



Norsk Oljemuseum
Årbok 2018





Draugengass - fra fakling til reinjisering til eksport

av Kristin Øye Gjerde

Draugen var det første feltet som ble bygd ut nord for 62. breddegrad på Haltenbanken. Norske Shell med en eierandel på 30 prosent, var operatør. De andre eierne var Statoil med 50 prosent og BP med de resterende 20 prosent. Draugen var først og fremst et oljefelt, men det var også mindre mengder assosiert gass. Oljetransporten fra feltet kunne skje med tankskip, men hva skulle gjøres med gassen i et område uten infrastruktur for gasseksport? Og hvordan kunne gassrørledningsspørsmålet løses på sikt?

Mulig felles gassløsning for Haltenbanken?

Etter at det ble åpnet for leteboring nord for 62. breddegrad i 1980 ble det gjort en rekke funn på Haltenbanken. Saga fant gass på Midgardfeltet i sin tredje brønn i 1981. Statoil fant Smørbukkkfeltet i 1984. Det var samme år som Draugen ble funnet av Shell. Smørbukk Sør ble påvist av Statoil i 1985, samme år som Conoco fant Heidrunfeltet. Og i 1986 påviste Hydro Njordfeltet. Haltenbanken var en suksess i løpet av kort tid. Alle de tre

norske oljeselskapene samt de internasjonale selskapene Shell og Conoco ble engasjert i utbyggingsoppgaver i dette området.

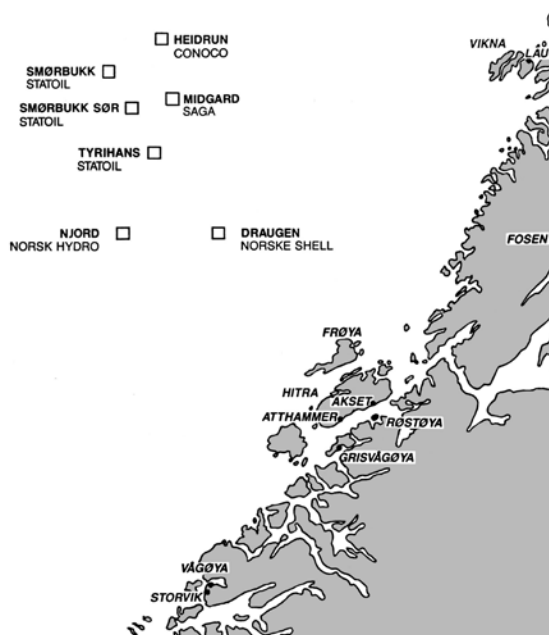
Siden det var flere påviste reserver på Haltenbanken og det var muligheter for flere funn, lå forholdene til rette for en viss samordning. Det gjaldt ikke minst ved planlegging av Draugen-utbyggingen som skjedde samtidig som Heidrun ble vurdert bygd ut med Conoco som operatør.

Olje- og energidepartementet ba, i brev av 24. februar 1987, de fem operatørene i området om å gå sammen om en felles utredning av ilandføringsproblematikken. I rapporten som var ferdig i september samme år var meningene delte. Statoil, Saga, Conoco og Shell anbefalte bøyelasting som den mest gunstige løsningen økonomisk sett, mens Hydro som hadde utredet muligheten for rørledningstransport av råolje til en landterminal, gikk inn for ilandføring av olje i rør. Når det gjaldt gassen ville en ilandføringsløsning for Haltenbanken tvinge seg frem på sikt, men det var usikkert når dette kunne skje, og hvilken løsning som skulle velges.

I 1988 hadde Shell og departementet flere samtaler om hvordan gassen fra Draugen skulle disponeres. Departementet ønsket å pålegge rettighetshaverne å finne en langsiktig løsning som innebar deltagelse i et samordnet transportsystem for ilandføring av gass fra flere felter på Haltenbanken, blant annet Heidrun, med investeringer proporsjonalt med kapasitetsbehovet.

Hvordan gassen skulle utnyttes var et annet spørsmål. Statoil som hadde en ledende rolle i arbeidet med utbygging av rørledningsnett i sokkelen, sto i spissen for utredningene om gassmarkedet og hvor en eventuell gassterminal skulle ligge. Statoil og NVE hadde en tid samarbeidet om å utrede et gasskraftverk i Midt-Norge. Statkraftverkene utredet mulighetene

OIL AND GAS FIELDS AND OPERATORS ON HALTENBANKEN



Illustrasjon hentet fra Draugen Field, Plan For Development And Operation, 1987. A/S Norske Shell

for et gasskraftverk, som hvis det ble bygget, ville bli det største i Europa – 30 ganger større enn kraftverket i Alta som sto ferdig i 1987, og som det hadde vært så mye protester mot. Kraftproduksjonen i et gasskraftverk kunne bli opp til 15 TWh i året. Både det svenske og

finske statskraftverket så med stor interesse på mulighetene for import og diskuterte dette med ledelsen i NVE.

