



Norsk Oljemuseum

Årbok 2022



Eit siste blikk på Heimdal

Heimdal-feltet i Nordsjøen har vore ein del av den norske oljehistoria frå tidleg på 1970-talet og fram til i dag. Dei fyrste åra, frå 1985 og framover, produserte Heimdal frå eige reservoar. Etter 2000 har Heimdal hovudsakleg prosessert gass frå andre felt og elles hatt visse transportfunksjonar. Men no er grunnlaget for vidare drift borte. I sommar vil gassenteret bli stengt ned, og installasjonane vil etter kvart bli fjerna. Med det blir punktum sett for ei mangslungen og hendingsrik felthistorie.¹

Av Lars Gaute Jøssang

Det har blitt forska og skrive mykje om leiting, funn, utbygging og drift av olje- og gassfelt på den norske kontinentalsockelen.² Men sjølv om nokre felt, som for eksempel Frigg, har blitt stengt ned og avvikla, har interessa for den siste fasen likevel vore liten.³ Frå eit fagleg synspunkt er det likevel ingen grunn å skuva den frå seg.

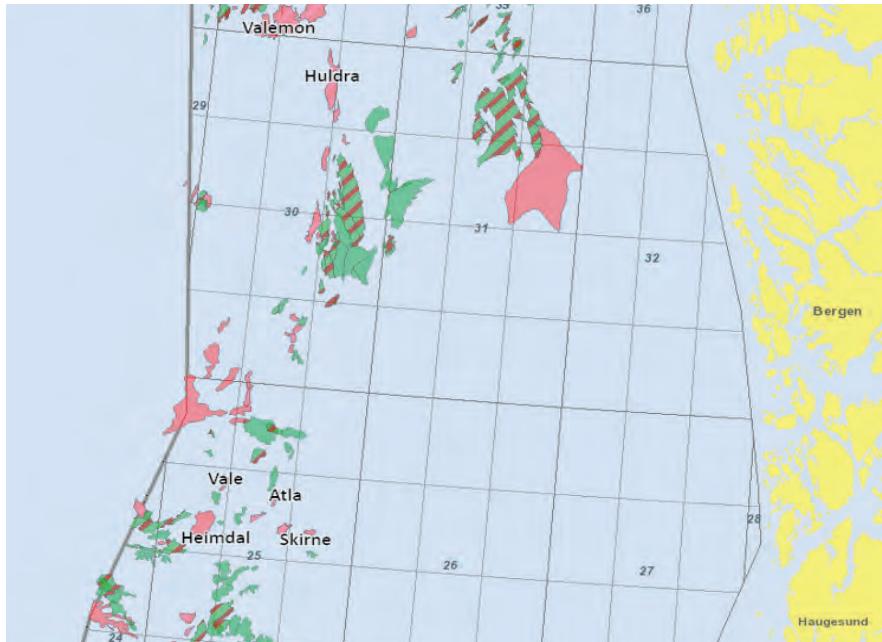
På eit generelt og overordna plan er det ikkje opplagt når eit felt er «tomt» eller bør/må stengast ned. Fleire forhold – som attverande ressursar, prisar, driftskostnader, transportopplegg, oljepolitikk (skatte- og avgiftssystem), områdespesifikke tilhøve, med meir – spelar på ulike måtar inn. Eigar- og operatørpreferansar gjer seg òg gjeldande. Elles aktualiserer avvikling og nedbygging av felt både politiske, juridiske og økonomiske sider, og aspekt som har med

kontraktar, oppdrag og sjølve fjerninga å gjera. Til slutt, må alt bort eller kan noko vera att på havbotnen?⁴

FNs havrettskonvensjon slår fast at innretningar som ikkje skal brukast meir må fjernast av omsyn til fisket og miljøet. *The International Maritime Organization* gjer det klart at innretningar ned til minimum 55 meter under havoverflata må bort. OSPAR-konvensjonen, som Noreg slutta seg til i 1995, stiller òg strenge krav. Minst mogleg skal stå att av omsyn til miljøet og andre brukarinteresser.⁵ «Avslutning av petroleumsvirksomheten» er eit eige kapittel i petroleumslova. Når levetida for ein installasjon går mot slutten, må eigarane laga ein avslutningsplan for Olje- og energidepartementet (OED). Den må ha underbygde synspunkt på

