

Teknologiutvikling

Konsekvensutredning for havområdene ved Jan Mayen
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



Innledning ved Olje- og energidepartementet

Åpningsprosessen for norske havområder ved Jan Mayen

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område.

En åpningsprosess består av to hovedelementer. Den ene delen er en vurdering av ressurspotensialet i området. Den andre delen er en vurdering av de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området (konsekvensutredning).

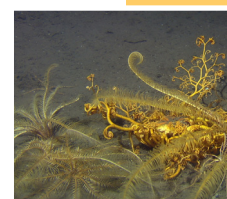
Konsekvensutredningen skal belyse spørsmål som fare for forurensning og økonomiske og samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomhet kan ha. En konsekvensutredning er en sentral del av en åpningsprosess og gjennomføres i regi av Olje- og energidepartementet.

Første del av konsekvensutredningsprosessen innebærer utarbeidelse av et utredningsprogram. Utredningsprogrammet angir temaene for konsekvensutredningen. For å belyse de ulike temaene utarbeides det ulike fagutredninger. Olje- og energidepartementet oppsummerer de ulike utredningene i en konsekvensutredningsrapport som sendes på offentlig høring.

Utredningene, høringsuttalelsene, vurderingen av ressurspotensialet og annen relevant informasjon som har framkommet i prosessen danner grunnlag for en melding til Stortinget. Stortinget tar stilling til åpning eller ikke åpning av hele eller deler av det aktuelle område, inklusive eventuelle vilkår.

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet ved Jan Mayen. Utrederen står inne for det faglige innholdet i rapporten.

Utredningen er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Arbeidet vil inngå i en konsekvensutredningsrapport som er planlagt sendt på offentlig høring 4. kvartal 2012. Det er lagt opp til at regjeringens vurdering av spørsmålet om åpning av områder for petroleumsvirksomhet ved Jan Mayen legges frem for Stortinget våren 2013.



Tekniske forutsetninger for petroleumsvirksomhet

Jan Mayen.



Oljedirektoratet

September 2012

**Tekniske forutsetninger for
petroleumsvirksomhet Jan
Mayen.**

Rapport	
Rapporttittel Tekniske forutsetninger for petroleumsvirksomhet Jan Mayen.	Rapportnummer

Gradering		
<input type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Involverte	
Organisasjonsenhet Konseptkost	Forfatter/saksbehandler
Deltakere i revisjonslaget	Dato 27.09.12

Rapport og prosjektinformasjon	
<p>Sammendrag</p> <p>Rapporten viser at forholdene i Jan Mayen-området ikke skiller seg ut for flere av de klimatiske faktorene sammenlignet med andre områder på norsk kontinentalsokkel (NKS) der det allerede er petroleumsaktivitet. Både med hensyn til bølgehøyder og vindhastighet vil det være andre steder på sokkelen der det foregår petroleumsaktivitet som har høyere verdier. Utbygging og driftstekniske forhold for å ta høyde for bølge- og vindkrefter anses derfor ikke å være et område det må ta særskilte hensyn til ut over det som allerede er kjent i petroleumsvirksomheten på NKS.</p> <p>Også for flere av de forholdene som angis å representere noe nytt i forhold til øvrige deler av sokkelen, vil utbyggingsteknisk kunne ivaretas med de løsningene som er kjent fra andre deler av sokkelen. Av de forhold som her er gjennomgått gjelder det faktorer som lavere lufttemperaturer, lavere sjøtemperaturer, lengre periode med mørketid og polare lavtrykk.</p> <p>De forholdene som vil kunne sette nye rammer for teknisk løsning i Jan Mayen området er i første rekke de store avstandene til land, mulighet for havis i den nordlige delen og økt sannsynlighet for jordskjelv. Selv om dette representerer nye forhold i forhold til øvrig petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, vil det være betydelig erfaring fra andre petroleumsprovinser i verden der det er tatt høyde for slike forhold</p>	
Norske emneord	
Prosjekttittel	Prosjektnr
Antall sider	Opplag

1. Innledning	5
2. Sammendrag	5
3. Viktige faktorer for valg av utbyggingsløsninger	6
4. Klimatiske forhold i Jan Mayen-området	9
Oppsummering	12
5. Faktorer det må tas særskilt hensyn til ved valg av utbyggingsløsninger i Jan Mayen området.....	13
5.1 Meteoceandata det må tas særskilte hensyn til.....	14
5.2 Øvrige forhold.....	17
Referanser:.....	19

1. INNLEDNING

Denne rapporten er utarbeidet på bakgrunn av en forespørsel fra Olje og energidepartementet (OED) der Oljedirektoratet (OD) blir bedt om å foreta vurderinger av teknologibehov knyttet til petroleumsaktivitet i Jan Mayen området.

Det er blant annet tatt utgangspunkt i en rapport fra Meteorologisk Institutt som beskriver de meteorologiske og oceanografiske forholdene i Jan Mayen området. Det er lagt vekt på å beskrive i hvilken grad meteoceandataene skiller seg ut i dette området forhold til i andre deler av sokkelen allerede åpnet for petroleumsvirksomhet. Forhold som representerer noe nytt i forhold til øvrig petroleumsvirksomhet er identifisert. Muligheter for å ivareta disse utfordringene er beskrevet eller påpekt som områder som må adresseres videre i forbindelse med eventuelle utbygginger.

2. SAMMENDRAG

Rapporten viser at forholdene i Jan Mayen-området ikke skiller seg ut for flere av de klimatiske faktorene sammenlignet med andre områder på norsk kontinentalsokkel (NKS) der det allerede er petroleumsaktivitet. Både med hensyn til bølgehøyder og vindhastighet vil det være andre steder på sokkelen der det foregår petroleumsaktivitet som har høyere verdier. Utbygging og driftstekniske forhold for å ta høyde for bølge- og vindkrefter anses derfor ikke å være et område det må ta særskilte hensyn til ut over det som allerede er kjent i petroleumsvirksomheten på NKS.