Hvor gassen skulle ilandføres var et vesentlig spørsmål. Det ble pekt på fem alternativer fordelt på tre fylker: Nord-Trøndelag, Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal. Hvor store gassmengder som skulle ilandføres var ikke klart. Derfor ble tre alternativer utredet; ett minimumsalternativ som innebar produksjon av elektrisitet på 0,700 TWh til lokalt forbruk, et større gasskraftverk på 2,500 TWh med eksport av elektrisk strøm til Sverige og et maksimumsalternativ som i tillegg til gasskraftproduksjon innebar eksport av gass til potensielle markeder. Det var snakk om gassmengder på henholdsvis 1.0, 3.5 og 8.0 milliarder m³ i året for de tre alternativene.

I Stortingsproposisjonen 56 (1987–88) som bygde blant annet på denne utredningen, ble det lagt til grunn at et gassrør fra Heidrun og Draugen, med en transportkapasitet 1.0–1.5 milliarder m³ gass per år til en ilandføringsterminal og gasskraftverk ville koste 2,5 milliarder kroner. Ilandføring av 1.0 milliarder m³ gass per år kunne gi grunnlag for 4,500 TWh per år i et gasskraftverk. Et annet alternativ var å bruke gassen som råstoff og energi i industriell produksjon. På lengre sikt kunne salg av gass til Sverige eventuelt med rørledning via Østlandet være en mulighet, salg av gassbasert

kraft til Finland/Sverige et annet. Tilknytning til eksisterende rørledninger i Nordsjøen og salg av LNG ble også diskutert.

I 1989 hadde det norske Gassforhandlingsutvalget (GFU), som besto av de norske selskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga, møter med svenske myndigheter om gassleveranser fra Haltenbanken. Forhandlingene dreide seg om et volum på 2,5 milliarder kubikkmeter gass fra 1995. Svenskene stilte imidlertid krav som var vanskelige for GFU å imøtekomme. De forlangte at minst et av gassfeltene de skulle få sin gass fra, skulle hentes sør for 62 breddegrad. Men med de relativt beskjedne volumene svenskene ønsket seg fra midten av 1990-årene, var det ikke økonomi i en rørledning både fra Haltenbanken og en fra Nordsjøen, og forhandlingene strandet.

Begrunnelsen for svenskenes krav var at gassleveransen fra Haltenbanken alene ikke ville gi tilstrekkelig sikkerhet, særlig for kraftverkene som var tenkt å bruke deler av gassen til å produsere elektrisk kraft. Svenskene mente at regulariteten med leveranser fra Nordsjøen ville være langt bedre. Gass fra Haltenbanken til en terminal på land før den gikk til Gøteborg-området, ville være for sårbar når det skulle gjøres vedlikehold og det kunne risikeres driftsstans på flere av knutepunktene underveis. Utbygginger med undervannsløsning, reduserte ikke risikoen. I Nordsjøen vil det være flere felt og alternative

leveranseklider, mente svenskene som i stedet jobbet videre med alternative leveranser både fra Sovjet og leveranser fra eller via Danmark.

Fra fakling til reinjisering av gass

Shells opprinnelige plan for Draugen var kontrollert avbrenning av gassen, også kalt fakling, de første produksjonsårene. Det sto i klartekst i PUDen som ble oversendt myndighetene 22. september 1987. Shell påpekte at den assosierte gassen fra feltet kunne ilandføres i en samlerørledning og brukes i et gasskraftverk, men det ville ta lang tid før et slikt gasskraftverk sto klart, og i mellomtiden var den beste og rimeligste løsningen å brenne gassen på feltet. Rettighetshaverne hadde også gjennomført studier som viste at det var mulig å reinjisere gassen i en separat formasjon, men det ble sett på som for dyrt. En løsning med gassinjeksjon ville dessuten bare være mulig i noen få år, etter cirka tre år ville gassinjeksjon gå ut over oljeproduksjonen.

Forslaget om å brenne gassen fra Draugen fikk negativ oppmerksomhet i nyhetene. I Bergens Tidende ble gassbrenning på Draugen presentert under følgende overskrift: «Energi tilsvarende seks kraftverk i Alta brennes på Draugen». I avisreportasjen het det at «Sentrale aktører i det norske oljemiljøet karakteriserer overfor Bergens Tidende Shells planer for Draugenfeltet som ren galskap, og foreslår at denne feltutbyggingen skyves ut til andre halvdel av 1990-årene».