I 1985 starta gassproduksjonen på
Heimdal. Foto: Øyvind Hagen/Equinor





Gass har blitt ført via røyr over relativt store avstandar, for å blir prosessert på Heimdal gassenter. Kjelde: Oljedirektoratet

om produksjonen skal halda fram eller opphøyra. Med tanke på det siste må operatøren gjera greie for disponering av innretningane. Det kan gå på vidare bruk, anna bruk, heil eller delvis fjerning eller «etterlatelse», det vil seia at installasjonar og anna utstyr blir liggande att på havbotnen.⁶

Sommaren 2023 vil prosessering av gass på Heimdal ta slutt. Ved at tørrgassrøyra frå Oseberg til Storbritannia, kontinentet og til Grane blir lagt om, vil det ikkje lenger vera behov for Heimdal-installasjonane. Dei neste åra vil plattformer og installasjonar på havbotnen bli fjerna. For Heimdal var det likevel ikkje innlysande at 2023 skulle bli

avslutningsåret. Fleire forsøk blei gjort for å forlenga levetida til gassenteret. Sjølv om dei ikkje førte fram, er dei like fullt ein viktig del av den nyaste Heimdal-historia. Artikkelen kan lesast som ei forteljing om den siste fasen i ei felthistorie. Fokuset ligg på aktørar, interesser, strategiar og utfall.

Heimdal blir gassenter

Alt i andre konsesjonsrunde (1968-1971) blei blokk 25/4 budd fram. Pan Ocean-gruppa, med kanadiske og private norske selskap, fekk blokka som utvinningsløyve 036. Ei nyordning av lisensen rydda etter kort tid rom for den fransk-norske Petronord-gruppa. Samstundes overlét Pan

Ocean operatøroppgåva til Elf Norge. Heimdal, som ligg i midtre del av Nordsjøen, blei funne i 1972. På grunnlag av om lag 50 milliardar kubikkmeter gass blei det i 1974 erklært kommersielt. Staten nytta seg av opsjonsretten som låg i konsesjonsvilkåra. Det førte Statoil inn i lisensen med ein eigarpart på 40 prosent og fekk med det mykje makt. Sjølv om eigarane var mange og interessene noko sprikande, tyda det meste på rask utbygging. I 1976 blei likevel prosjektet utsett på ubestemt tid.⁷

Stigande gassprisar, eit enklare feltkonsept og ikkje minst etableringa av Statpipe, det nye transport-systemet for gass til Europa, slo gunstig ut. I januar 1981 blei det vedteke å bygga ut feltet med ei stor stålplattform med bustadkvarter, boreanlegg og prosesseringsanlegg. Kondensatet skulle eksporteras i ein røyrleidning til Brae-plattforma i britisk sektor. I utbyggingsplanen var gassen som kunne utvinnast berekna til ca. 35 milliardar kubikkmeter.⁸ I desember 1985 starta produksjonen.

Sist på 1990-talet var mesteparten av gassen i Heimdal-feltet produsert. Skulle verksemda halda fram, måtte det finnast eit nytt driftsgrunnlag. Norsk Hydro, som overtok operatørskapen etter Elf i 1997, var innovatøren og arkitekten for nysatsinga. Selskapet ville satsa vidare med utgangspunkt i gassførekommstar i nærområdet, først og fremst Skirne, Byggve og Vale. For Norsk Hydro vog det òg tungt at Heimdal kunne bli eit knutepunkt for eksport av tørrgass frå Oseberg til



Ei stigerørsplattform (HRP) blei lagt til for at Heimdal skulle kunne vere gassenter. Foto: Vegar Stokset/Norsk Hydro ASA

kontinentet, via Statpipe. Ved å kopla seg på den norske gassrøyrlegginga frå Frigg til St. Fergus blei det òg mogleg å senda Oseberg-gass til Storbritannia. I tillegg ville Norsk Hydro bruka gassen som trykkstøtte for oljeproduksjonen på Grane, eit felt som selskapet òg opererte. Derved blei eit gassrøyr òg lagt dit. På den måten fekk Norsk Hydro utteljing på mange plan.⁹