Også for flere av de forholdene som angis å representere noe nytt i forhold til øvrige deler av sokkelen, vil utbyggingsteknisk kunne ivaretas med de løsningene som er kjent fra andre deler av sokkelen. Av de forhold som her er gjennomgått gjelder det faktorer som lavere lufttemperaturer, lavere sjøtemperaturer, lengre periode med mørketid og polare lavtrykk.

De forholdene som vil kunne sette nye rammer for teknisk løsning i Jan Mayen området er i første rekke de store avstandene til land, mulighet for havis i den nordlige delen og økt sannsynlighet for jordskjelv. Selv om dette representerer nye forhold i forhold til øvrig petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, vil det være betydelig erfaring fra andre petroleumsprovinser i verden der det er tatt høyde for slike forhold.

3. VIKTIGE FAKTORER FOR VALG AV UTBYGGINGSLØSNINGER

Etter over 40 års produksjon er det nå over 70 felt i drift på NKS. I hele denne perioden har industrien møtt utfordringer der en har benyttet tidligere erfaringer og samtidig utviklet ny teknologi for å løse oppgavene. Feltutbyggingene på sokkelen har store tekniske forskjeller som avspeiler de ulike forholdene og behovene på de ulike feltene. Industrien har tilegnet seg erfaring med et stort utvalg av ulike utbyggingsløsninger alt fra bunnfaste innretninger til ulike flyterløsninger og undervannsinnetninger. De klimatiske og oceanografiske forholdene disse opererer i er blant de hardeste i verden.

Generelt vil målet for enhver feltutbygging være å velge den tekniske løsningen (konseptet) som maksimerer verdiskapingen fra ressursene på en sikker måte gjennom både utbygging og driftsfasen. Valget av en teknisk løsning er derfor basert på grundige vurderinger av en rekke forhold. Noen av de viktigste forholdene som vurderes og må tas hensyn til for å oppnå dette gjennomgås i dette kapitlet.

Geologien og reservoaret

Reservoarets størrelse, produksjonsegenskaper, strukturelle sammensetning og utbredelse samt fluidegenskaper (olje, gass, kondensat), er parametre som vil påvirke valg og utforming av utbyggingsløsningen. Reservoarets utbredelse og dybde vil gi føringer for om alle brønner kan bores fra en lokasjon eller om ressursene betinger at det må bores fra flere lokasjoner. Vanskelig produserbare reservoarer medfører behov for flere brønner og evt bruk av avanserte brønnløsninger, herunder flergrensbrønner, ”smarte brønner” og horisontale brønner. I noen reservoarer vil gassinjeksjon være gunstig for den samlede ressursutnyttelsen. I andre vil vanninjeksjon være egnet og i andre igjen vil det ikke være behov for injeksjon. Avklaring av feltets utstrekning, ressursene i nærområdet, produksjonsegenskapene osv vil derfor være grunnleggende avgjørende for hvor mange brønner det vil være behov for, brønnlokalisering og injeksjonsmedium. Funnets størrelse og estimerte produktivitet vil også avgjøre produksjonskapasiteten til innretningen og dermed hvor store dimensjoner prosessanlegget skal ha.

Fleksibilitet og optimal drift

For enhver utbygging av et funn vil det måtte tas beslutninger under usikkerhet, og ny informasjon vil fremkomme basert på produksjonserfaring og tilgang til nye data. Reservoarets produksjonsegenskaper kan være mer sammensatt enn antatt ved oppstart, ressursene i området kartlegges og kan avdekke nye ressurser som bør utvikles, behovet for brønnvedlikehold endres i forhold til forutsetningene osv. På denne måten endres behovene gjennom feltets levetid og informasjonen som foreligger på beslutningstidspunktet om dette er

begrenset. Erfaringsmessig har det derfor vist seg å være viktig å bygge inn fleksibilitet i anleggene både med hensyn til, vektkapasitet, dekkareal, produksjonskapasitet og brønnantall for å kunne håndtere usikkerhet og for å kunne realisere mulige oppsidepotensialer.

Avstand til land og øvrige felt/funn

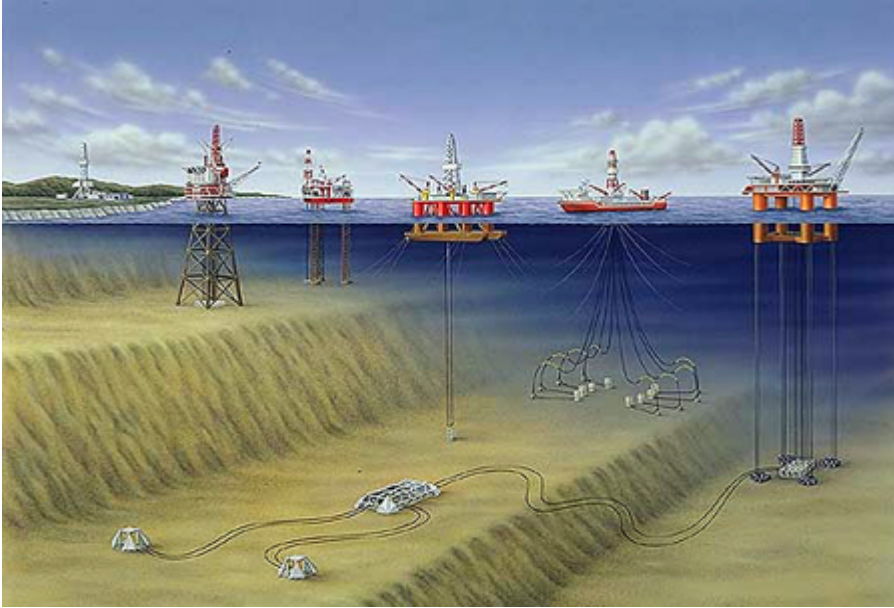
Ledig behandlingsskapasitet på eksisterende produksjonsinnretninger vil kunne benyttes av andre felt. Dermed kan utbyggingsløsningen for nye funn i området forenkles ved at brønnstrømmen føres inn på allerede eksisterende anlegg. Slike satellitt- utbygginger er etter hvert svært vanlig på norsk sokkel. Dersom avstanden til øvrige felt (infrastruktur) er for lang, vil funnet måtte bygges ut med egen produksjonsinnretning.

