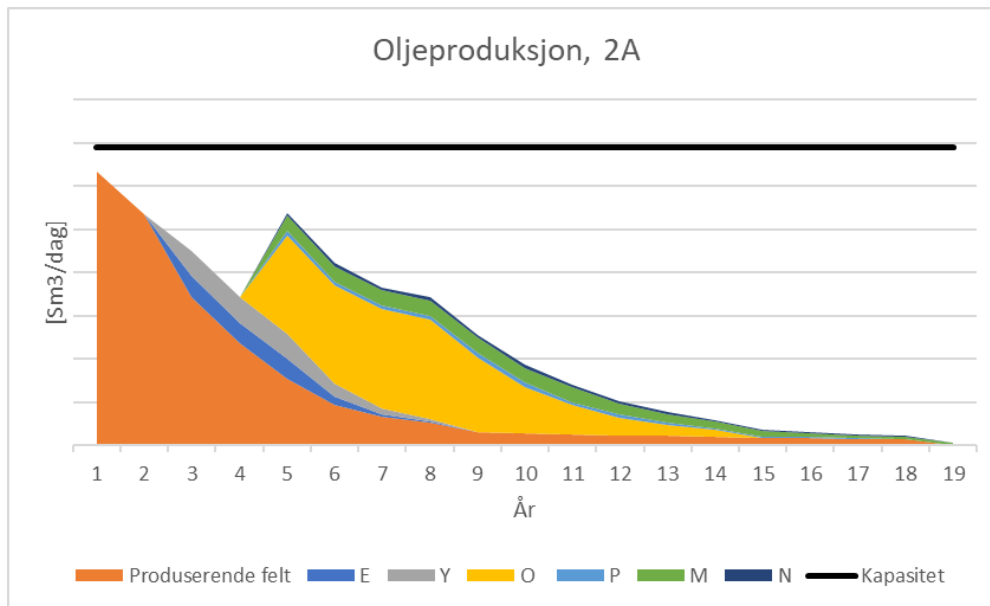
A.1 Arbeidsfordeling

Arbeidsfordelingen mellom partene er fremstilt i tabell A.1:

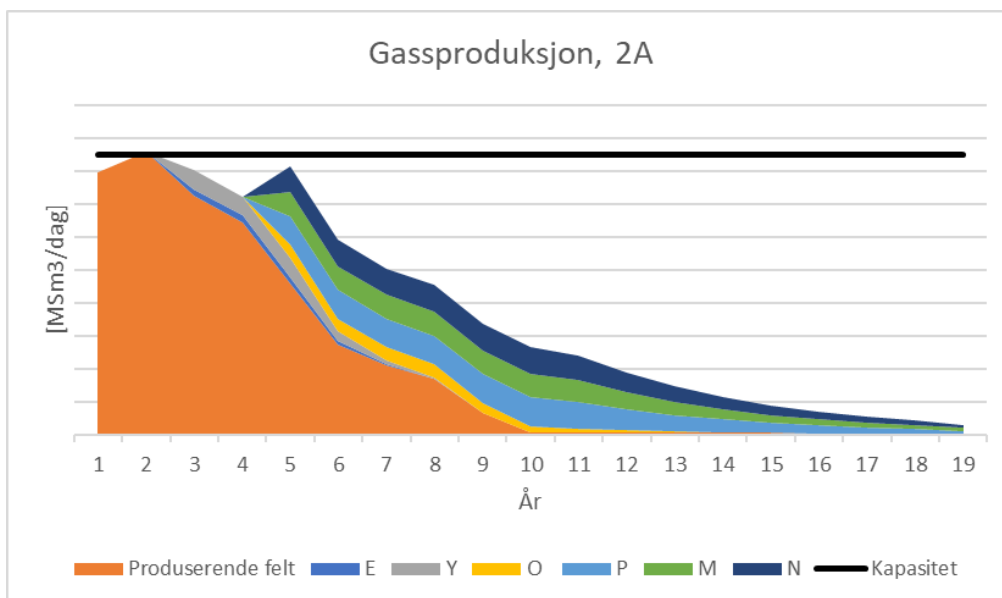
Tabell A.1 - Arbeidsfordeling

Ansvarsområde	Kristine	Marthe
Kapittel 1	1.1, 1.2	1.3
Kapittel 2	2.1: 2.1.1, 2.1.2 2.3: 2.3.1, 2.3.3 2.4	2.1: 2.1.3, 2.1.4 2.2 2.3: 2.3.2
Kapittel 3	3.2, 3.4	3.1, 3.3
Kapittel 4	De resterende kapitlene er skrevet i samarbeid.	
Kapittel 5		
Kapittel 6		
Kapittel 7		

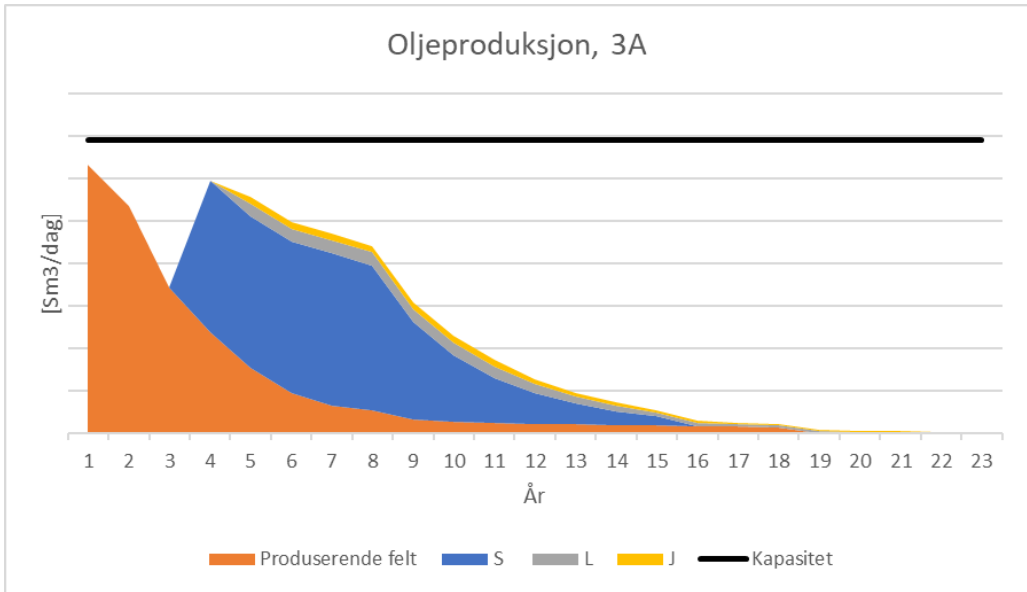
A.2 Produksjonsprofiler



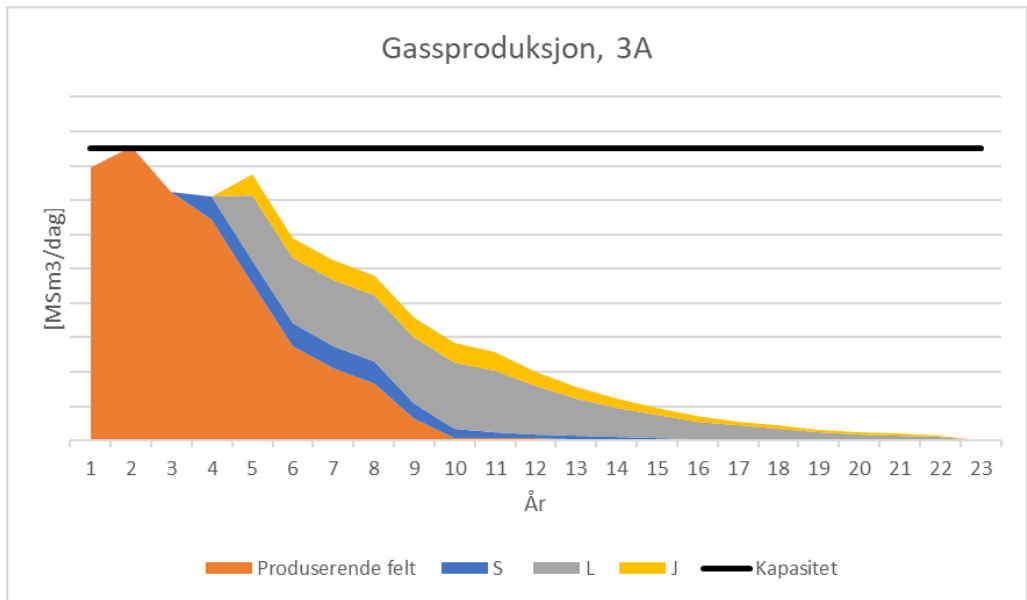
Figur A.1 - Oljeproduksjon, 2A



Figur A.2 – Gassproduksjon, 2A



Figur A.3 - Oljeproduksjon, 3A



Figur A.4 - Gassproduksjon, 3A

Tabell A.2 - Oljeproduksjon, utfall 1A/1B

Utfall 1A/1B - Oljeproduksjon [MSm ³ /år]								
År	Q	R	F	C	D	E	Y	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42
5	1,61	1,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	3,75
6	1,61	1,72	0,77	0,00	0,00	0,00	0,22	4,32
7	1,61	1,72	0,77	0,00	0,00	0,00	0,09	4,19
8	1,61	1,72	0,77	0,50	0,00	0,00	0,04	4,64
9	1,20	1,32	0,63	0,50	0,44	0,34	0,00	4,44
10	0,74	0,83	0,33	0,50	0,44	0,34	0,00	3,19
11	0,46	0,52	0,17	0,30	0,44	0,34	0,00	2,24
12	0,29	0,33	0,09	0,14	0,24	0,14	0,00	1,22
13	0,18	0,21	0,05	0,06	0,10	0,05	0,00	0,65
14	0,11	0,13	0,00	0,03	0,04	0,02	0,00	0,33
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Siste produksjonsår: 13								

Tabell A.3 - Gassproduksjon, utfall 1A/1B

Utfall 1A/1B - Gassproduksjon [GSm ³ /år]								
År	Q	R	F	C	D	E	Y	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42
5	0,33	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	1,17
6	0,33	0,42	0,15	0,00	0,00	0,00	0,22	1,12
7	0,33	0,42	0,15	0,00	0,00	0,00	0,09	0,99
8	0,33	0,42	0,15	0,00	0,00	0,00	0,04	0,94
9	0,24	0,32	0,12	0,00	0,00	0,15	0,00	0,84
10	0,15	0,20	0,06	0,00	0,00	0,15	0,00	0,57
11	0,09	0,13	0,03	0,00	0,00	0,15	0,00	0,40
12	0,06	0,08	0,02	0,00	0,00	0,06	0,00	0,22
13	0,04	0,05	0,01	0,00	0,00	0,02	0,00	0,12
14	0,02	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,06
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Siste produksjonsår: 13								