God utnytting av prosesskapasiteten på Heimdal var viktig for lønsemada i det nye driftskonseptet. Huldra-funnet låg nord for Oseberg på blokk 30/2 og romma 19,4 milliardar kubikkmeter gass og 7,4 millionar kubikkmeter kondensat.¹⁰ Etter mykje strid med Statoil om transportløysinga blei det bestemt at rikgassen frå Huldra skulle førast til Heimdal for prosessering. Dermed var den avgjerande brikka på plass.¹¹

Dei nye planane kravde ombygging av anlegget og ei ny stigerøyrsplassform (HRP) knytt til den gamle Heimdal-plattforma (HMP). HRP skulle ikkje eigast av rettshavarane på Heimdal, men av interessentskapet Oseberg Gas Transport (OGT). Då Gassled blei oppretta i 2003, blei OGT ein del av dette samordna gasstransportsystemet. Gassco, som operatør for Gassled, blei også operatør for HRP. Med det blei det to og ikkje berre éin operatør på Heimdal.¹²

Eit omfattande avtaleverk for å regulera samarbeidet mellom partane blei laga. Det la opp til at brukarane av prosessanlegget (Huldra, Skirne/Byggve og Vale) skulle dela det meste av driftskostnadene på Heimdal pro rata, basert på produksjonsvolumet. Slik blei det skapt eit stort spleiselag. Heimdal stilte med produksjonsanlegg og kundane med gass. Samanlikna med den gamle strukturen, eit felt og ei plattform med dei same eigarane, blei den nye driftsstrukturen meir samansett, kompleks og sårbar.

Dei neste åra tok det nye gassenteret imot og prosesserte gass både frå Huldra, Byggve, Skirne, Vale og restane av gass i Heimdal-feltet. Leveransane frå Huldra tok til i 2001, frå Vale i 2002 og frå Byggve og Skirne i 2004.¹³

Opptur og nedtur med Valemon

Eit stykke ut på 2000-talet oppstod ny spenning om framtida. Det skuldast fyrst og fremst at Huldra var over produksjonstoppen og på veg ned. Dette var òg tendensen på småfelta. Skulle Heimdal driftast vidare var det nødvendig med meir gass. I 2007 overtok Statoil olje- og gassverksemda til Norsk Hydro. Då måtte den nye operatøren, som no var StatoilHydro, ta stilling til kva som skulle skje med Heimdal. Sidan det var fleire nye felt som kunne ha bruk for prosesskapasiteten på Heimdal, bestemte lisensen seg for å satsa vidare.¹⁴

Det skulle bli Valemon, funne i 1985, som sikra vidare drift på Heimdal. Feltet ligg i blokkene 34/10 og 34/11, nær Kvitebjørn og Gullfaks. Valemon var ikkje mellom dei største funna, men stort nok til at StatoilHydro og dei andre eigarane ville bygga det ut. Ein avtale med Heimdal kom i stand i 2010.¹⁵ Grovprosesseringa (det fyrste trinnet) skulle skje på ei ny plattform på Valemon-feltet, så ville rikgassen gå vidare i det gamle Huldra-røyret til Heimdal. Kondensatet frå Valemon skulle leiaast i nytt røyr til Kvitebjørn og deretter gå til Mongstad.¹⁶



Dei mindre felta produserer gass ved hjelp av undervassteknologien. Gassen blir så sendt i røyr til gassenteret på Heimdal. Illustrasjon: TotalEnergies EP Norge AS

Produksjonen på Valemon starta 3. januar i 2015 – litt etter planen. Gassen som kunne utvinnast blei utrekna til 30,4 milliardar kubikkmeter.¹⁷ Elles var det lovande strukturar i nærområdet (Valemon Nord, Valemon Rav og Valemon Vest).¹⁸ I beste fall var det håp om å få ut så mykje som 60 milliardar kubikkmeter gass. «The Production profile for Valemon could indicate a field life for Heimdal to 2034», heitte det optimistisk.¹⁹ Heimdal hadde fått nytt momentum. No kunne Heimdal visa til at Valemon ville sikra høg kapasitetsutnytting, noko som var viktig med tanke på lønsam drift. Med nye kundar blei det endå fleire å dela kostnadene på.

Det som skulle bli Atla-feltet (tidlegare David), låg om lag 20 km nordaust for Heimdal, og var ein del av den forventa Valemon-effekten. Atla romma i utgangspunktet berre 1,4 milliardar kubikkmeter gass og 0,3 millionar kubikkmeter olje. I 2011 godkjende styresmaktene feltutviklingsplanen. Utbygginga gjekk rekordraskt, og alt i oktober 2012 var feltet «on stream» og knytt til Heimdal.²⁰ Kanskje kunne tilfellet Atla inspirera andre småfelteigarar i området?