Bruk av undervannsproduksjonsanlegg er og forutsettes å være et sentralt element for videreutviklingen av petroleumsressursene på norsk sokkel. Transport av ubehandlet brønnstrøm i rør over lange avstander har imidlertid utfordringer knyttet blant annet til forhold som: mulighet for hydratdannelse grunnet trykk- og temperaturfall i røret, utfelling av voks og andre avsetninger som kan plukke røret og korrosjonsproblematikk. Videre vil trykktapet i transportrøret kunne gi redusert produksjon og kortere produksjonstid med redusert utvinningsgrad som resultat. Forhold som reservoartrykk, temperatur og brønnstrømmens sammensetning vil være bestemmende for hvilke løsninger som bør velges for slike funn. Dette inkluderer alternativer som bruk av pumper og kompressorer plassert på undervannsproduksjonsanlegget for å gi trykkstøtte direkte til brønnstrømmen. En kan også velge å skille brønnstrømmen (olje, gass, vann) ved bruk av undervannsseparasjon slik at de ulike fasene kan transporteres separat.

Store avstander til land vil også ha betydning for hvordan effektiv logistikk og god beredskap tilrettelegges for og eventuelt inkluderes i konseptutformingen

Havdyp

I de tilfeller der det er behov for å bygge nye prosessanlegg for å behandle brønnstrømmen fra feltet eller der det er mange brønner med et stort behov for brønnvedlikehold gjennom hele driftsfasen, vil en plattforminnretning med prosessanlegg og eventuell egen borerigg velges. Havdybden er avgjørende for valg av understell. På grunnere farvann (mindre enn 200-300 m) vil det ofte være hensiktsmessig å velge bunnfaste løsninger. Enten som plattform med stålbein (ståljacket), betongunderstell eller oppjekkbar stålunderstell (Jack-up). Større havdyp gjør valg av bunnfaste plattformer mindre sannsynlig og flytende produksjonsanlegg mer egnet. Flytende konseptløsninger finnes i ulike varianter: Floating production, storage and offloading unit (FPSO), halvt nedsenkbar plattform (Semi), dyp vertikal flytende plattform (Spar), tension-leg plattform (TLP) etc.



Figur1 Ulike konsepter med varierende havdyp. Fra venstre Jacket, jack-up, Semi, FPSO-skip, TLP

Metocean-data

Meteorologiske og oceanografiske data (metocean-data) for det området feltet skal bygges ut i, vil ha avgjørende betydning for en rekke valg i forbindelse med utforming av teknisk løsning. Installasjonen skal som regel kunne være på feltet i hele produksjonstiden og ivareta alle tiltenkte funksjoner i hele livsløpet. Det betyr blant annet at strukturene må ha styrke til å motstå alle ytre krefter som eksempelvis bølger, havstrømmer og vind. Gode metocean data er derfor avgjørende for styrkevalgene som skal foretas i design av innretningen samt for utformingen av vedlikeholdsfilosofien. Styrken og utformingen av plattformene designes ut fra ekstremverdier i værstatistikk og modellerte metocean-data.

4. KLIMATISKE FORHOLD I JAN MAYEN-OMRÅDET

I dette avsnittet er det foretatt en sammenligning av de klimatiske forholdene rundt Jan Mayen med forholdene i henholdsvis åpnet del av Barentshavet (Goliat), Norskehavet (Heidrun) og den nordlige Nordsjø (Statfjord).

Data er hentet fra rapporten ”Kunnskap om vind, bølger, temperatur, isutbredelse, siktforhold mv, Jan Mayen”, 6.8.2012. Rapporten er utarbeidet av Norsk Meteorologisk institutt (MET)

Nedenfor gjengis kort sentrale data fra rapporten fra Meteorologisk Institutt.

Vindforhold:

Posisjon	Maks.	Retning
69,00 N, 07,12 W	31,3	197
70,00 N, 08,10 W	29,0	30
71,00 N, 09,85 W	30,4	33
71,23 N, 22,21 E (Goliat)	28,0	260
65,36 N, 07,14 E (Heidrun)	28,4	250
61,20 N, 01,86 E (Statfjord)	30,4	255

Tabell 1 Maksimal vindhastighet (m/s)1958-2011 1

Historiske metrologiske data viser at maksimal vindhastighet i Jan Mayen området ikke er høyere enn i Norskehavet (Heidrun) og i Nordsjøen (Statfjord).

Bølgeforhold

Posisjon	1 år	10 år	100 år
69.00N 07.12W	9.7	12.4	14.8
70.00N 08.10W	9.5	11.6	13.6
71.00N 09.85W	9.0	11.8	14.3
71.23N 22.21E (Goliat)	9.8	13.2	16.6
65.36N 07.14E (Heidrun)	10.5	13.3	16.0
61.20N 01.86E (Statfjord)	10.0	12.3	14.4

Tabell 2 Signifikant bølgehøyde (m) 1958-2011 1

Historiske metrologiske data viser at signifikant bølgehøyde i Jan Mayen området ikke er høyere enn i Norskehavet (Heidrun) og i Nordsjøen (Statfjord).