Tabell A.4 - Oljeproduksjon, utfall 2A

Utfall 2A - Oljeproduksjon [MSm ³ /år]							
År	O	P	M	N	E	Y	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,42	0,76
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,42	0,76
5	1,67	0,06	0,26	0,06	0,34	0,42	2,82
6	1,67	0,06	0,26	0,06	0,14	0,22	2,41
7	1,67	0,06	0,26	0,06	0,05	0,09	2,20
8	1,67	0,06	0,26	0,06	0,02	0,04	2,11
9	1,27	0,06	0,26	0,06	0,00	0,00	1,65
10	0,79	0,06	0,26	0,06	0,00	0,00	1,17
11	0,50	0,06	0,24	0,05	0,00	0,00	0,85
12	0,31	0,05	0,19	0,04	0,00	0,00	0,59
13	0,19	0,04	0,15	0,03	0,00	0,00	0,41
14	0,12	0,03	0,11	0,03	0,00	0,00	0,29
15	0,00	0,02	0,09	0,02	0,00	0,00	0,13
16	0,00	0,02	0,07	0,02	0,00	0,00	0,10
17	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,08
18	0,00	0,01	0,04	0,01	0,00	0,00	0,06
19	0,00	0,01	0,03	0,01	0,00	0,00	0,05
20	0,00	0,01	0,03	0,01	0,00	0,00	0,04
21	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,03
22	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,02

Siste produksjonsår: 14

Tabell A.5 - Gassproduksjon, utfall 2A

Utfall 2A - Gassproduksjon [GSm ³ /år]							
År	O	P	M	N	E	Y	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,42	0,57
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,42	0,57
5	0,29	0,63	0,53	0,58	0,15	0,42	2,61
6	0,29	0,63	0,53	0,58	0,06	0,22	2,31
7	0,29	0,63	0,53	0,58	0,02	0,09	2,15
8	0,29	0,63	0,53	0,58	0,01	0,04	2,08
9	0,22	0,63	0,53	0,58	0,00	0,00	1,97
10	0,14	0,63	0,53	0,58	0,00	0,00	1,88
11	0,09	0,59	0,50	0,54	0,00	0,00	1,71
12	0,05	0,46	0,39	0,42	0,00	0,00	1,32
13	0,03	0,36	0,30	0,33	0,00	0,00	1,02
14	0,02	0,28	0,23	0,26	0,00	0,00	0,79
15	0,00	0,22	0,18	0,20	0,00	0,00	0,60
16	0,00	0,17	0,14	0,16	0,00	0,00	0,47
17	0,00	0,13	0,11	0,12	0,00	0,00	0,36
18	0,00	0,10	0,09	0,09	0,00	0,00	0,28
19	0,00	0,08	0,07	0,07	0,00	0,00	0,22
20	0,00	0,06	0,05	0,06	0,00	0,00	0,17
21	0,00	0,05	0,04	0,04	0,00	0,00	0,13
22	0,00	0,04	0,03	0,03	0,00	0,00	0,10
Siste produksjonsår: 14							

Tabell A.6 - Oljeproduksjon, utfall 2B/2C

Utfall 2B/2C - Oljeproduksjon [MSm ³ /år]							
År	O	P	M	N	E	Y	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,26	0,00	0,00	0,42	0,68
4	0,00	0,00	0,26	0,06	0,00	0,42	0,74
5	1,67	0,06	0,26	0,06	0,34	0,42	2,82
6	1,67	0,06	0,26	0,06	0,34	0,22	2,61
7	1,67	0,06	0,26	0,06	0,34	0,09	2,49
8	1,67	0,06	0,26	0,06	0,14	0,04	2,23
9	1,27	0,06	0,24	0,06	0,05	0,00	1,68
10	0,79	0,06	0,19	0,05	0,02	0,00	1,12
11	0,50	0,06	0,15	0,04	0,00	0,00	0,74
12	0,31	0,05	0,11	0,03	0,00	0,00	0,50
13	0,19	0,04	0,09	0,03	0,00	0,00	0,34
14	0,12	0,03	0,07	0,02	0,00	0,00	0,24
15	0,00	0,02	0,05	0,02	0,00	0,00	0,09
16	0,00	0,02	0,04	0,01	0,00	0,00	0,07
17	0,00	0,01	0,03	0,01	0,00	0,00	0,06
18	0,00	0,01	0,03	0,01	0,00	0,00	0,04
19	0,00	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,03
20	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,03
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Siste produksjonsår: 13							

Tabell A.7 - Gassproduksjon, utfall 2B/2C

Utfall 2B/2C - Gassproduksjon [GSm ³ /år]							
År	O	P	M	N	E	Y	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,42	0,95
4	0,00	0,00	0,53	0,58	0,00	0,42	1,53
5	0,29	0,63	0,53	0,58	0,15	0,42	2,61
6	0,29	0,63	0,53	0,58	0,15	0,22	2,40
7	0,29	0,63	0,53	0,58	0,15	0,09	2,28
8	0,29	0,63	0,53	0,58	0,06	0,04	2,14
9	0,22	0,63	0,50	0,58	0,02	0,00	1,95
10	0,14	0,63	0,39	0,54	0,01	0,00	1,71
11	0,09	0,59	0,30	0,42	0,00	0,00	1,40
12	0,05	0,46	0,23	0,33	0,00	0,00	1,08
13	0,03	0,36	0,18	0,26	0,00	0,00	0,83
14	0,02	0,28	0,14	0,20	0,00	0,00	0,64
15	0,00	0,22	0,11	0,16	0,00	0,00	0,48
16	0,00	0,17	0,09	0,12	0,00	0,00	0,38
17	0,00	0,13	0,07	0,09	0,00	0,00	0,29
18	0,00	0,10	0,05	0,07	0,00	0,00	0,23
19	0,00	0,08	0,04	0,06	0,00	0,00	0,18
20	0,00	0,06	0,03	0,04	0,00	0,00	0,14
21	0,00	0,05	0,00	0,03	0,00	0,00	0,08
22	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
Siste produksjonsår: 13							

Tabell A.8 – Olje- og gassproduksjon, utfall 3A

Utfall 3A - Oljeproduksjon [MSm ³ /år]					Utfall 3A - Gassproduksjon [GSm ³ /år]				
År	S	L	J	Sum	År	S	L	J	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	2,61	0,00	0,00	2,61	4	0,48	0,00	0,00	0,48
5	2,61	0,22	0,12	2,95	5	0,48	1,40	0,43	2,31
6	2,61	0,22	0,12	2,95	6	0,48	1,40	0,43	2,31
7	2,61	0,22	0,12	2,95	7	0,48	1,40	0,43	2,31
8	2,50	0,22	0,12	2,83	8	0,46	1,40	0,43	2,28
9	1,68	0,22	0,12	2,02	9	0,31	1,40	0,43	2,13
10	1,13	0,22	0,12	1,47	10	0,21	1,40	0,43	2,03
11	0,76	0,21	0,11	1,08	11	0,14	1,30	0,40	1,84
12	0,52	0,16	0,08	0,76	12	0,10	1,02	0,31	1,42
13	0,35	0,13	0,07	0,54	13	0,06	0,79	0,24	1,10
14	0,23	0,10	0,05	0,38	14	0,04	0,62	0,19	0,85
15	0,16	0,08	0,04	0,27	15	0,03	0,48	0,15	0,66
16	0,00	0,06	0,03	0,09	16	0,00	0,37	0,11	0,49
17	0,00	0,05	0,02	0,07	17	0,00	0,29	0,09	0,38
18	0,00	0,04	0,02	0,05	18	0,00	0,23	0,07	0,30
19	0,00	0,03	0,01	0,04	19	0,00	0,18	0,05	0,23
20	0,00	0,02	0,01	0,03	20	0,00	0,14	0,04	0,18
21	0,00	0,02	0,01	0,03	21	0,00	0,11	0,03	0,14
22	0,00	0,01	0,01	0,02	22	0,00	0,08	0,03	0,11

Siste produksjonsår: 14

Tabell A.9 – Olje- og gassproduksjon, utfall 3B

Utfall 3B - Oljeproduksjon [MSm ³ /år]					Utfall 3B - Gassproduksjon [GSm ³ /år]				
År	S	L	J	Sum	År	S	L	J	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	2,61	0,00	0,12	2,73	4	0,48	0,00	0,43	0,91
5	2,61	0,22	0,12	2,95	5	0,48	1,40	0,43	2,31
6	2,61	0,22	0,12	2,95	6	0,48	1,40	0,43	2,31
7	2,61	0,22	0,12	2,95	7	0,48	1,40	0,43	2,31
8	2,50	0,22	0,12	2,83	8	0,46	1,40	0,43	2,28
9	1,68	0,22	0,12	2,02	9	0,31	1,40	0,43	2,13
10	1,13	0,22	0,11	1,46	10	0,21	1,40	0,40	2,00
11	0,76	0,21	0,08	1,06	11	0,14	1,30	0,31	1,76
12	0,52	0,16	0,07	0,74	12	0,10	1,02	0,24	1,35
13	0,35	0,13	0,05	0,52	13	0,06	0,79	0,19	1,04
14	0,23	0,10	0,04	0,37	14	0,04	0,62	0,15	0,81
15	0,16	0,08	0,03	0,27	15	0,03	0,48	0,11	0,62
16	0,00	0,06	0,02	0,08	16	0,00	0,37	0,09	0,46
17	0,00	0,05	0,02	0,07	17	0,00	0,29	0,07	0,36
18	0,00	0,04	0,01	0,05	18	0,00	0,23	0,05	0,28
19	0,00	0,03	0,01	0,04	19	0,00	0,18	0,04	0,22
20	0,00	0,02	0,01	0,03	20	0,00	0,14	0,03	0,17
21	0,00	0,02	0,01	0,02	21	0,00	0,11	0,03	0,13
22	0,00	0,01	0,00	0,01	22	0,00	0,08	0,00	0,08

Siste produksjonsår: 14

Tabell A.10 - Oljeproduksjon, 4A/4B/4C

Utfall 4A/4B/4C - Oljeproduksjon [MSm ³ /år]									
År	V	T	G	H	K	B	A	E	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71
4	0,71	0,00	0,00	0,00	0,71	1,37	0,17	0,00	2,96
5	0,71	0,00	0,00	0,00	0,71	1,37	0,17	0,34	3,30
6	0,56	0,79	0,05	0,12	0,71	1,37	0,17	0,34	4,11
7	0,28	0,79	0,05	0,12	0,56	1,37	0,17	0,34	3,68
8	0,14	0,79	0,05	0,12	0,28	0,90	0,17	0,14	2,59
9	0,07	0,65	0,05	0,12	0,14	0,54	0,17	0,05	1,80
10	0,04	0,34	0,05	0,12	0,07	0,32	0,16	0,02	1,13
11	0,00	0,18	0,05	0,12	0,04	0,19	0,12	0,00	0,70
12	0,00	0,09	0,05	0,11	0,00	0,12	0,10	0,00	0,47
13	0,00	0,05	0,04	0,09	0,00	0,07	0,08	0,00	0,32
14	0,00	0,00	0,03	0,07	0,00	0,00	0,06	0,00	0,15
15	0,00	0,00	0,02	0,05	0,00	0,00	0,05	0,00	0,12
16	0,00	0,00	0,02	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,09
17	0,00	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,07
18	0,00	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00	0,02	0,00	0,06
19	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,04
20	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,01	0,00	0,03
21	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,03
22	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
23	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Siste produksjonsår: 13									