Vidareføring av produksjonen frå Heimdal-reservoaret var knapt med i grunnlaget for det nye senteret. Kanskje var det difor litt

overraskande at dei gamle Heimdal-brønnane produserte fram til 2011. Det var då framleis igjen noko gass som kunne hentast ut frå reservoaret. Av den grunn blei det difor i 2016 bora ein ny horisontalbrønn. Det gjorde at produksjonen kunne takast opp att og halda fram i nokre år til.

Heimdal-eigarane jakta på nye gassforsyningar, og uformelle diskusjonar og seriøse forhandlingar blei ført med fleire potensielle kundar. Lengst kom ein med tanke på tilknyting av Peik-funnet på grenselina mot Storbritannia, rett vest for Heimdal, og Fulla-funnet nordaust for Heimdal. Men eigarane av desse felta bestemte i siste runde at utbyggingsplanane inntil vidare skulle leggast på is.²¹

Heilt frå fyrste stund hadde reserveestimata på Valemon vore usikre. Feltutviklingsplanen talar om «betydelige usikkerheter».²² På utbyggingstidspunktet rekna Statoil med i overkant av 30 milliardar kubikkmeter gass som kunne utvinnast.²³ For å ta høgde for uvissa i reservoarutrekningane blei ein annulleringsklausul bygd inn i avtalen mellom Heimdal og Valemon. Det juridiske grunnlaget var fylgjeleg til stades for å stoppa leveransane til Heimdal, med verknad frå oktober 2021.²⁴

Produksjonen frå Valemon gjekk ikkje slik Statoil og dei andre eigarane hadde sett for seg. Boringa av produksjonsbrønnane blei ingen opptur.

Nokre var tørre og andre romma mindre gass enn føresett. Dessutan var reservoaret minst så oppdelt som frykta. Då produksjonen starta, fall trykket i brønnane mykje raskare og brattare enn tenkt. I 2018 blei anslaget for gassen som kunne utvinnast justert ned til 15,5 milliardar kubikkmeter.²⁵

I forhold til planane i 2015 utgjorde dette bortimot ei halvering. For Heimdal-anlegget, Heimdal-eigarane og Heimdal-brukarane var dette därleg nytt. Når produksjonen på Valemon fall, måtte Valemon-selskapet vurdera om kondensatrøyret til Kvitebjørn også hadde plass til gassen frå Valemon. Etter prosessering på Kvitebjørn kunne den sendast til Kollsnes i Øygarden. Blei produksjonen låg nok, ville denne transportruta bli billegare for Valemon fordi ein slapp driftskostnadene på Heimdal. Utan Valemon ville det bli færre på gassenteret å dela driftskostnadene på.²⁶

Mot avvikling?

Det som frå 2010 hadde vore ein lang og føreseileg driftsstruktur med Valemon som garantisten for aktivitet i mange år, slo altså alvorlege sprekkar i 2016-2017. Hausten 2016 blei ei strategisk arbeidsgruppe sett ned i Heimdal-regi. Målet var å finna ut kva dei viktigaste aktørane i området tenkte om gassen sin, med omsyn til prosessering og transport. Denne arbeidsgruppa, med Total i førarsetet, hadde kontakt med alle eksisterande

og potensielle brukarar av prosessanlegget på Heimdal. Runden gav ingen positive resultat.²⁷

Det britisk-norske selskapet AkerBP var operatør for Alvheim-feltet, rett vest for Heimdal. Det hadde i tillegg sikra seg rettane til fleire mindre oljefelt nord og aust for blokka 25/4. AkerBP hadde planar om å bygga eit feltsenter i NoA-området («North of Alvheim») for å samla produksjonen frå desse felta. Rikgass frå dette området kunne i prinsippet gå til Heimdal for prosessering, men AkerBP valde å sende gassen inn i Statpipe for prosessering på Kårstø. Med det måtte Heimdal sjå langt etter den gassen.²⁸