Olje- og energidepartementet var ikke nådig. Ordbruken overfor Shell i stortingsproposisjonen ble temmelig skarp: «Hvis rettighetshaverne på et senere tidspunkt skulle motsette seg å delta i et transportsystem for gass på betingelser som myndighetene finner å måtte sette, vil produksjon på Draugen kunne stanses av myndighetene for å unngå øding av petroleum».

Usikkerheten rundt gassløsningen gjorde at departementet ville utsette beslutningen om utbygging av Draugen i inntil ett år. Dette likte

Utelukker ikke gassbrenning på Draugen

Oslo: JOHN OVE LINDØE

Olje- og energiminister Arne Øien utelukker ikke at det kan bli aktuelt med brenning av gass på Draugen-feltet på Haltenbanken. Oljedirektoratet har i forrige uke overfor energi- og industrikomiteen i Stortinget pekt på at det kan bli en løsning dersom det ikke lykkes å få avsatt de små gassmengdene i dette oljefeltet.

Til Stavanger Aftenblad sier olje- og energiministeren om mulig gassbrenning på Draugen: – Det er ikke en situasjon som jeg helt vil utelukke, men det vil være en tung sak for Regjeringen å fremme.

I forhold til hva vi har av gassressurser?

I den sammenheng er det ingen ting. Jeg tenker på de anbefalinger som er gitt av Brundtland-kommisjonen. I en viss forstand er det snakk om å sluse med ressurser. Ser vi imidlertid på de hardkokte økonomiske fakta kan det være diskutabelt om injeksjon av gass i reservoaret er en bedre løsning enn brenning.

Stateråd Øien legger imidlertid til at den beste løsningen er å

det i departementet er tvil om de beregninger som er gjort for tidligproduksjonen er for optimistiske.

Jeg utelukker derfor ikke at operatøren Corinto finner ut at de må forandre konseptet. Vi kan komme i den situasjonen at tidligproduksjon sett fra samfunnets side har tvisom lønnsomhet. Vi må vurdere om skattemessige forhold gjør denne tidligproduksjonen lønnsom for selskapet uten at det er samfunnsmessig lønnsomt, sier Øien.

De vurderingene som nå skal gjøres må nødvendigvis ta tid, og det er blant årsakene til at departementet ikke har villet gå inn for en utbygging på Haltenbanken så snart som politikere fra landdelen har bedt om. Uten at stateråd Øien foretar noen åpen avveining mellom Heidrun- og Draugen-feltet er det en klar indikasjon at han på Draugen ikke utelukker gassbrenning, mens han reserverer seg sterkt for Heidrun. Når det gjelder dette feltet er stateråd Arne Øien også skeptisk til å starte tidligproduksjon uten noen avsetning for gassen er sikret. Det skyldes ikke minst at det her er snakk om betydelig større gassmengder enn

en gassløsning etter en periode med tidligproduksjon. Men jeg tror at de politiske motforestillingene i landdelen mot en slik håndtering vil være svært vanskelig å håndtere, sier Arne Øien.

Stavanger Aftenblad 4. mars 1988

Shell lite. Forsinkelser var det siste Shell ønsket, og i løpet av kort tid revurderte selskapet planene om fakling. I Bergens Tidende sto det nå: «Shell kommer til å trekke tilbake sitt eget forslag om å basere utbyggingen av Draugenfeltet på at gassen skal brennes. I stedet vil Shell føre gassen tilbake i reservoaret. Selskapet håper på denne måten å rykke frem i Oljedirektoratets utbyggingskø.»

I innstillingen fra energi- og industrikomiteen om utbygging av Draugenfeltet i 1988 var alternativet om å brenne gassen fjernet. Komiteen understreket at selv om det var snakk om relativt små gassmengder, ville avbrenning av gassen ikke tillates ut fra miljø- og ressursmessige hensyn. Innstillingen la til grunn at fram til gassen kunne fraktes til land i en rørledning fra Haltenbanken, ville den bli injisert i en formasjon som inneholdt vann som lå ti kilometer unna Draugen. Denne prosessen kunne pågå i tre år, og det var beregnet at 75 prosent av gassen kunne produseres senere. Dessuten var det muligheter til å forlenge reinjiseringen i ytterlige tre år til 1999, ved å benytte et nabofelt. Reservoaret som ble brukt til vanninjeksjon ble kalt Husmus.