Tabell A.11 - Gassproduksjon, utfall 4A/4B/4C

Utfall 4A/4B/4C - Gassproduksjon [GSm ³ /år]									
År	V	T	G	H	K	B	A	E	Sum
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20
4	0,20	0,00	0,00	0,00	0,24	0,45	0,53	0,00	1,42
5	0,20	0,00	0,00	0,00	0,24	0,45	0,53	0,15	1,56
6	0,16	0,14	0,16	0,40	0,24	0,45	0,53	0,15	2,23
7	0,08	0,14	0,16	0,40	0,19	0,45	0,53	0,15	2,10
8	0,04	0,14	0,16	0,40	0,09	0,30	0,53	0,06	1,73
9	0,02	0,12	0,16	0,40	0,05	0,18	0,53	0,02	1,48
10	0,01	0,06	0,16	0,40	0,02	0,11	0,49	0,01	1,27
11	0,00	0,03	0,16	0,40	0,01	0,06	0,39	0,00	1,06
12	0,00	0,02	0,15	0,37	0,00	0,04	0,30	0,00	0,88
13	0,00	0,01	0,12	0,29	0,00	0,02	0,23	0,00	0,67
14	0,00	0,00	0,09	0,23	0,00	0,00	0,18	0,00	0,50
15	0,00	0,00	0,07	0,18	0,00	0,00	0,14	0,00	0,39
16	0,00	0,00	0,06	0,14	0,00	0,00	0,11	0,00	0,30
17	0,00	0,00	0,04	0,11	0,00	0,00	0,09	0,00	0,24
18	0,00	0,00	0,03	0,08	0,00	0,00	0,07	0,00	0,18
19	0,00	0,00	0,03	0,07	0,00	0,00	0,05	0,00	0,14
20	0,00	0,00	0,02	0,05	0,00	0,00	0,04	0,00	0,11
21	0,00	0,00	0,02	0,04	0,00	0,00	0,03	0,00	0,09
22	0,00	0,00	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
23	0,00	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Siste produksjonsår: 13									

A.3 Input til kontantstrømmer

Tabell A.12 - KPI (SSB,13.02.2018)

2018 prognose: 2 %		
År	Årsgjennomsnitt	Prisindeks til 2018-NOK
2000	75,500	1,425
2001	77,700	1,385
2002	78,700	1,367
2003	80,700	1,333
2004	81,000	1,329
2005	82,300	1,308
2006	84,200	1,278
2007	84,800	1,269
2008	88,000	1,223
2009	89,900	1,197
2010	92,100	1,168
2011	93,300	1,153
2012	93,900	1,146
2013	95,900	1,122
2014	97,900	1,099
2015	100,000	1,076
2016	103,600	1,039
2017	105,500	1,020
2018	<i>107,610</i>	1,000

Tabell A.13 - Kostnadsjustering og kroneverdi

År	Kostnadsjustering	Kroneomregning (NOK-17 til NOK-18)	Total årlig endring
2017	1,000	1,020	1,020
2018	1,020	1,020	1,040
2019	1,040	1,020	1,061
2020	1,061	1,020	1,082
2021	1,082	1,020	1,104
2022	1,104	1,020	1,126
2023	1,126	1,020	1,149
2024	1,149	1,020	1,172
2025	1,172	1,020	1,195
2026 →	1,195	1,020	1,219

Drifts- og modifikasjonskostnadene i tabell A.14 er inkludert i kontantstrømmene vist videre i kapitlet.

Tabell A.14 - Drifts- og modifikasjonskostnader, P1 (OD, 2018)

Drifts- og modifikasjonskostnader, P1		
År	Driftskostnader	Modifikasjoner
0		719,70
1	0	734,10
2	0	
3	0	
4	0	
5	62,06752476	
6	0	1360,39
7	0	1360,39
8	0	1360,39
9	391,025406	1360,39
10	40,3438911	1360,39
11	0	1360,39
12	0	1360,39
13	62,06752476	1360,39
14	46,55064357	1360,39
15	0	1360,39
16	0	1360,39
17	62,06752476	1360,39
18	0	1360,39
19	204,8228317	1360,39
20	0	1360,39
21	62,06752476	1360,39
22	0	1360,39
23	0	1360,39

Modifikasjonskostnaden i år 0 og 1 er tilknytning av en balkong, og gjelder kun for utfall 3 og 4. Disse kostnadene er ikke tatt med for utfall 1 og utfall 2.

- Modifikasjonskostnaden i år 0 tilfaller utfall 4A/4B/4C
- Modifikasjonskostnaden i år 1 tilfaller utfall 3A/3B

Tabell A.15 - Prisprognose olje

Prognose "X": Oljepris						
	[USD/bbl]			[NOK/Sm ³]		
År	Høy	Basis	Lav	Høy	Basis	Lav
2018	74,40	54,00	33,60	3660,35	2656,71	1653,06
2019	79,81	59,00	38,19	3926,51	2902,70	1878,88
2020	90,20	68,98	47,76	4437,68	3393,70	2349,71
2021	92,01	70,36	48,71	4526,73	3461,59	2396,45
2022	93,85	71,77	49,69	4617,26	3530,96	2444,66
2023	95,73	73,20	50,68	4709,75	3601,31	2493,37
2024	97,64	74,67	51,69	4803,72	3673,63	2543,06
2025	99,59	76,16	52,73	4899,66	3746,94	2594,22
2026	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2027	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2028	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2029	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2030	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2031	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2032	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2033	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2034	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2035	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2036	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2037	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2038	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2039	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2040	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2041	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2042	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2043	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2044	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2045	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2046	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2047	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2048	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2049	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2050	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2051	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2052	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2053	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88
2054	101,58	77,68	53,78	4997,56	3821,72	2645,88

Tabell A.16 - Prisprognose gass

Prognose "X": Gasspris						
År	[USD/1000 cf]			[NOK/Sm3]		
	Høy	Basis	Lav	Høy	Basis	Lav
2018	3,60	3,08	2,55	994,42	850,78	704,38
2019	3,66	3,12	2,59	1010,99	861,83	715,43
2020	4,10	3,55	3,01	1132,53	980,61	831,45
2021	4,18	3,62	3,07	1154,63	999,94	848,02
2022	4,26	3,70	3,13	1176,73	1022,04	864,59
2023	4,35	3,77	3,19	1201,59	1041,38	881,17
2024	4,44	3,85	3,25	1226,45	1063,48	897,74
2025	4,53	3,92	3,32	1251,31	1082,81	917,08
2026	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2027	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2028	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2029	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2030	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2031	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2032	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2033	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2034	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2035	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2036	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2037	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2038	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2039	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2040	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2041	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2042	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2043	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2044	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2045	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2046	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2047	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2048	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2049	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2050	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2051	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2052	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2053	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41
2054	4,62	4,00	3,39	1276,17	1104,91	936,41

A.4 Kontantstrømmer

Tabell A.17 - NNV utfall 1

Kontantstrømmer - Utfall 1				
	1A [MNOK-18]		1B [MNOK-18]	
År	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13
1	-382,43	-382,43	-382,43	-382,43
2	-1591,71	-1591,71	-1585,74	-1585,74
3	-4491,12	-4491,12	-4460,66	-4460,66
4	-4326,52	-4326,52	-4301,66	-4301,66
5	13432,77	13432,77	13433,97	13433,97
6	14232,31	14232,31	14233,52	14233,52
7	13044,75	13044,75	13045,95	13045,95
8	15491,58	15491,58	15492,79	15492,79
9	14900,19	14900,19	14901,39	14901,39
10	10539,14	10539,14	10540,34	10540,34
11	6938,53	6938,53	6939,73	6939,73
12	2975,73	2975,73	2976,93	2976,93
13	712,48	712,48	713,69	713,69
14	-747,10	-3362,80	-745,89	-3356,09
15	-3057,01	0,00	-3050,30	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV =	36296,09	36372,49	36343,38	36419,54
IRR =	71,54 %		71,80 %	

Tabell A.18 - NNV utfall 2

Kontantstrømmer - Utfall 2						
	2A [MNOK-18]		2B [MNOK-18]		2C [MNOK-18]	
År	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 14	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13
0	0,00	0,00	-292,76	-292,76	-315,73	-315,73
1	-762,03	-762,03	-2032,56	-2032,56	-2149,68	-2149,68
2	-1939,85	-1939,85	-3113,14	-3113,14	-3072,99	-3072,99
3	-2699,87	-2699,87	-1389,57	-1389,57	-702,05	-702,05
4	-1545,56	-1545,56	725,00	725,00	1285,08	1285,08
5	12661,00	12661,00	12659,80	12659,80	12682,35	12682,35
6	9566,11	9566,11	10410,08	10410,08	10432,63	10432,63
7	8619,33	8619,33	9817,55	9817,55	9840,10	9840,10
8	8235,65	8235,65	8723,86	8723,86	8746,41	8746,41
9	5726,11	5726,11	5994,13	5994,13	6016,68	6016,68
10	4567,27	4567,27	4177,10	4177,10	4199,65	4199,65
11	3250,59	3250,59	2377,02	2377,02	2399,57	2399,57
12	1884,99	1884,99	1332,36	1332,36	1354,91	1354,91
13	869,72	869,72	438,92	438,92	461,47	461,47
14	211,81	211,81	-124,08	-2001,75	-101,53	-1954,09
15	-1446,75	-1995,04	-1708,70	0,00	-1644,51	0,00
16	-644,35	0,00	-848,69	0,00	-852,30	0,00
17	-892,29	0,00	-1051,75	0,00	-1055,37	0,00
18	-975,03	0,00	-1099,53	0,00	-1103,15	0,00
19	-1292,67	0,00	-1389,93	0,00	-1393,55	0,00
20	-1175,74	0,00	-1251,78	0,00	-1255,39	0,00
21	-1306,28	0,00	-1846,40	0,00	-1872,05	0,00
22	-1297,56	0,00	-223,67	0,00	-1582,85	0,00
23	-954,05	0,00	-245,32	0,00	-238,61	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV =	20610,76	22293,46	21288,39	22996,77	21874,72	23830,78
IRR =	66,03 %		54,23 %		56,44 %	

Tabell A.19 - NNV utfall 3

Kontantstrømmer - Utfall 3				
	3A [MNOK-18]		3B [MNOK-18]	
År	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 14	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 14
1	-1720,18	-1720,18	-1943,22	-1943,22
2	-5860,55	-5860,55	-6755,59	-6755,59
3	-8344,40	-8344,40	-8036,20	-8036,20
4	6242,34	6242,34	8039,55	8039,55
5	12737,76	12737,76	12740,31	12740,31
6	11439,44	11439,44	11441,99	11441,99
7	11439,44	11439,44	11441,99	11441,99
8	10990,53	10990,53	10993,08	10993,08
9	7454,05	7454,05	7456,59	7456,59
10	5684,49	5684,49	5630,69	5630,69
11	4092,12	4092,12	3919,33	3919,33
12	2495,29	2495,29	2361,34	2361,34
13	1290,34	1290,34	1186,65	1186,65
14	483,65	483,65	403,54	403,54
15	-64,38	-3524,11	-126,14	-3507,33
16	-2882,46	0,00	-2929,90	0,00
17	-949,00	0,00	-985,29	0,00
18	-1028,57	0,00	-1056,18	0,00
19	-1343,74	0,00	-1364,59	0,00
20	-1224,89	0,00	-1240,47	0,00
21	-1353,93	0,00	-1365,40	0,00
22	-1344,05	0,00	-1628,43	0,00
23	-1346,77	0,00	-1047,70	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV =	23641,18	25216,41	23907,01	25545,78
IRR =	43,97 %		43,58 %	