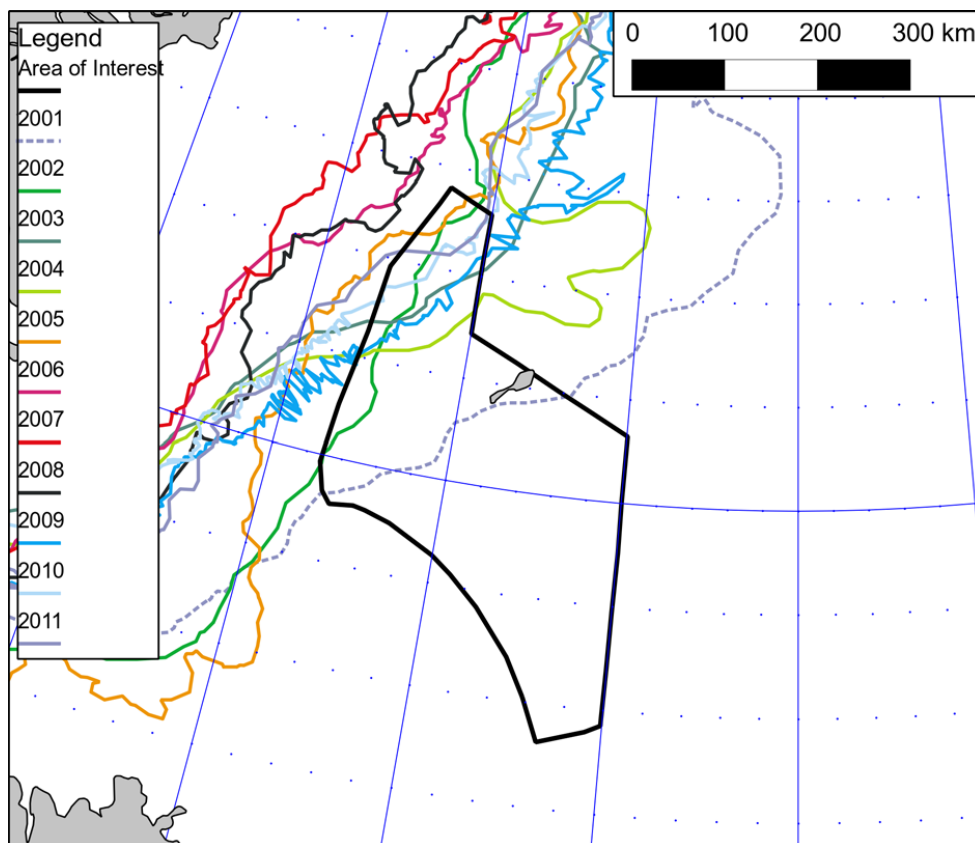
Temperaturforhold

Posisjon	Maks.	Min.
69,00 N, 07,12 W	11,8	-18,4
70,00 N, 08,10 W	11,2	-23,8
71,00 N, 09,85 W	9,4	-27,6
71,23 N, 22,21 E (Goliat)	15,6	-12,8

Tabell 3 Overflate temperatur 1958-2011 1

Historiske metrologiske data viser at minimum overflate temperatur i Jan Mayen området er noe lavere (6 – 15 grader C) enn for Goliat området.

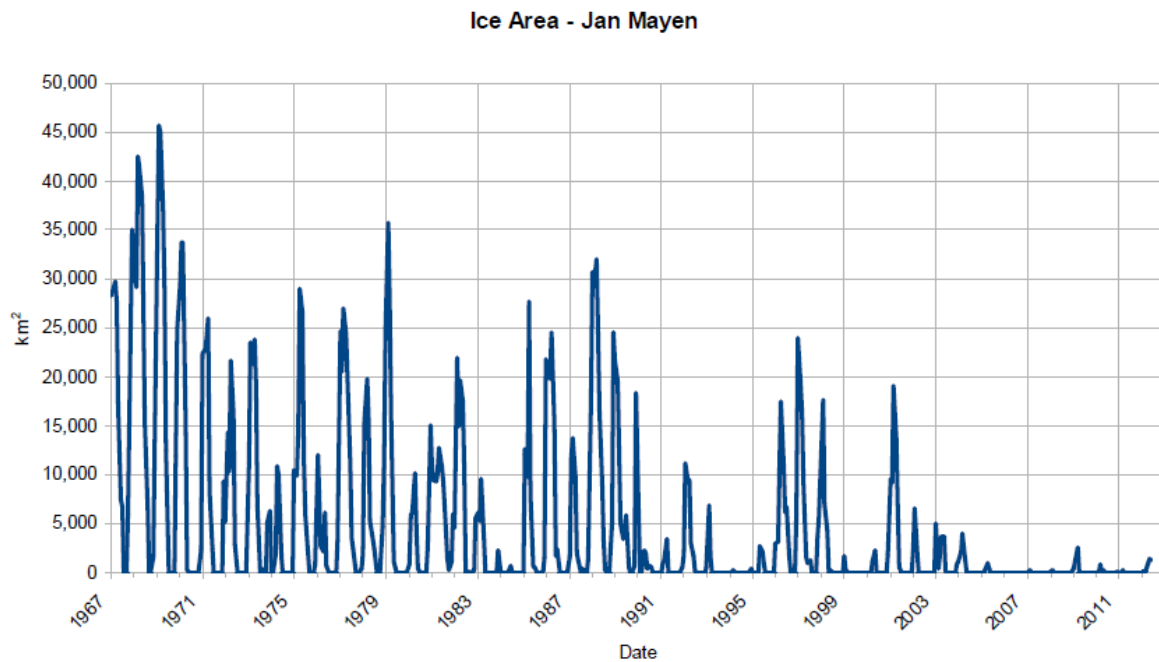
Havisforhold



Figur 2 Årlig maksimal isutbredelse (Jan Mayen) 1

Metrologisk institutt:

”Havis finnes normalt i den nordlige halvdel av dette området og er assosiert med arktisk havis som blir ført sørover av Øst-Grønland strømmen og danner et område med havis kjent som Odden is tunge. Dette var tidligere en nærmest årlig foreteelse, men frekvensen på dette er redusert på 1980 og 1990 tallet. Noe ganger kan pakkisen langs østkysten av Grønland bli drevet inn nordvest for området ved fremherskende vestlige vinder.”