Haltenpipe rett forbi

Shell og Draugen var ikke alene om problemstillingen knyttet til gassen. Flere av feltene på Haltenbanken inneholdt naturgass i tillegg til olje, og muligheten for å finne felles løsninger for å føre gassrør til land ble luftet ved flere anledninger. På Heidrun med Conoco som

FIG.6.1.1

DRAUGEN		
GAS EVACUATION OPTIONS		
SUMMARY OF CAPITAL AND OPERATING COSTS		
OPTION	CAPEX	OPEX
		MM NOK (MID 1987)
1. GAS INJECTION :		
INTO 6407/9-5, OIL-BEARING RES.*	197	12
INTO NEW WELL, WATER-BEARING RES.	258	15
2. POWER GENERATION OFFSHORE	** 2600	144
3. OFFSHORE METHANOL PRODUCTION	** 2275	237
4. JOINT METHANOL PRODUCTION ONSHORE	6600	450
5. JOINT DRAUGEN/HEIDRUN POWER GENERATION ONSHORE	3350	100

* INVOLVES LOSS OF 2.5 MMSTB POTENTIALLY RECOVERABLE OIL PER YEAR OF INJECTION

** ASSUMES NO COST FOR DECK SPACE

A/S Norske Shell 

A/S Norske Shell. Foto: Fig 6.1.2 Draugen field, Plan for development and operation, 1987

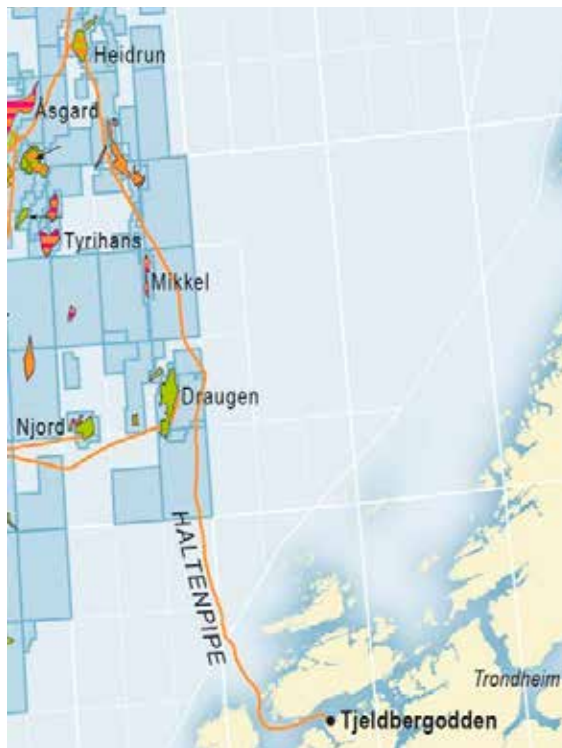
operatør, var det større gassmengder enn på Draugen. Også her var avbrenning av gass utelukket på grunn av norske utslippskrav, og gassinjeksjon var heller ikke aktuelt. Siden

det ikke fantes noe transportnett for gass så langt nord, bestemte Statoil og Conoco å legge et gassrør, kalt Haltenpipe, inn til Tjeldbergodden hvor de to selskapene skulle bygge en metanolfabrikk. Statoil var opptatt av å oppfylle de politiske målsetningene om at petroleumsutvinningen skulle skape ringvirkninger og arbeidsplasser på land.

Siden Haltenpipe skulle passere Draugen med noen kilometers avstand var det en naturlig tanke at et gassrør fra Draugen kunne knyttes på Haltenpipe. Statoil/Conoco foreslo at Draugen-partnerne kunne bli medeiere i både Haltenpipe og i metanolfabrikken. I 1992 pågikk det forhandlinger mellom Draugen-partnerne Shell/ BP og metanolprodusentene Statoil/Conoco om å levere gass fra Draugen til Tjeldbergodden. Men Shell og BP syntes investeringer i en ny metanolfabrikk var for dyrt, og for øvrig ønsket de ikke å drive med produksjon av metanol. De tilbød gassen gratis til eierne av Tjeldbergodden, men det var ikke det Statoil/Conoco ønsket. Dette førte til at forhandlingene strandet, og Haltenpipe ble lagt rett forbi Draugen uten noen tilknytning.

Draugen Gasseksport

Draugen kom i produksjon i 1993, men retten til å injisere gass fra Draugen i Husmus-reservoaret var tidsbegrenset, og en ny løsning



Gjennom Haltenpipe fra sokkelen til Tjeldbergodden.

Kårstø prosesseringsanlegg i Nord-Rogaland mottar og behandler gass fra rørledningen Åsgard transport.
Foto: Markus Johansson, Bitmap/Statoil