Tabell A.20 - NNV utfall 4

Kontantstrømmer - Utfall 4						
	4A [MNOK-18]		4B [MNOK-18]		4C [MNOK-18]	
År	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13	Uten prod. stopp	Siste prod.år: 13
0	-937,53	-937,53	-937,53	-937,53	-934,66	-934,66
1	-2126,66	-2126,66	-2153,01	-2153,01	-2112,02	-2112,02
2	-6086,71	-6086,71	-6221,11	-6221,11	-6074,77	-6074,77
3	-2429,49	-2429,49	-2539,16	-2539,16	-2430,45	-2430,45
4	8604,31	8604,31	8599,00	8599,00	8603,34	8603,34
5	11015,63	11015,63	11010,21	11010,21	11014,63	11014,63
6	15618,50	15618,50	15613,08	15613,08	15617,85	15617,85
7	13819,47	13819,47	13814,05	13814,05	13819,44	13819,44
8	9452,46	9452,46	9447,04	9447,04	9452,74	9452,74
9	5904,02	5904,02	5898,60	5898,60	5904,46	5904,46
10	3543,91	3543,91	3538,49	3538,49	3544,43	3544,43
11	1447,10	1447,10	1441,68	1441,68	1450,46	1450,46
12	627,35	627,35	635,70	635,70	627,35	627,35
13	130,28	130,28	121,85	121,85	130,28	130,28
14	-1793,36	-2214,88	-1840,35	-2261,87	-1793,36	-2214,88
15	-644,18	0,00	-644,18	0,00	-644,18	0,00
16	-825,01	0,00	-825,01	0,00	-825,01	0,00
17	-1024,40	0,00	-1024,40	0,00	-1024,40	0,00
18	-1074,64	0,00	-1074,64	0,00	-1074,64	0,00
19	-1366,95	0,00	-1366,95	0,00	-1366,95	0,00
20	-1230,29	0,00	-1230,29	0,00	-1230,29	0,00
21	-1345,47	0,00	-1345,47	0,00	-1345,47	0,00
22	-1758,85	0,00	-1758,85	0,00	-1758,85	0,00
23	-1351,19	0,00	-1351,19	0,00	-1351,19	0,00
24	-453,57	0,00	-453,57	0,00	-453,57	0,00
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV =	25385,55	27658,13	25160,35	27432,93	25407,24	27679,82
IRR =	50,95 %		50,22 %		51,06 %	

Tabell A.21 - Sensitiviteter, utfall 1B

Sensitivitet (NNV 7%) IRR [MNOK-18], utfall 1B					
År	CAPEX (+20%)	CAPEX (-20 %)	OPEX (+30%)	OPEX (-30%)	Volum: P90
1	-458,92	-305,95	-382,43	-382,43	-382,43
2	-1902,88	-1268,59	-1585,74	-1585,74	-1585,74
3	-5728,99	-3192,32	-4465,19	-4456,12	-5728,08
4	-5545,54	-3057,77	-4306,29	-4297,03	-5593,88
5	13185,83	13682,11	13356,93	13511,01	5365,05
6	14007,57	14459,46	13733,90	14733,14	4809,53
7	12701,00	13390,90	12546,33	13545,57	4018,03
8	15328,59	15656,98	14980,29	16005,28	4752,24
9	14901,39	14901,39	14384,25	15418,53	3251,10
10	10540,34	10540,34	10023,20	11057,48	1962,91
11	6939,73	6939,73	6422,59	7456,87	376,95
12	2976,93	2976,93	2459,79	3494,07	-3356,09
13	713,69	713,69	196,55	1230,83	0,00
14	-3356,09	-3356,09	-3356,09	-3050,30	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV=	33 994,61	38 844,46	34 592,19	38 343,68	2 503,93
IRR =	60 %	88 %	71 %	73 %	16 %
Stopp	13	13	13	13	11
År	Volum: P10	Oljepris: Lav	Oljepris: Høy	Disk. Faktor 10%	Disk. Faktor 4%
1	-382,43	-382,43	-382,43	-382,43	-382,43
2	-1585,74	-1585,74	-1585,74	-1585,74	-1585,74
3	-2857,37	-5005,72	-3916,97	-4460,66	-4460,66
4	-2667,02	-4856,03	-3746,13	-4301,66	-4301,66
5	20667,88	8824,29	18046,88	13433,97	13433,97
6	18819,48	8965,83	19504,29	14233,52	14233,52
7	17094,00	7948,11	18146,53	13045,95	13045,95
8	20101,70	9880,43	21107,74	15492,79	15492,79
9	23452,25	9543,60	20261,50	14901,39	14901,39
10	17925,88	6698,31	14383,94	10540,34	10540,34
11	13536,98	4235,43	9645,15	6939,73	6939,73
12	7617,84	1509,08	4445,38	2976,93	2976,93
13	3609,91	-3356,09	1494,02	713,69	713,69
14	1146,73	0,00	-3356,09	-3356,09	-3356,09
15	-2885,74	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV=	62 112,76	19 034,94	53 760,66	26 624,81	50 225,30
IRR =	106 %	48 %	92 %	72 %	72 %
Stopp	14	12	13	13	13

Tabell A.22 - Sensitiviteter, utfall 2C

Sensitivitet (NNV 7% [MNOK-18]), utfall 2C					
År	CAPEX (+20%)	CAPEX (-20 %)	OPEX (+30%)	OPEX (-30%)	Volum: P90
0	-378,87	-252,58	-315,73	-315,73	-315,73
1	-2579,62	-1719,74	-2149,68	-2149,68	-2149,68
2	-3687,59	-2458,40	-3072,99	-3072,99	-2216,35
3	-1491,17	87,07	-725,68	-678,42	-2608,79
4	731,70	1838,45	1251,47	1318,68	-1185,43
5	12682,35	12682,35	12609,02	12755,67	5325,98
6	10432,63	10432,63	9951,19	10914,07	3712,21
7	9840,10	9840,10	9358,66	10321,54	3515,75
8	8746,41	8746,41	8264,97	9227,85	2638,58
9	6016,68	6016,68	5539,96	6493,40	427,91
10	4199,65	4199,65	3722,92	4676,37	91,58
11	2399,57	2399,57	1927,53	2871,61	-481,25
12	1354,91	1354,91	882,87	1826,95	0,00
13	461,47	461,47	-1954,09	933,51	0,00
14	-1954,09	-1954,09	0,00	370,50	0,00
15	0,00	0,00	0,00	-1954,09	0,00
NNV=	22 142,60	25 518,96	22 052,83	25 726,78	2 246,62
IRR =	48 %	68 %	55 %	58 %	16 %
Stopp	13	13	12	14	10
År	Volum: P10	Oljepris: Lav	Oljepris: Høy	Disk. Faktor 10%	Disk. Faktor 4%
0	-315,73	-315,73	-315,73	-315,73	-315,73
1	-2149,68	-2149,68	-2149,68	-2149,68	-2149,68
2	-3072,99	-3072,99	-3072,99	-3072,99	-3072,99
3	1666,53	-1626,97	219,90	-702,05	-702,05
4	4383,57	182,73	2391,66	1285,08	1285,08
5	21210,73	8930,47	16441,42	12682,35	12682,35
6	18156,54	6953,46	13918,43	10432,63	10432,63
7	17062,99	6530,78	13155,71	9840,10	9840,10
8	15050,22	5764,53	11734,18	8746,41	8746,41
9	12841,64	3706,39	8332,36	6016,68	6016,68
10	9469,41	2596,79	5807,22	4199,65	4199,65
11	6364,51	1290,17	3512,84	2399,57	2399,57
12	4285,01	582,80	2129,99	1354,91	1354,91
13	2623,74	-1954,09	1007,68	461,47	461,47
14	1493,50	0,00	287,99	-1954,09	-1954,09
15	696,13	0,00	-1954,09	0,00	0,00
16	105,27	0,00	0,00	0,00	0,00
17	-1954,09	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV=	52 540,94	12 752,32	35 047,67	17 653,45	32 364,93
IRR =	87 %	39 %	70 %	56 %	56 %
Stopp	17	13	15	14	14

Tabell A.23 - Sensitiviteter, utfall 3B

Sensitivitet (NNV 7%) og IRR [MNOK-18], utfall 3B					
År	CAPEX (+20%)	CAPEX (-20 %)	OPEX (+30%)	OPEX (-30%)	Volum: P90
1	-2185,04	-1701,39	-1943,22	-1943,22	-1943,22
2	-8106,71	-5404,47	-6755,59	-6755,59	-6755,59
3	-9643,44	-6428,96	-8036,20	-8036,20	-8036,20
4	7549,24	8529,85	7966,41	8112,68	4541,06
5	12740,31	12740,31	12630,08	12779,28	7446,64
6	11441,99	11441,99	10923,64	11889,07	6148,32
7	11441,99	11441,99	10923,64	11889,07	6148,32
8	10993,08	10993,08	10474,73	11440,17	4763,04
9	7456,59	7456,59	6938,24	7903,68	2290,70
10	5630,69	5630,69	5112,34	6077,78	1298,68
11	3919,33	3919,33	3400,98	4366,42	406,52
12	2361,34	2361,34	1842,99	2808,42	-1329,99
13	1186,65	1186,65	668,29	1633,73	0,00
14	403,54	403,54	-3507,33	850,62	0,00
15	-3507,33	-3507,33	0,00	320,95	0,00
16	0,00	0,00	0,00	-3507,33	0,00
NNV=	23 021,66	28 069,91	23 434,24	27 472,17	5 472,26
IRR =	kr 0,36	kr 0,53	kr 0,42	kr 0,45	kr 0,19
Stopp	14	14	13	15	11
År	Volum: P10	Oljepris: Lav	Oljepris: Høy	Disk. Faktor 10%	Disk. Faktor 4%
1	-1943,22	-1943,22	-1943,22	-1943,22	-1943,22
2	-6755,59	-6755,59	-6755,59	-6755,59	-6755,59
3	-8036,20	-8036,20	-8036,20	-8036,20	-8036,20
4	11826,61	4746,37	11335,23	8039,55	8039,55
5	19215,78	8883,98	16603,01	12740,31	12740,31
6	17917,46	7585,65	15304,69	11441,99	11441,99
7	17917,46	7585,65	15304,69	11441,99	11441,99
8	17935,83	7276,84	14715,64	10993,08	10993,08
9	14351,24	4721,96	10197,13	7456,59	7456,59
10	11582,29	3571,44	7695,48	5630,69	5630,69
11	8864,60	2381,76	5461,75	3919,33	3919,33
12	6135,11	1260,32	3466,10	2361,34	2361,34
13	4063,27	394,16	1982,01	1186,65	1186,65
14	2594,76	-3507,33	979,16	403,54	403,54
15	1542,38	0,00	292,64	-3507,33	-3507,33
16	-712,89	0,00	-3507,33	0,00	0,00
NNV=	53 567,11	11 894,11	39 357,86	18 439,30	35 486,41
IRR =	63 %	28 %	57 %	44 %	44 %
Stopp	15	13	15	14	14