Figur 3 Årlig maksimal isutbredelse (Jan Mayen) 2

Ising

Ifølge rapporten til Metrologisk institutt er det fare for ”sterk ising” i 0,3 % – 3 % av tiden på årsbasis i den nordvestlige delen av definert område ved Jan Mayen. Sterk ising, betyr at is i visse perioder kan bygge med 2-4 cm pr time.

Så rask oppbygging av is forekommer ikke i Goliat området.

Polare lavtrykk

Ifølge rapporten til Metrologisk institutt kan polare lavtrykk forekomme i definert område ved Jan Mayen, men området er noe mindre eksponert enn Barentshavet som følge av lavere havtemperatur.

Siktforhold

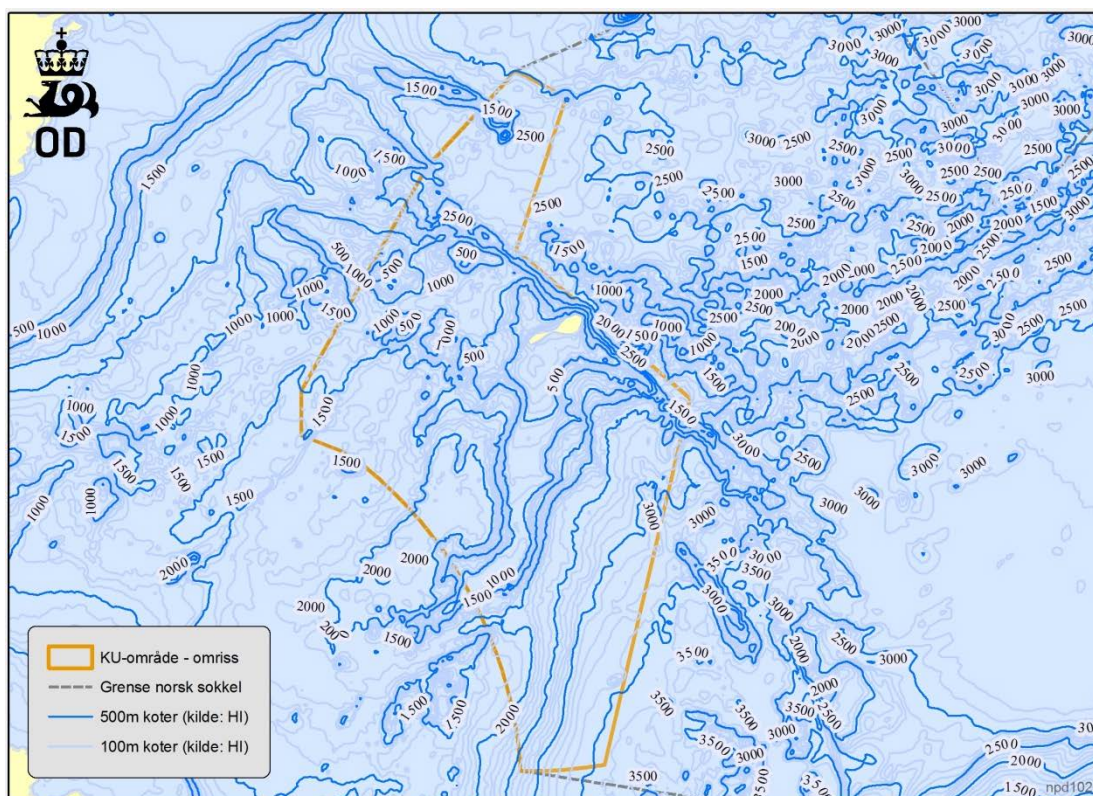
Tåke og nedbør kan redusere sikten. På Jan Mayen er den største frekvensen av tåke i sommermånedene, men det er også relativt høy frekvens i vintermånedene. I 13-20 % av tiden for perioden mai – august er det tåke som reduserer synsvidden til mindre enn 1 km. I resten av året er denne prosenten i intervallet 8 – 13 %.

OPPSUMMERING

- De statistiske dataene med hensyn på vind styrke og bølgehøyde viser lavere verdier i Jan Mayen området enn tilsvarende data i Norskehavet (Heidrun feltet) og nordlige Nordsjø (Statfjord feltet)
- Den gjennomsnittlige minimumstemperaturen er 6 – 15 °C lavere enn for Goliat området.
- Sterk ising kan forekomme (0,3 – 3 % på årsbasis), hyppigst i nord-vest, og det er risiko for polare lavtrykk i hele området.
- Havis finnes normalt i den nordlige halvdel av dette området og er assosiert med arktisk havis som blir ført sørover.
- Noen ganger kan pakkisen langs østkysten av Grønland bli drevet inn nordvest for området ved fremherskende vestlige vinder.
- Jan Mayen- området har relativt stor hyppighet av tåke.

5. FAKTORER DET MÅ TAS SÆRSKILT HENSYN TIL VED VALG AV UTBYGGINGSLØSNINGER I JAN MAYEN OMRÅDET

Utformingen av løsningene vil generelt være avhengig av de faktorene som er beskrevet i kapittel 3. I rapporten ”Scenarier for petroleumsvirksomhet i havområdene ved Jan Mayen” er det skissert mulige utbygginger i området. Alle utbyggingene er basert på flytende løsninger. Dette med bakgrunn i de store havdypene i området. se figur 4.