Gassco, etablert i 2001, hadde ansvar for gasstransportsystemet på sokkelen. I februar 2017 oppretta Gassco «Heimdal Area Forum» med heimel i Petroleumsføresegna § 66A. Siktemålet var å vurdera kva som var dei beste samfunnsøkonomiske transportløysingane for gass i Heimdal-området, inkludert gassen frå Fulla og Krafla. Diverre for Heimdal konkluderte Gassco-analysen med at det var billegare å nytta Statpipe-Kårstø-traséen. Utan ny gass var vidare drift av Heimdal, ifylge Gassco, berre eit spørsmål om å finna det gunstigaste tidspunktet for avvikling.²⁹

Forsvann den viktige prosesseringa frå Heimdal, måtte transittbrukarane, det vil seia Gassled, bera alle driftskostnadene åleine. Det meinte Gassco ikkje var noko god og langsiktig løysing. Transportoperatøren initerte difor ein analyse

for å vurdera andre alternativ. Undersøkinga konkluderte med at det beste var å satsa på eit «røyrkryss» (subsea bypass) på havbotnen utan tilknyting til Heimdal-plattformene.³⁰

Langtidsplanen for Heimdal, mynta på 2018 og dei neste åra, hadde *Continuation or Decommissioning?* som undertittel. Senteret var inne i ein avgjerande fase. I desember 2017 hadde Statoil møte med OED der alle sider ved Heimdal blei diskutert. Så usikkert som alt var ville Statoil initiera eit fjerningsprosjekt tidleg i 2018.³¹ Det skjedde på styringskomitémøtet i mars. Då blei det drøfta ganske inngående kva ein fjerningsoperasjon ville gå ut på, kva som måtte gjerast i dei ulike fasane, kva prislapp³² det var snakk om og ikkje minst kva internasjonalt og nasjonalt avtaleverk som galdt.³³

Nedstenging og fjerning femna vidare enn berre dei to plattformene på Heimdal og kondensatrøyret til Brae, som Heimdal også hadde ansvar for. Drifta på Vale, Skirne/Byggve og Atla måtte òg avsluttast og installasjonane fjernast. Dessutan måtte røyra frå desse felta og frå Valemon kuttast ved Heimdal. Til dette kom røyrkryssprosjektet til Gassco (omlegging og samankopling av røyr frå Oseberg, Draupner (Statpipe) og St. Fergus (Vesterled). Dette var ein jobb som òg inkluderte røyret til Grane.³⁴ Nødvendige godkjenningar både frå norske og britiske styresmakter var òg ein del av biletet.³⁵

I april 2018 kom oppseiingsbrevet frå Valemon-gruppa. På bakgrunn av mindre produksjon enn føresett gjorde lisensen det klart at «the Reserved Capacity Gas and Reserved Capacity Condensate will be reduced to zero». I klartekst innebar det at leveransane kunne slutta 24. oktober i 2021.³⁶ Å driva senteret utan Valemon-gass, eller tilsvarende mengder frå andre felt, var bortimot utenkeleg. I praksis ville det òg setja bom for vidare

produksjon på småfelta. Avlysinga kunne altså vera spikaren i «Heimdal-kista». I juni 2019 blei avslutningsplanen, laga av Heimdal-partnarane og Gassled, sendt til OED. Det var eit klart hint om kva veg det ville gå.³⁷

Sand i maskineriet

Heimdal opplevde ei forsyningsskrise. Men alt gjekk heller ikkje som smurt på sjølve senteret.



Dei tilsette på Heimdal fekk tilbod om kurs for å betre sin digitale kompetanse. Målet var at det skulle bli lettare for dei å få ein ny jobb den dagen drifta på Heimdal blei avvikla. Foto: Elf Aquitaine Norge AS/Norsk Oljemuseum

Vanskane var ikkje av ny dato. Gassenteret bestod av éi gamal og éi relativ ny plattform. Slitasjen på den eldste tok til å merkast utover på 2000-talet. Då Heimdal sikra seg Valemon-gassen, og mange nye driftsår var i siktet, føresette dette ei betydeleg oppgradering av senteret. Uvissa om vidare drift hadde rimeleg nok bremsa investeringslysten. Fram mot mottaket av gassen måtte derfor små og store ting gjera. Fylgjeleg var det ein mangslungen aktivitet som gjekk føre seg i 2013–2014. Den omfatta også plugging av dei gamle Heimdal-brønnane.³⁸ Samstundes som dette blei gjort måtte også produksjonen gå sin gong. I sum var det korkje mangel på tekniske, organisatoriske eller logistikkrelaterte utfordringar.