Tabell A.24 - Sensitiviteter, utfall 4C

Sensitivitet (NNV 7% [MNOK-18]), utfall 4C					
År	CAPEX (+20%)	CAPEX (-20 %)	OPEX (+30%)	OPEX (-30%)	Volum: P90
0	-977,65	-891,67	-934,66	-934,66	-934,66
1	-2534,42	-1689,61	-2112,02	-2112,02	-2112,02
2	-7289,72	-4859,81	-6074,77	-6074,77	-6074,77
3	-3448,63	-1412,27	-2443,45	-2417,44	-3368,84
4	7959,33	9247,35	8528,64	8678,04	201,63
5	10537,49	11491,77	10933,75	11095,51	1499,24
6	15617,85	15617,85	15096,09	16139,60	2281,31
7	13819,44	13819,44	13297,68	14341,20	685,67
8	9452,74	9452,74	8930,98	9974,49	-1939,97
9	5904,46	5904,46	5382,70	6426,21	0,00
10	3544,43	3544,43	3022,68	4066,19	0,00
11	1450,46	1450,46	946,91	1954,00	0,00
12	627,35	627,35	138,26	1116,45	0,00
13	130,28	130,28	-2214,88	619,38	0,00
14	-2214,88	-2214,88	0,00	-2214,88	0,00
NNV=	25 099,01	30 260,62	25 866,70	29 565,40	-7 284,33
IRR =	43 %	61 %	50 %	52 %	#NUM!
Stopp	13	13	12	13	7
År	Volum: P10	Oljepris: Lav	Oljepris: Høy	Disk. Faktor 10%	Disk. Faktor 4%
0	-934,66	-934,66	-934,66	-934,66	-934,66
1	-2112,02	-2274,13	-2274,13	-2112,02	-2112,02
2	-6074,77	-5523,05	-5523,05	-6074,77	-6074,77
3	-1564,66	-2117,33	413,61	-2430,45	-2430,45
4	17729,29	4560,89	12147,27	8603,34	8603,34
5	21512,60	6850,19	15139,51	11014,63	11014,63
6	30243,35	9825,61	19725,64	15617,85	15617,85
7	28654,78	8303,54	16941,94	13819,44	13819,44
8	23972,72	5769,39	12161,88	9452,74	9452,74
9	17742,22	3231,60	7846,32	5904,46	5904,46
10	12606,17	2021,33	5088,90	3544,43	3544,43
11	7857,18	787,22	2923,32	1450,46	1450,46
12	5607,97	70,93	1558,27	627,35	627,35
13	2908,60	-2214,88	800,81	130,28	130,28
14	1813,63	0,00	-2214,88	-2214,88	-2214,88
15	898,94	0,00	0,00	0,00	0,00
16	-2214,88	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV=	77 621,21	13 141,53	42 199,95	20 559,58	37 420,19
IRR =	83 %	34 %	69 %	51 %	51 %
Stopp	15	12	13	13	13

Tabell A.25 - Enhetskostnader, utfall 1B

Utfall 1B: Enhetskostnader [kNOK-18/Sm ³ o. e.]								
År	Enslig tilknytning							Samordning
	Q	R	F	C	D	E	Y	
5	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,01
6	0,70	0,64	1,48	0,00	0,00	0,00	3,13	0,25
7	0,70	0,64	1,48	0,00	0,00	0,00	7,45	0,26
8	0,70	0,64	1,48	2,73	0,00	0,00	17,77	0,24
9	1,22	1,06	2,32	3,52	3,98	3,55	0,00	0,33
10	1,57	1,35	3,56	2,81	3,18	2,84	0,00	0,37
11	2,45	2,09	6,64	4,49	3,09	2,76	0,00	0,51
12	3,95	3,33	12,77	9,98	5,69	6,84	0,00	0,95
13	6,66	5,55	25,65	23,21	13,91	18,73	0,00	1,86
14	10,61	8,74	0,00	51,04	32,17	48,56	0,00	3,57
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabell A.26 - Enhetskostnader, utfall 2C

Utfall 2C: Enhetskostnader [kNOK/Sm ³ o. e.]							
År	Enslig tilknytning						Samordning
	O	P	M	N	E	Y	
5	0,03	0,09	0,08	0,10	0,13	0,07	0,01
6	0,69	1,96	1,72	2,13	2,76	3,13	0,27
7	0,69	1,96	1,72	2,13	2,76	7,45	0,29
8	0,69	1,96	1,72	2,13	6,84	17,77	0,31
9	1,17	2,53	2,37	2,74	23,06	0,00	0,48
10	1,50	2,02	2,44	2,35	48,34	0,00	0,50
11	2,33	2,10	3,04	2,93	0,00	0,00	0,63
12	3,73	2,70	3,90	3,76	0,00	0,00	0,86
13	6,25	3,62	5,23	5,05	0,00	0,00	1,21
14	9,89	4,59	6,65	6,41	0,00	0,00	1,60
15	0,00	5,70	8,25	7,96	0,00	0,00	2,37
16	0,00	7,32	10,59	10,21	0,00	0,00	3,04
17	0,00	9,82	14,21	13,71	0,00	0,00	4,08
18	0,00	12,06	17,44	16,82	0,00	0,00	5,01
19	0,00	17,81	25,76	24,85	0,00	0,00	7,40
20	0,00	19,87	28,74	27,72	0,00	0,00	8,25
21	0,00	26,67	0,00	37,20	0,00	0,00	15,53
22	0,00	32,74	0,00	0,00	0,00	0,00	32,74

Tabell A.27 - Enhetskostnader, utfall 3B

Utfall 3B: Enhetskostnader [kNOK/Sm ³ o. e.]				
År	Enslig tilknytning			Samordning
	S	L	J	
5	0,02	0,04	0,11	0,01
6	0,44	0,84	2,51	0,26
7	0,44	0,84	2,51	0,26
8	0,46	0,84	2,51	0,27
9	0,88	1,08	3,24	0,42
10	1,04	0,86	2,77	0,40
11	1,50	0,90	3,46	0,48
12	2,23	1,15	4,44	0,65
13	3,46	1,55	5,96	0,91
14	5,07	1,97	7,56	1,19
15	7,28	2,44	9,38	1,53
16	0,00	3,13	12,04	2,49
17	0,00	4,21	16,17	3,34
18	0,00	5,16	19,84	4,10
19	0,00	7,62	29,31	6,05
20	0,00	8,51	32,70	6,75
21	0,00	11,42	43,88	9,06
22	0,00	14,01	0,00	14,01

Tabell A.28 - Enhetskostnader, utfall 4C

Utfall 4C: Enhetskostnader [kNOK/Sm ³ o. e.]									
År	Enslig tilknytning								Samordning
	V	T	G	H	K	B	A	E	
5	0,07	0,00	0,00	0,00	0,07	0,03	0,09	0,13	0,01
6	1,91	1,46	6,48	2,62	1,44	0,75	1,94	2,76	0,21
7	3,76	1,46	6,48	2,62	1,83	0,75	1,94	2,76	0,24
8	7,40	1,46	6,48	2,62	3,60	1,13	1,94	6,84	0,31
9	18,76	2,26	8,34	3,37	9,11	2,43	2,50	23,06	0,53
10	29,53	3,46	6,67	2,69	14,33	3,24	2,14	48,34	0,58
11	0,00	6,41	6,48	2,62	27,37	5,25	2,67	0,00	0,77
12	0,00	12,24	6,94	2,80	0,00	8,75	3,43	0,00	1,01
13	0,00	24,44	9,31	3,76	0,00	15,24	4,60	0,00	1,43
14	0,00	0,00	11,82	4,77	0,00	0,00	5,84	0,00	2,15
15	0,00	0,00	14,67	5,93	0,00	0,00	7,25	0,00	2,67
16	0,00	0,00	18,83	7,61	0,00	0,00	9,31	0,00	3,42
17	0,00	0,00	25,28	10,21	0,00	0,00	12,49	0,00	4,60
18	0,00	0,00	31,03	12,53	0,00	0,00	15,34	0,00	5,64
19	0,00	0,00	45,82	18,51	0,00	0,00	22,65	0,00	8,33
20	0,00	0,00	51,12	20,65	0,00	0,00	25,27	0,00	9,30
21	0,00	0,00	68,61	27,71	0,00	0,00	33,91	0,00	12,48
22	0,00	0,00	84,23	34,02	0,00	0,00	0,00	0,00	24,23

Tabell A.29 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 1B

Utfall 1B: Drifts- og modifikasjonskostnader ved samordning [MNOK-18]							
År	Q	R	F	C	D	E	Y
5	24,49	26,97	0,00	0,00	0,00	0,00	10,60
6	485,98	535,11	230,41	0,00	0,00	0,00	108,88
7	509,67	561,19	241,64	0,00	0,00	0,00	47,89
8	473,83	521,73	224,65	121,51	0,00	0,00	18,67
9	478,11	547,38	250,88	165,36	146,15	163,54	0,00
10	333,53	386,39	146,79	185,89	164,29	183,84	0,00
11	285,21	334,33	105,28	155,85	226,39	253,33	0,00
12	326,69	387,50	101,14	129,37	226,79	188,90	0,00
13	397,22	476,77	103,14	114,00	190,11	141,22	0,00
14	473,55	575,14	0,00	98,49	156,25	103,52	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum	3788,29	4352,49	1403,92	970,46	1109,98	1034,34	186,06
Sum med prod. stopp	3314,74	3777,36	1403,92	871,98	953,74	930,82	186,06

Tabell A.30 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 2C

Utfall 2C: Drifts- og modifikasjonskostnader ved samordning [MNOK-18]						
År	O	P	M	N	E	Y
5	22,52	7,94	9,04	7,30	5,64	9,62
6	533,56	188,03	214,20	173,01	133,58	118,00
7	561,86	198,00	225,56	182,19	140,67	52,12
8	613,30	216,13	246,21	198,87	62,03	23,86
9	718,81	333,82	355,07	307,16	36,55	0,00
10	462,50	343,73	284,83	295,31	14,36	0,00
11	370,23	411,15	284,27	294,73	0,00	0,00
12	313,86	434,56	300,46	311,51	0,00	0,00
13	275,83	476,13	329,20	341,30	0,00	0,00
14	227,56	489,73	338,60	351,05	0,00	0,00
15	0,00	564,89	390,57	404,93	0,00	0,00
16	0,00	564,89	390,57	404,93	0,00	0,00
17	0,00	590,66	408,39	423,41	0,00	0,00
18	0,00	564,89	390,57	404,93	0,00	0,00
19	0,00	649,94	449,37	465,90	0,00	0,00
20	0,00	564,89	390,57	404,93	0,00	0,00
21	0,00	828,53	0,00	593,92	0,00	0,00
22	0,00	1360,39	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum	4100,03	8788,32	5007,47	5565,39	392,83	203,60
Sum med prod. stopp	3872,47	2609,50	2248,84	2111,38	392,83	203,60