Figur 4 Havdyp i Jan Mayen-området

Fra fastlandet på Jan Mayen øker havdypet raskt til mellom 1000 og 3000m. Sørover fra fastlandet strekker det seg en undersjøisk rygg på ca 1000m havdyp med større havdyp på hver side. På slike havdyp vil kun flytende produksjonsinnretninger med undervannskompletterte brønner være aktuelle.

At det er mørketid i området i store deler av året, stiller spesielle krav til belysning både i forhold til arbeidslys og beredskap. Selv om periodene med mørketid blir lengre, er ikke dette en ny utfordring sammenlignet med andre områder som er åpnet for petroleumsaktivitet på norsk sokkel for eksempel Barentshavet.

5.1 METOCEANDATA DET MÅ TAS SÆRSKILTE HENSYN TIL

I kapittel. 4 ble metocean data for Jan Mayen området gjennomgått. Rapporten fra MET viser at for flere av faktorene skiller ikke forholdene i Jan Mayen-området seg ut sammenlignet med andre områder på NKS der det allerede er petroleumsaktivitet. Både med hensyn på bølgehøyder og vind vil det være andre steder på sokkelen der det foregår petroleumsaktivitet som har høyere ekstremverdier. Utbygging og driftstekniske forhold for å ivareta bølge- og vindkrefter anses derfor ikke å være et område det må ta særskilte hensyn til ut over det som allerede er kjent i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel (NKS).

Videre gjennomgås de klimatiske faktorene som har høyere ekstremverdier i dette området sammenlignet andre områder på sokkelen med petroleumsaktivitet, og som det derfor må ta spesielt hensyn til. Det vil også bli beskrevet hvilke vurderinger som bør foretas samt hvilke tiltak og løsninger som kan gjennomføres for å imøtekomme utfordringene ved petroleumsaktivitet i området. Mange av forholdene som diskuteres er vurdert og innarbeidet i planene for den pågående Goliat-utbyggingen. Goliat er foreløpig den nordligste utbyggingen med offshore plattformbasert produksjonsinnretning på NKS. PUD for Goliat ble godkjent i Stortinget i 2009. I andre petroleumsprovinser andre deler av verden har det foregått petroleumsaktivitet under tilsvarende og strengere arktiske forhold i lang tid.

Lave lufttemperaturer

I vinterhalvåret vil det være sannsynlig med snøfall og fare for ising. Snø representerer en utfordring ved at utstyr kan pakkes med snø slik at tilgjengelighet reduseres og fare for at utstyr ikke virker. Tilsvarende vil et dekke med is direkte på utstyr potensielt hindre både funksjon og tilgjengelighet for drift og vedlikehold. Is og snø vil i perioder i tillegg kunne representere et betydelig vektpåslag for strukturen. Dette er forhold det må tas hensyn til ved feltutbygginger i området. Den enkle men effektive løsningen i forhold til disse utfordringene er at alle uteområdene så langt som mulig bygges inne med tak og vegger. Slik såkalt vinterisering vil forhindre ising og snøfall direkte på utstyr samt gi en bedre og sikrere arbeidsplass. Vekten som is og snø representerer vil måtte inkluderes som et ekstra vektpåslag for dekkсанlegget ved design av bærestrukturen. Vinterisering med tak og vegger er igjen den løsningen som minimerer denne vekten. Dette det må tas hensyn til ved beregning av ekstra vektpåslag.

Ønsket om å bygge utstyr inne må imidlertid avveies mot økte konsekvenser av eventuelle eksplosjoner. I prosessområdene vil en derfor måtte sikre ventilering. Områder som ikke eksponeres for hydrokarboner kan lettere bygges helt inn. Dette er det utarbeidet løsninger for blant annet i Goliatutbyggingen der full vinterisering er den gjennomgående designfilosofien for plattformen.

Ising og snø må tas hensyn til ved design og drift av all instrumentering på plattformen. Det er også viktig å forhindre at lave temperaturer i seg selv gjør at utstyr slutter å virke. Dette handler om spesifikasjoner ved valg av instrument, værbeskyttelse (innenfor vinterisert

område eller i egne kabinetter), oppvarming på linser og detektorer for å unngå ising (særlig viktig for HMS- utstyr), heat tracing av feltinstrumentering og impuls linjer

Stålets styrke og utmattelsesbestandighet endres ved svært lave temperaturer. Det vil derfor være viktig at stålspesifikasjonene i designbasis er i henhold til dette. Det finnes standarder som ivaretar denne type forhold inklusiv krav til kvalifisering, testing og inspeksjon.

Lave sjøtemperaturer

Sjøtemperaturen er en av mange faktorene som avgjør hvor langt ubehandlet brønnstrøm kan transporteres. Utfordringene er knyttet til at det kan dannes voks og hydrater når varm olje og gass fra reservoarene kjøles ned av omgivelsene. Problemstillingene er kjente og selv om sjøtemperaturen her er noe lavere enn andre områder på sokkelen med petroleumsvirksomhet finnes det løsninger som ivaretar denne utfordringen. De avbøtende tiltakene for kortere transport-avstander vil bla være i form av kjemikalieinjeksjon, direkte elektrisk oppvarming eller forbedre isoleringen av rørene. Dette er kjent teknologi som er i bruk på NKS i dag. Det finnes videre gode verktøy for å modellere gass og oljetransport under gitte forutsetninger. Havtemperaturen i dette området anses ikke å være til hinder for transport av stabile produkter i rør om det skulle bli aktuelt.