Tabell A.31 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 3B

Utfall 3B: Drifts- og modifikasjonskostnader ved samordning [MNOK-18]			
År	S	L	J
1	244,70	244,70	244,70
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00
5	36,54	19,14	6,39
6	800,93	419,40	140,06
7	800,93	419,40	140,06
8	785,89	430,67	143,82
9	840,22	683,08	228,12
10	542,46	654,26	204,01
11	438,08	731,90	190,42
12	396,23	765,10	199,06
13	373,11	832,70	216,64
14	331,00	853,80	222,13
15	285,98	852,59	221,82
16	0,00	1079,53	280,86
17	0,00	1128,78	293,68
18	0,00	1079,53	280,86
19	0,00	1242,06	323,15
20	0,00	1079,53	280,86
21	0,00	1128,78	293,68
22	0,00	1360,39	0,00
Sum	5876,06	15005,35	3910,32
Sum med prod. stopp	5590,08	6054,16	1935,41

Tabell A.32 - Fordeling av drifts- og modifikasjonskostnader, utfall 4C

Utfall 4C: Drifts- og modifikasjonskostnader ved samordning [MNOK-18]								
År	V	T	G	H	K	B	A	E
0	89,96	89,96	89,96	89,96	89,96	89,96	89,96	89,96
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	11,58	0,00	0,00	0,00	12,08	23,20	8,92	6,28
6	152,91	200,04	45,11	111,70	203,60	390,83	150,37	105,83
7	85,14	219,23	49,44	122,42	175,08	428,31	164,79	115,98
8	57,84	293,12	66,10	163,67	119,03	377,66	220,33	62,64
9	49,78	412,37	111,96	277,24	102,51	383,85	373,21	40,49
10	27,75	236,93	122,83	304,14	57,18	252,67	382,29	16,95
11	0,00	163,97	162,29	401,87	38,42	200,33	393,52	0,00
12	0,00	112,40	198,33	491,10	0,00	157,32	401,25	0,00
13	0,00	83,49	219,13	542,61	0,00	133,88	443,34	0,00
14	0,00	0,00	255,84	633,50	0,00	0,00	517,60	0,00
15	0,00	0,00	247,37	612,54	0,00	0,00	500,48	0,00
16	0,00	0,00	247,37	612,54	0,00	0,00	500,48	0,00
17	0,00	0,00	258,66	640,49	0,00	0,00	523,31	0,00
18	0,00	0,00	247,37	612,54	0,00	0,00	500,48	0,00
19	0,00	0,00	284,62	704,77	0,00	0,00	575,83	0,00
20	0,00	0,00	247,37	612,54	0,00	0,00	500,48	0,00
21	0,00	0,00	258,66	640,49	0,00	0,00	523,31	0,00
22	0,00	0,00	391,34	969,04	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	391,34	969,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum	474,96	1811,51	3895,10	9512,22	797,86	2438,01	6769,94	438,14
Sum med prod. stopp	474,96	1811,51	1065,15	2504,72	797,86	2438,01	2627,99	438,14

Tabell A.33 - Utfall 1B: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning

Utfall 1B: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning [MNOK-18]							
Samordning							
År	Q	R	F	C	D	E	Y
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-382,43
2	-517,88	-677,77	0,00	0,00	0,00	0,00	-390,08
3	-2641,21	-3456,63	-243,84	0,00	0,00	0,00	1881,02
4	-2155,23	-2820,61	-1243,58	0,00	0,00	0,00	1917,76
5	6144,99	6584,06	-1014,76	-225,94	0,00	0,00	1945,63
10	5683,50	6075,92	2707,87	-1129,71	0,00	0,00	895,95
11	5659,81	6049,84	2696,64	-903,77	-410,09	-410,89	364,41
12	5695,65	6089,30	2713,63	1670,06	-410,09	-410,89	145,12
13	4069,63	4518,41	2151,90	1626,22	1460,96	1238,84	-164,56
14	2448,95	2743,69	1080,66	1605,69	1442,82	1218,53	0,00
15	1401,85	1580,27	510,45	917,40	1380,72	1149,04	0,00
16	680,59	763,87	196,21	329,66	638,29	368,30	0,00
17	188,23	195,36	28,51	68,81	171,06	61,72	0,00
18	-149,88	-203,94	-305,79	-39,90	-10,65	-35,74	0,00
19	-1034,27	-1401,87	0,00	-285,03	-164,56	-164,56	0,00
NNV=	12103,49	13036,40	4191,27	1377,99	1616,79	1191,63	3678,65
Enslig tilknytning							
År	Q	R	F	C	D	E	Y
1	0,00	0,00	0,00	-287,89	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	-292,93	-1468,24	0,00	0,00	0,00
3	-556,71	-722,57	-1493,95	-1198,09	0,00	0,00	0,00
4	-2839,22	-3685,10	-1219,06	1705,38	0,00	0,00	0,00
5	-2316,80	-3007,04	2868,91	1739,40	0,00	0,00	0,00
10	6099,59	6539,93	2864,16	1712,05	0,00	0,00	0,00
11	4801,27	5241,60	1565,84	-304,60	0,00	0,00	0,00
12	4801,27	5241,60	1030,35	-918,82	0,00	0,00	0,00
13	4801,27	5241,60	-144,98	-1195,04	0,00	0,00	0,00
14	2788,50	3305,34	-1147,73	-1710,29	0,00	0,00	0,00
15	1373,92	1720,31	-1115,43	-376,27	0,00	0,00	0,00
16	318,84	545,18	-1240,79	0,00	0,00	0,00	0,00
17	-360,94	-218,04	-372,92	0,00	0,00	0,00	0,00
18	-844,84	-759,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	-1091,09	-1044,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV=	8002,33	8265,09	1070,41	-1109,38	0,00	0,00	0,00

Tabell A.34 - Utfall 2C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning

Utfall 2C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning [MNOK-18]							
	År	O	P	M	N	E	Y
Samordning	0	0,00	0,00	-315,73	0,00	0,00	0,00
	1	0,00	0,00	-1610,20	-157,05	0,00	-382,43
	2	-411,46	-156,60	-1313,93	-800,93	0,00	-390,08
	3	-2098,43	-798,67	1362,52	-653,56	-394,93	1881,02
	4	-1712,32	-651,72	1388,70	745,48	-402,83	1917,76
	5	6353,85	824,19	1407,62	753,34	1396,73	1946,61
	6	5842,81	644,10	1202,47	587,63	1268,79	886,83
	7	5814,51	634,12	1191,11	578,45	1261,71	360,19
	8	5763,07	616,00	1170,46	561,77	495,17	139,93
	9	4099,75	498,30	963,31	453,48	166,39	-164,56
	10	2517,41	488,40	727,64	412,78	53,42	0,00
	11	1460,74	363,73	489,88	249,78	-164,56	0,00
	12	799,15	162,15	288,03	105,57	0,00	0,00
	13	388,56	-18,22	114,65	-23,51	0,00	0,00
	14	156,48	-238,61	-7,45	-110,60	0,00	0,00
	15	-973,19	-299,38	-147,21	-224,74	0,00	0,00
	16	0,00	-365,01	-215,61	-271,69	0,00	0,00
	17	0,00	-441,92	-286,71	-326,73	0,00	0,00
	18	0,00	-455,98	-310,41	-336,75	0,00	0,00
	19	0,00	-572,07	-401,56	-419,92	0,00	0,00
	20	0,00	-511,20	-367,95	-376,25	0,00	0,00
	21	0,00	-793,68	-499,66	-578,71	0,00	0,00
	22	0,00	-1340,21	0,00	-242,64	0,00	0,00
	NNV =	13426,27	-116,81	2526,18	481,40	1897,89	3669,65
Enslig tilknytning	0	0,00	0,00	-330,08	-247,00	0,00	0,00
	1	0,00	-243,15	-1683,40	-1259,69	0,00	0,00
	2	-553,15	-1240,09	-1373,66	-1027,91	0,00	0,00
	3	-2821,04	-1011,91	1359,62	713,22	0,00	0,00
	4	-2301,97	797,48	1385,74	726,35	0,00	0,00
	5	6285,74	751,63	1351,59	679,06	0,00	0,00
	6	4987,41	-546,69	53,26	-619,26	0,00	0,00
	7	4987,41	-546,69	53,26	-619,26	0,00	0,00
	8	4987,41	-546,69	53,26	-619,26	0,00	0,00
	9	3038,58	-937,72	-436,05	-1062,84	0,00	0,00
	10	1550,61	-644,28	-391,27	-875,74	0,00	0,00
	11	442,01	-782,11	-589,24	-962,83	0,00	0,00
	12	-275,94	-920,92	-774,91	-1062,11	0,00	0,00
	13	-786,64	-1091,13	-981,63	-1201,52	0,00	0,00
	14	-1051,47	-1159,86	-1078,80	-1246,26	0,00	0,00
	15	-1054,41	-1178,94	-1120,04	-1246,66	0,00	0,00
	16	0,00	-1230,08	-1188,44	-1283,23	0,00	0,00
	17	0,00	-1331,98	-1303,79	-1373,79	0,00	0,00
	18	0,00	-1300,95	-1283,24	-1333,92	0,00	0,00
	19	0,00	-1529,96	-1520,41	-1556,04	0,00	0,00
	20	0,00	-1343,97	-1340,78	-1364,69	0,00	0,00
	21	0,00	-1420,71	-516,44	-325,93	0,00	0,00
	22	0,00	-315,86	0,00	0,00	0,00	0,00
	NNV =	8721,02	-6016,93	-3470,21	-6017,97	0,00	0,00

Tabell A.35 - Utfall 3B: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning

Utfall 3B: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning [MNOK-18]							
Samordning				Enslig tilknytning			
År	S	L	J	År	S	L	J
1	-1230,79	-244,70	-467,73	1	-986,09	0,00	-293,31
2	-5029,04	-589,08	-1137,47	2	-5029,04	-633,88	-1495,86
3	-4103,70	-3004,33	-928,17	3	-4103,70	-3232,80	-1220,62
4	9702,75	-2451,53	788,32	4	9898,03	-2637,96	774,15
5	9860,07	2082,37	797,87	5	9834,54	2030,41	727,74
6	9095,68	1682,11	664,20	6	8536,22	732,09	-570,58
7	9095,68	1682,11	664,20	7	8536,22	732,09	-570,58
8	8661,81	1670,84	660,44	8	8087,32	732,09	-570,58
9	5462,03	1418,43	576,14	9	4550,83	341,06	-961,61
10	3639,54	1447,25	543,90	10	2781,27	691,74	-667,27
11	2314,75	1222,45	382,12	11	1392,44	584,93	-802,30
12	1393,25	731,23	236,86	12	429,09	126,91	-938,92
13	767,01	306,81	112,83	13	-282,34	-291,98	-1107,43
14	371,41	7,71	24,42	14	-704,53	-554,46	-1174,84
15	121,39	-207,65	-39,87	15	-953,02	-724,48	-1192,90
16	-2177,34	-603,32	-149,25	16	-2177,34	-893,21	-1243,23
17	0,00	-784,02	-201,27	17	0,00	-1086,73	-1344,51
18	0,00	-837,18	-219,01	18	0,00	-1127,07	-1312,99
19	0,00	-1079,50	-285,09	19	0,00	-1411,68	-1541,61
20	0,00	-979,12	-261,35	20	0,00	-1269,01	-1355,33
21	0,00	-1076,80	-288,61	21	0,00	-1379,50	-1431,84
22	0,00	-1346,13	-282,29	22	0,00	-1355,16	-362,85
23	0,00	-1047,70	0,00	23	0,00	-1098,04	0,00
NNV=	23357,78	-7,60	556,82	NNV=	20307,74	-3823,53	-6516,09

Tabell A.36 - Utfall 4C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning (samordning)

Utfall 4C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning [MNOK-18]								
Samordning								
År	V	T	G	H	K	B	A	E
0	-304,92	-89,96	-89,96	-89,96	-89,96	-89,96	-89,96	-89,96
1	-1096,29	0,00	0,00	0,00	-234,18	-548,72	-232,82	0,00
2	-894,57	0,00	0,00	0,00	-1194,33	-2798,49	-1187,37	0,00
3	2660,45	-236,78	0,00	-232,15	-974,57	-2283,57	-968,90	-394,93
4	2713,16	-1207,60	-425,69	-1183,94	2754,80	5268,44	1087,00	-402,83
5	2755,82	-985,40	-434,20	-966,10	2797,80	5350,60	1100,02	1396,09
6	2005,78	2792,12	290,67	684,91	2606,29	4982,97	958,57	1296,54
7	989,48	2776,13	184,21	674,20	2019,40	4945,48	944,15	1286,39
8	465,98	2702,24	167,55	632,94	973,10	3127,76	888,61	494,55
9	194,19	2067,50	121,68	519,37	429,11	1674,41	735,73	162,46
10	74,03	1039,61	110,82	492,47	189,46	937,23	649,98	50,83
11	-292,36	482,33	98,36	394,75	63,31	468,53	400,11	-164,56
12	0,00	203,81	67,59	249,68	-299,08	198,88	206,47	0,00
13	0,00	59,83	-8,17	24,36	0,00	34,72	19,53	0,00
14	0,00	-302,43	-90,52	-201,93	0,00	-1030,91	-167,57	0,00
15	0,00	0,00	-119,37	-286,45	0,00	0,00	-238,35	0,00
16	0,00	0,00	-149,53	-368,63	0,00	0,00	-306,84	0,00
17	0,00	0,00	-180,76	-460,61	0,00	0,00	-383,03	0,00
18	0,00	0,00	-190,33	-482,54	0,00	0,00	-401,77	0,00
19	0,00	0,00	-243,82	-613,62	0,00	0,00	-509,51	0,00
20	0,00	0,00	-219,23	-551,67	0,00	0,00	-459,39	0,00
21	0,00	0,00	-240,38	-603,21	0,00	0,00	-501,88	0,00
22	0,00	0,00	-380,75	-950,14	0,00	0,00	-427,96	0,00
23	0,00	0,00	-386,74	-964,45	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	-164,56	-289,01	0,00	0,00	0,00	0,00
NNV=	5162,18	4191,88	-609,90	-1072,54	4682,69	10168,02	1036,31	1848,61

Tabell A.37 - Utfall 4C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning (enslig tilknytning)

Utfall 4C: NNV: Samordning vs. enslig tilknytning [MNOK-18]								
Enslig tilknytning								
År	V	T	G	H	K	B	A	E
0	-214,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	-1096,29	0,00	0,00	0,00	-307,38	-651,20	-408,14	0,00
2	-894,57	0,00	0,00	0,00	-1567,65	-3321,14	-2081,53	0,00
3	2661,99	-264,20	-290,03	0,00	-1279,20	-2710,05	-1698,53	0,00
4	2714,73	-1347,42	-1479,13	0,00	2740,04	5247,78	1051,65	0,00
5	2706,93	-1161,56	-1269,04	0,00	2732,76	5290,65	1010,82	0,00
6	799,54	1629,55	-575,22	0,00	1434,44	3992,33	-287,50	0,00
7	-285,13	1629,55	-575,22	0,00	819,03	3992,33	-287,50	0,00
8	-836,25	1629,55	-575,22	0,00	-283,32	2123,95	-287,50	0,00
9	-1507,29	723,04	-966,24	0,00	-1234,84	285,77	-678,53	0,00
10	-1298,88	-129,61	-615,56	0,00	-1169,15	-231,90	-404,52	0,00
11	-292,36	-719,51	-575,22	0,00	-1273,71	-712,61	-602,82	0,00
12	0,00	-1049,60	-631,06	0,00	-382,98	-1025,26	-788,73	0,00
13	0,00	-1284,56	-866,92	0,00	0,00	-1274,93	-995,64	0,00
14	0,00	-332,64	-986,81	0,00	0,00	-1148,39	-1092,96	0,00
15	0,00	0,00	-1045,74	0,00	0,00	0,00	-1134,33	0,00
16	0,00	0,00	-1127,92	0,00	0,00	0,00	-1202,81	0,00
17	0,00	0,00	-1254,02	0,00	0,00	0,00	-1318,24	0,00
18	0,00	0,00	-1241,83	0,00	0,00	0,00	-1297,74	0,00
19	0,00	0,00	-1485,51	0,00	0,00	0,00	-1534,95	0,00
20	0,00	0,00	-1310,96	0,00	0,00	0,00	-1355,36	0,00
21	0,00	0,00	-1396,62	0,00	0,00	0,00	-1437,08	0,00
22	0,00	0,00	-1352,92	0,00	0,00	0,00	-1947,31	0,00
NNV=	1961,24	-134,90	-7147,78	0,00	488,02	5474,12	-6626,24	0,00

Tabell A.38 - Utfall 1B: Skatteberegning (basis oljepris)

Utfall 1B: Skatteberegning (basis oljepris)													
	[MNOK-18]	[Nominell kroneverdi]											[MNOK-18]
År	Kontantstrøm før skatt	Kontantstrøm før skatt	Investering ¹⁾	Avskrivninger	Grunnlag for ordinær skatt	Friinntekt	Grunnlag for særskatt	Ordinær skatt	Særskatt	Betaling ord. Skatt	Betaling særskatt	Kontantstrøm etter skatt	Kontantstrøm etter skatt
1	-382,43	-413,96	413,96	68,99	-68,99	21,94	-90,93	-15,87	-50,013	-7,93	-25,01	-381,02	-352,00
2	-1585,74	-1750,78	1750,8	360,79	-360,79	114,7	-475,52	-82,98	-261,54	-49,42	-155,77	-1545,58	-1399,88
3	-4460,66	-5023,42	7141,8	1551,08	567,25	493,2	74,01	130,47	40,705	23,74	-110,42	-4936,75	-4383,69
4	-4301,66	-4941,25	7144,2	2741,78	-538,87	871,9	-1410,76	-123,94	-775,92	3,26	-367,61	-4576,91	-3984,48
5	13433,97	15740,04	1453,7	2984,06	14209,67	927	13282,68	3268,22	7305,47	1572,14	3264,78	10903,12	9305,71
6	14233,52	17010,37	1350,1	3209,07	15151,41	905,8	14245,65	3484,82	7835,11	3376,52	7570,29	6063,56	5073,71
7	13045,95	15591,12	2061,2	3365,10	14287,26	636,5	13650,77	3286,07	7507,92	3385,45	7671,52	4534,16	3793,98
8	15492,79	18515,31	981,15	3236,83	16259,63	309,8	15949,79	3739,72	8772,38	3512,89	8140,15	6862,27	5742,04
9	14901,39	17808,54	0	2046,54	15762,01	232,8	15529,20	3625,26	8541,06	3682,49	8656,72	5469,33	4576,49
10	10540,34	12596,68	0	855,84	11740,84	161,2	11579,59	2700,39	6368,78	3162,83	7454,92	1978,94	1655,89
11	6939,73	8293,62	0	613,56	7680,06	52	7628,06	1766,41	4195,43	2233,40	5282,10	778,11	651,09
12	2976,93	3557,71	0	388,54	3169,16	0	3169,16	728,91	1743,04	1247,66	2969,24	-659,19	-551,58
13	713,69	852,92	0	163,52	689,40	0	689,40	158,56	379,169	443,73	1061,10	-651,92	-545,49
14	-3356,09	-4010,84	0	0,00	-4010,84	0	-4010,84	-922,49	-2206	-381,97	-913,40	-2715,48	-2272,19
15	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	-461,25	-1102,98	1564,23	1308,88
NNV=	36419,54											NNV=	8418,32
IRR =	72 %											IRR=	40 %

¹⁾ Kontantstrømmen før skatt inkluderer investeringskostnadene i tillegg til driftskostnader, nedstengingskostnader, miljø og tariffkostnadene. Investeringskostnadene blir derfor lagt til for å ikke påvirke skattegrunnlaget. Deretter blir avskrivninger og friinntekt trukket fra for å beregne ordinær skatt og særskatt. Investeringene blir trukket fra igjen for å se på kontantstrømmen etter skatt, i beregning av NNV.

Tabell A.39 - Utfall 2C: Skatteberegning (basis oljepris)

Utfall 2C: Skatteberegning (basis oljepris)													
	[MNOK-18]	[Nominell kroneverdi]											[MNOK-18]
År	Kontantstrøm før skatt	Kontantstrøm før skatt	Investering ¹⁾	Avskrivninger	Grunnlag for ordinær skatt	Friinntekt	Grunnlag for særskatt	Ordinær skatt	Særskatt	Betaling ord. Skatt	Betaling særskatt	Kontantstrøm etter skatt	Kontantstrøm etter skatt
0	-315,73	-335,05	335,05	55,84	-55,84	17,76	-73,60	-12,84	-40,48	-6,42	-20,24	-308,39	-290,60
1	-2149,68	-2326,88	2326,88	628,70	-628,70	141,08	-769,78	-144,60	-423,38	-78,72	-231,93	-2016,23	-1862,68
2	-3072,99	-3392,83	3392,83	1194,17	-1194,17	320,90	-1515,08	-274,66	-833,29	-209,63	-628,34	-2554,87	-2314,02
3	-702,05	-790,62	4443,38	1934,74	1718,02	556,40	1161,61	395,14	638,89	60,24	-97,20	-753,66	-669,23
4	1285,08	1476,15	3178,26	2464,45	2189,96	707,09	1482,87	503,69	815,58	449,42	727,23	299,50	260,73
5	12682,35	14859,39	0,00	2464,45	12394,94	583,77	11811,18	2850,84	6496,15	1677,26	3655,86	9526,26	8130,57
6	10432,63	12467,95	0,00	2408,60	10059,35	403,95	9655,40	2313,65	5310,47	2582,24	5903,31	3982,40	3332,30
7	9840,10	11759,83	0,00	1835,74	9924,08	168,45	9755,63	2282,54	5365,60	2298,09	5338,04	4123,70	3450,53
8	8746,41	10452,77	0,00	1270,27	9182,50	0,00	9182,50	2111,97	5050,37	2197,26	5207,99	3047,53	2550,03
9	6016,68	7190,49	0,00	529,71	6660,78	0,00	6660,78	1531,98	3663,43	1821,98	4356,90	1011,61	846,47
10	4199,65	5018,97	0,00	0,00	5018,97	0,00	5018,97	1154,36	2760,43	1343,17	3211,93	463,87	388,14
11	2399,57	2867,71	0,00	0,00	2867,71	0,00	2867,71	659,57	1577,24	906,97	2168,84	-208,09	-174,12
12	1354,91	1619,24	0,00	0,00	1619,24	0,00	1619,24	372,43	890,58	516,00	1233,91	-130,67	-109,34
13	461,47	551,50	0,00	0,00	551,50	0,00	551,50	126,85	303,33	249,64	596,95	-295,09	-246,92
14	-1954,09	-2335,32	0,00	0,00	-2335,32	0,00	-2335,32	-537,12	-1284,43	-205,14	-490,55	-1639,63	-1371,97
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-268,56	-642,21	910,77	762,10
NNV=	23830,78											NNV=	6055,76
IRR =	56 %											IRR=	34 %

¹⁾ Kontantstrømmen før skatt inkluderer investeringskostnadene i tillegg til driftskostnader, nedstengingskostnader, miljøavgifter og tariffkostnadene. Investeringskostnadene blir derfor lagt til for å ikke påvirke skattegrunnlaget. Deretter blir avskrivninger og friinntekt trukket fra for å beregne ordinær skatt og særskatt. Investeringene blir trukket fra for å se på kontantstrømmen etter skatt, i beregning av NNV.