Havis

Det er ikke store forskjeller i de klimatiske forholdene i Jan Mayen-området sammenlignet med forholdene i Nordsjøen og Norskehavet. Det som primært skiller seg ut er at det kan forekomme havis i de nordlige delene av området. Selv om isutbredelsen historisk sett er på retur, er det faktum at det kan forekomme havis i visse deler av året en viktig faktor som det må tas hensyn til ved design av permanente produksjonsinnretninger.

I store deler av året er det isfritt og leteboring vil derfor ikke ha de samme utfordringene, da leteaktivitet kan legges til de isfrie periodene av året.

Det har vært petroleumsaktivitet i Arktis i nærmere 40 år. Frem til 2006 var det eksempelvis boret mer enn 200 lete- og avgrensingsbrønner i arktiske forhold, offshore Canada og USA. Den første plattformen som kan motstå sammenstøt med isfjell ("Hibernia") ble satt i produksjon i 1997, i havet utenfor Newfoundland.

For store deler av disse områdene er forholdene langt strengere både mhp lave temperaturer og isforhold enn i Jan Mayen området.



Figur 5 – Hibernia innretningen

I tabell 4 er det vist noen eksempler på offshore utbygginger i havet utenfor Newfoundland fra og med Hibernia utbyggingen i 1997 og frem til i dag.

Utbygging	Lokasjon	Konsept	Havdyp (m)	Oppstartsår	Operatør
Hibernia	Newfoundland	GBS	80	1997	ExxonMobil
Terra Nova	Newfoundland	FPSO	100	2002	Petro Canada
White Rose	Newfoundland	FPSO	120	2005	Husky Energy
Hebron	Newfoundland	GBS	90	2012	ExxonMobil

Tabell 4 eksempler på offshore utbygginger i arktiske farvann de 15 siste år

Polare lavtrykk

Polare lavtrykk beskrives som små intense lavtrykk som dannes i arktiske farvann. Vind og bølgehøyder kan raskt endres og lavtrykkene følges ofte av tett snøfall med dårlig sikt og nær iskanten sterk ising. Disse lavtrykkene vil være en del av værstatistikken og vil derfor bli ivaretatt i forbindelse med design av innretninger. Polare lavtrykk er ikke et ukjent fenomen for petroleumsvirksomheten på NKS i dag og som rapporten fra MET viser, dannes det polare lavtrykk også i Norskehavet. Utfordringene knyttet til polare lavtrykk er å ha god varsling for å ta driftsmessige hensyn.

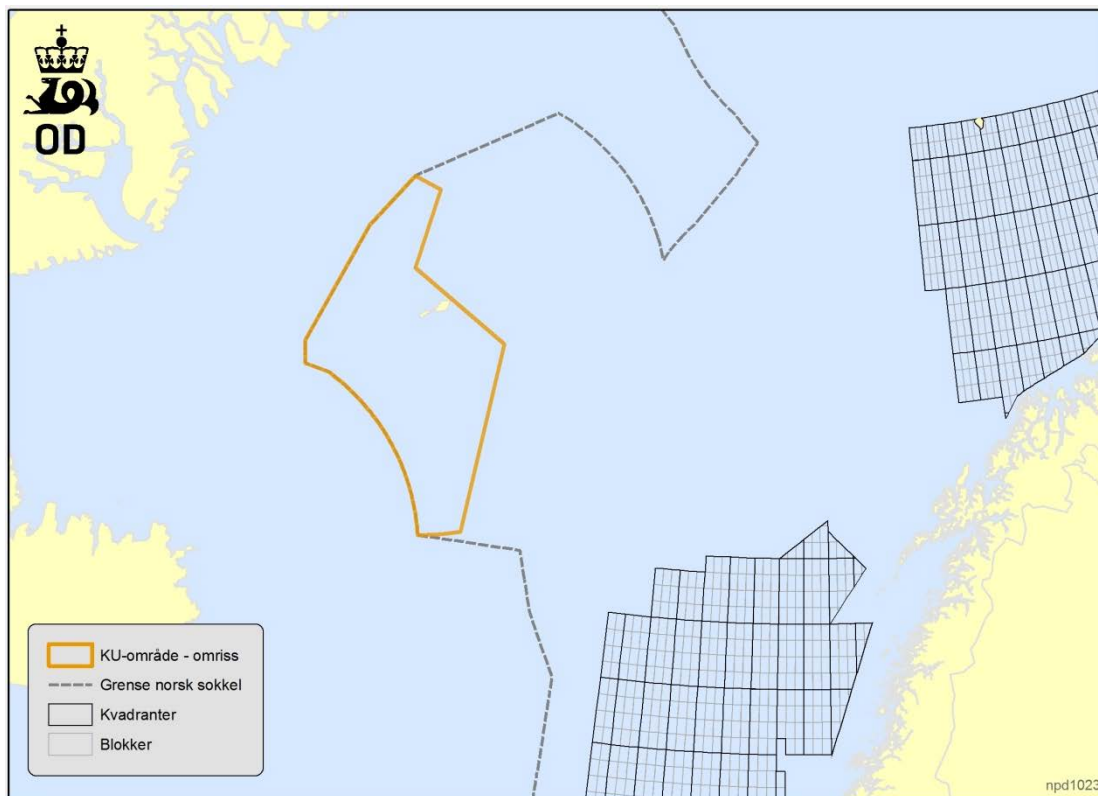
Tåke

Tåke gir begrenset sikt og vil i perioder setter rammer for helikoptertransport til og fra en eventuell innretning. I henhold til værstatistikk er Jan Mayen-området utsatt for hyppige perioder med tåke. Det må derfor tas hensyn til dette i forbindelse med planlegging av beredskap og logistikk for feltutbygginger i området.

5.2 ØVRIGE FORHOLD

Avstand til land eller øvrig infrastruktur

Jan Mayen ligger langt fra land. Det er ca 1000 km til norskekysten, ca 600 km til Island og ca 500 km til Grønland. Dette er store avstander som vil ha betydning for hvordan beredskap og logistikk ivaretas. Teknisk lar dette seg løse, men vil kunne utgjøre en større andel av feltkostnadene enn for felt nær land eller øvrig infrastruktur. Planene for forsyning og beredskap optimaliseres og inngår som en del av øvrige planer for en eventuell feltutbygging (PUD)



Figur 6 Lokalisering av Jan Mayen i forhold til Norge, Island og Grønland

Jordskjelvaktivitet i området rundt Jan Mayen

Jan Mayen ligger mellom to spredningsrygger, Kolbeinsøyryggen i syd og Mohnsryggen i nord. Disse to midtoceanske ryggene er lateralt forskjøvet ved Jan Mayen bruddsone (Jan Mayen Fracture Zone), som passerer igjennom nordspissen av øya. Det er noe jordskjelvaktivitet assosiert med spredningsryggene, men i større grad knyttet til bruddsonen. Se figur 7. Det er større jordskjelvaktivitet i området nord for Jan Mayen enn det er på resten av norsk kontinentalsokkel, både i hyppighet og styrke. De fleste skjelv er på mellom 2 og 3 i styrke, men skjelv over styrke 6 er registrert (2004: $M=6,0$ 2012 $M=6,7$). Det antas at dette nordlige området vil være mindre prospektivt med tanke på petroleum enn syd for øya.

Det er 3 målestasjoner for jordskjelvaktivitet på Jan Mayen som kontinuerlig overvåker den seismiske aktiviteten og som vil varsle et eventuelt vulkanutbrudd på øya 1-2 dager i forkant og som vil være meget sentral med tanke på sikkerheten til eventuell petroleumsaktivitet i syd. Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverks database vil kunne gi et godt grunnlag for beregning av utbredelse av energien knyttet til jordskjelvene nord for Jan Mayen også for områder syd for øya.

Norsk regelverk har siden 1984 hatt krav om at alle installasjoner skal designes etter stedsspesifikke mål for jordskjelv. Grunnlag for gode designløsninger for eventuelle utbygginger også ved Jan Mayen anses å være til stede.

Petroleumsaktivitet i jordskjelvutsatte områder er svært vanlig verden over, - f.eks Indonesia, Mexico, New Zealand. Et nylig skjelv på $M=7$ utenfor New Zealand i juli 2012 hadde ingen innvirkning på installasjon eller produksjon selv om installasjonen var direkte over episenteret. Dette fordi at designen på forhånd tok hensyn til muligheten for et skjelv i denne størrelsesorden.

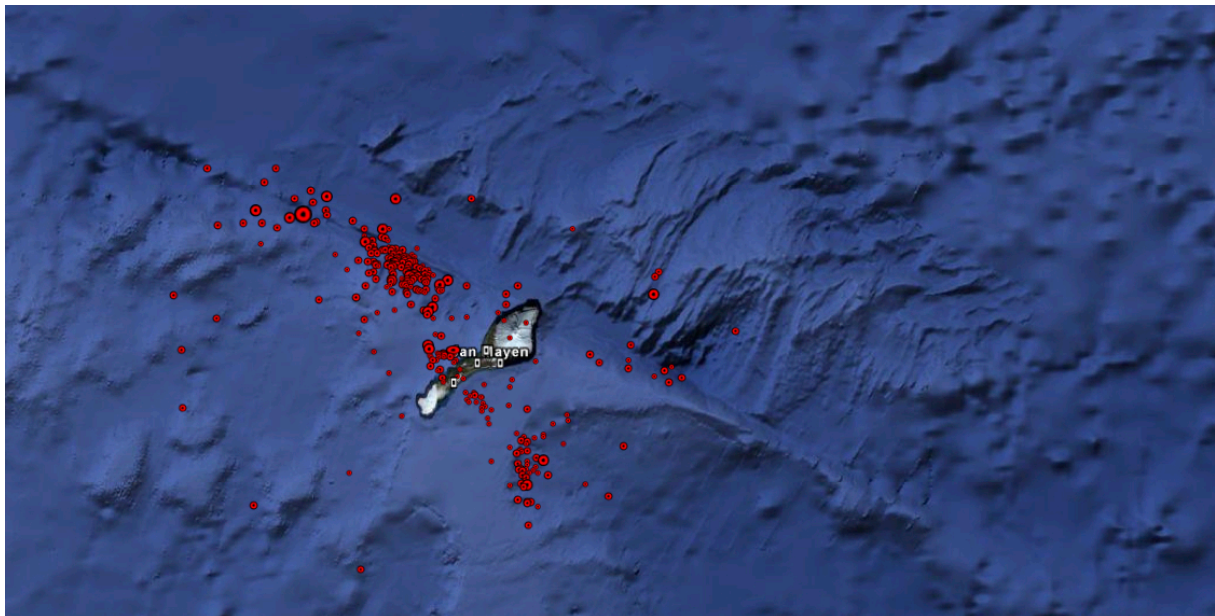


Fig 7 Lokalisering av episenter for jordskjelv knyttet til bruddsonen nord for Jan Mayen. Skjelvene er i størrelsesorden $M=2$ til $M=6$ (størst sirkel). En sone går også på skrå over øya.

REFERANSER:

1. ”Kunnskap om vind, bølger, temperatur, isutbredelse, siktforhold mv, Jan Mayen”, - Meteorologisk Institutt
2. ”Technologies for Arctic Offshore Exploration & Development”; Exxon Mobil Upstram Reaserch, SPE 102441
3. St. prp. nr 64 (2008 – 2009) Utbygging og drift av Goliatfeltet