Tabell A.40 - Utfall 3B: Skatteberegning (basis oljepris)

Utfall 3B: Skatteberegning (basis oljepris)														
	[MNOK-18]	[Nominell kroneverdi]											[MNOK-18]	
År	Kontantstrøm før skatt	Kontantstrøm før skatt	Investering ¹⁾	Avskrivninger	Grunnlag for ordinær skatt	Friinntekt	Grunnlag for særskatt	Ordinær skatt	Særskatt	Betaling ord. Skatt	Betaling særskatt	Kontantstrøm etter skatt	Kontantstrøm etter skatt	
1	-1943,22	-2103,40	2103,40	350,57	-350,57	111,48	-462,05	-80,63	-254,13	-40,32	-127,06	-1936,02	-1788,59	
2	-6755,59	-7458,72	7458,72	1593,69	-1593,69	506,79	-2100,48	-366,55	-1155,26	-223,59	-704,69	-6530,44	-5914,82	
3	-8036,20	-9050,06	9050,06	3102,03	-3102,03	986,45	-4088,48	-713,47	-2248,66	-540,01	-1701,96	-6808,09	-6045,39	
4	8039,55	9234,91	2816,04	3571,37	8479,58	1135,70	7343,88	1950,30	4039,13	618,42	895,24	7721,26	6721,82	
5	12740,31	14927,30	0,00	3571,37	11355,93	1024,22	10331,72	2611,86	5682,44	2281,08	4860,79	7785,43	6644,79	
6	11441,99	13674,24	0,00	3571,37	10102,86	628,90	9473,96	2323,66	5210,68	2467,76	5446,56	5759,91	4819,64	
7	11441,99	13674,24	0,00	3220,80	10453,43	149,25	10304,18	2404,29	5667,30	2363,97	5438,99	5871,27	4912,82	
8	10993,08	13137,75	0,00	1977,68	11160,07	0,00	11160,07	2566,82	6138,04	2485,55	5902,67	4749,53	3974,19	
9	7456,59	8911,32	0,00	469,34	8441,98	0,00	8441,98	1941,66	4643,09	2254,24	5390,56	1266,52	1059,77	
10	5630,69	6729,20	0,00	0,00	6729,20	0,00	6729,20	1547,72	3701,06	1744,69	4172,07	812,44	679,81	
11	3919,33	4683,97	0,00	0,00	4683,97	0,00	4683,97	1077,31	2576,18	1312,51	3138,62	232,83	194,82	
12	2361,34	2822,02	0,00	0,00	2822,02	0,00	2822,02	649,06	1552,11	863,19	2064,15	-105,31	-88,12	
13	1186,65	1418,15	0,00	0,00	1418,15	0,00	1418,15	326,17	779,98	487,62	1166,05	-235,52	-197,07	
14	403,54	482,26	0,00	0,00	482,26	0,00	482,26	110,92	265,24	218,55	522,61	-258,90	-216,63	
15	-3507,33	-4191,58	0,00	0,00	-4191,58	0,00	-4191,58	-964,06	-2305,37	-426,57	-1020,06	-2744,95	-2296,85	
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-482,03	-1152,69	1634,72	1367,86	
NNV=	25545,78												NNV=	5810,05
IRR =	44 %												IRR=	24 %

¹⁾ Kontantstrømmen før skatt inkluderer investeringskostnadene i tillegg til driftskostnader, nedstengingskostnader, miljø og tariffkostnadene. Investeringskostnadene blir derfor lagt til for å ikke påvirke skattegrunnlaget. Deretter blir avskrivninger og friinntekt trukket fra for å beregne ordinær skatt og særskatt. Investeringene blir trukket fra for å se på kontantstrømmen etter skatt, i beregning av NNV.

Tabell A.41 - Utfall 4C: Skatteberegning (basis oljepris)

Utfall 4C: Skatteberegning (basis oljepris)													
	[MNOK-18]	[Nominell kroneverdi]											[MNOK-18]
År	Kontantstrøm før skatt	Kontantstrøm før skatt	Investering ¹⁾	Avskrivninger	Grunnlag for ordinær skatt	Friinntekt	Grunnlag for særskatt	Ordinær skatt	Særskatt	Betaling ord. Skatt	Betaling særskatt	Kontantstrøm etter skatt	Kontantstrøm etter skatt
0	-934,66	-991,87	991,87	165,31	-165,31	52,57	-217,88	-38,02	-119,83	-19,01	-59,92	-912,94	-860,29
1	-2112,02	-2286,11	2286,11	546,33	-546,33	173,73	-720,06	-125,66	-396,04	-81,84	-257,93	-1946,34	-1798,12
2	-6074,77	-6707,03	6707,03	1664,17	-1664,17	529,21	-2193,38	-382,76	-1206,36	-254,21	-801,20	-5651,63	-5118,86
3	-2430,45	-2737,08	5733,18	2619,70	376,40	833,06	-456,66	86,57	-251,16	-148,09	-728,76	-1860,23	-1651,83
4	8603,34	9882,53	3698,83	3236,17	10345,19	976,53	9368,66	2379,39	5152,76	1232,98	2450,80	6198,75	5396,38
5	11014,63	12905,40	2795,22	3702,04	11998,58	1003,52	10995,06	2759,67	6047,28	2569,53	5600,02	4735,84	4042,00
6	15617,85	18664,77	0,00	3536,73	15128,04	648,04	14480,00	3479,45	7964,00	3119,56	7005,64	8539,57	7145,53
7	13819,44	16515,51	0,00	3155,71	13359,80	344,19	13015,61	3072,75	7158,59	3276,10	7561,29	5678,12	4751,19
8	9452,74	11296,89	0,00	2037,87	9259,02	148,15	9110,87	2129,57	5010,98	2601,16	6084,78	2610,95	2184,72
9	5904,46	7056,37	0,00	1082,34	5974,03	0,00	5974,03	1374,03	3285,72	1751,80	4148,35	1156,22	967,48
10	3544,43	4235,92	0,00	465,87	3770,05	0,00	3770,05	867,11	2073,53	1120,57	2679,62	435,73	364,60
11	1450,46	1733,43	0,00	0,00	1733,43	0,00	1733,43	398,69	953,39	632,90	1513,46	-412,93	-345,52
12	627,35	749,74	0,00	0,00	749,74	0,00	749,74	172,44	412,36	285,57	682,87	-218,69	-182,99
13	130,28	155,70	0,00	0,00	155,70	0,00	155,70	35,81	85,63	104,13	249,00	-197,42	-165,20
14	-2214,88	-2646,99	0,00	0,00	-2646,99	0,00	-2646,99	-608,81	-1455,84	-286,50	-685,10	-1675,38	-1401,89
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-304,40	-727,92	1032,32	863,80
NNV=	27679,82											NNV=	6364,95
IRR =	51 %											IRR=	27 %

¹⁾ Kontantstrømmen før skatt inkluderer investeringskostnadene i tillegg til driftskostnader, nedstengingskostnader, miljø og tariffkostnadene. Investeringskostnadene blir derfor lagt til for å ikke påvirke skattegrunnlaget. Deretter blir avskrivninger og friinntekt trukket fra for å beregne ordinær skatt og særskatt. Investeringene blir trukket fra for å se på kontantstrømmen etter skatt, i beregning av N

Samme oppsett som i tabell A.37-A.40 er brukt for å finne NNV etter skatt ved høy og lav oljepris. Kontantstrømmene etter skatt er vist i tabell A-41.

Tabell A.42 - Skatteberegning, høy og lav oljepris

Skatteberegning: Kontantstrøm etter skatt [MNOK-18]				
	Utfall 1B		Utfall 2C	
År	Høy oljepris	Lav oljepris	Høy oljepris	Lav oljepris
0	0,00	0,00	-290,60	-290,60
1	-352,00	-352,00	-1862,68	-1862,68
2	-1399,88	-1399,88	-2314,02	-2314,02
3	-4052,04	-4716,18	-106,84	-1233,43
4	-3853,49	-4114,24	583,24	-58,06
5	11907,18	6705,77	10000,51	6263,42
6	6525,13	3622,95	4021,34	2644,55
7	4849,73	2738,69	4113,58	2788,71
8	7177,93	4306,66	3079,49	2021,72
9	5656,33	3497,06	1093,81	600,12
10	1910,04	1401,78	465,65	311,41
11	802,39	499,86	-121,98	-225,75
12	-710,94	-392,29	-70,71	-147,66
13	-642,19	-2455,60	-216,01	-1419,29
14	-2576,52	1362,24	-217,32	762,10
15	1308,88	0,00	-1304,31	0,00
16	0,00	0,00	762,10	0,00
NNV=	12700,06	4125,92	8834,62	3310,93
IRR =	51,06 %	22,98 %	43,96 %	23,36 %
	Utfall 3B		Utfall 4C	
År	Høy oljepris	Lav oljepris	Høy oljepris	Lav oljepris
0	0,00	0,00	-860,29	-860,29
1	-1788,59	-1788,59	-1897,01	-1897,01
2	-5914,82	-5914,82	-4720,32	-4720,32
3	-6045,39	-6045,39	-127,91	-1671,78
4	8732,19	4712,98	6470,75	2810,77
5	7740,92	5551,58	5203,14	3047,32
6	5698,97	3941,75	8074,12	5204,56
7	5762,61	4064,42	5053,88	3645,46
8	4738,50	3211,26	2619,52	2089,08
9	1279,70	840,97	1095,45	773,54
10	870,53	490,18	549,40	477,92
11	330,43	60,02	-49,42	-156,08
12	-15,77	-160,09	-189,55	-263,75
13	-142,75	-251,09	-119,23	-1378,74
14	-175,70	-2293,19	-1663,39	863,80
15	-203,36	1367,86	863,80	0,00
16	-2253,60	0,00	0,00	0,00
17	1367,86	0,00	0,00	0,00
NNV=	9231,84	2427,68	9978,25	2763,71
IRR =	31,98 %	14,58 %	38,18 %	16,55 %