Sidan omlegginga til gassenter hadde det vore mange ulike driftsproblem, og regulariteten var heller ikkje tilfredsstillande. Det gjekk òg utover arbeidsmiljøet.³⁹ Den därlege stemninga prega vidare møta i brukarforumet til Heimdal.⁴⁰ Her møttest operatørane, eigarane og brukarane for å dela erfaringar og vurdera drifta. Operatøren måtte tolka tøffe og tydelege tilbakemeldingar.⁴¹

I 2014, midt i den travle perioden før oppstarten av Valemon, gjennomførte Petroleumstilsynet (Ptil) tilsyn på Heimdal. Ptil var særleg oppteken av vedlikehaldsstyringa, og peika på manglar i rapporten sin. Etterslepet var ille. Men vel så ottesamt var det at vedlikehaldet var «hendelsesstyrt», og i liten grad prega av orden, systematikk og tilfredsstillande

progresjon. Ptil fann sprik mellom ambisjonar og måloppfylling.⁴² I 2016 kom nytt tilsyn, og rapporten frå Ptil var lite lysteleg lesing. Ankepunktet var mange og alvorlege.⁴³ No var det snakk om direkte «pålegg» og ikkje berre opplisting av avvik.⁴⁴ I selskapet blei det erkjent at «en varig endring måtte til for å kunne ivareta en sikker, effektiv og bærekraftig drift og vedlikehold av plattformen videre fremover».⁴⁵

Slik var opptakten til det såkalla robustgjeringsprosjektet, bestemt i 2016 og gjennomført dei to neste åra. Målet var å heva standarden på Heimdal både «teknisk og organisatorisk til et bærekraftig nivå».⁴⁶ Å freda driftsorganisasjonen var noko av det første som blei gjort. Den måtte få styra den daglege drifta mest mogleg uforstyrra. Difor blei personell frå andre delar av Statoil henta inn. Med eit konsentrert fokus var det råd å gå systematisk og målretta til verks. At Statoil engasjerte seg sterkt var viktig, men det betydde òg mykje at alle selskapa i partnarskapet aktivt støtta strategien. Det var òg tilfellet nedover i organisasjonen, mellom arbeidarane, fagforeiningane og i vernetenesta.⁴⁷

Skippertaket verka. I 2019 hadde mykje kome over i eit anna og betre spor. Det galldt HMS-feltet, driftsregulariteten, arbeidsmiljøet, kvaliteten på planar og arbeidsunderlag, vedlikehaldet og tilrettelegginga av konkrete arbeidsoperasjonar. Mobiliseringa hadde vore «lærerik, kompetansebyggende, inspirerende og samlende».⁴⁸ Dei positive erfaringane gav tilskuv

til å satsa endå meir på organisasjonsutvikling – i ei tid som sanneleg baud på utfordringar.

Det rådde uvisse om framtida på Heimdal. Ville det lukkast å få ny gass i ellevte time, eller gjekk det mot avvikling? Det spørsmålet kunne ingen svara skikkeleg på. Manglande avklaring opplevde mange som ein slitasjefaktor. Arbeidarane følte at dei måtte bu seg på eit liv etter Heimdal. Kva var det då lurt å gjera? Var det like godt først som sist å finna seg anna offshorearbeid, eventuelt gå i land? Tok mange til å tenka i slike banar, kunne heile organisasjonen rakna. Nøkkelarbeidarane ville neppe bli lette å erstatta.⁴⁹

Pressa av slike realitetar la Equinor rundt 2020, i forståing med dei tilsette, ein plan for å sikra at Heimdal skulle vera ein attraktiv arbeidsplass heilt til siste dag. For å skapa ro var det viktig med føreseielege rammer som opna for utvikling av både tilsette og organisasjon. Det blei bestemt at alle som mista arbeidet sitt på Heimdal ville få tilbod om ny jobb av Equinor. For å førebu seg best mogleg fekk arbeidarane òg høve til å ta kurs for å styrka den digitale kompetansen sin. Sjølv om dei var på ei gammal plattform, skulle alle vera budde og kvalifiserte for nye offshorejobbar. Den mjuke tilnærminga hadde både ein dempende og motiverande effekt.⁵⁰

Grunnlaget for den nye samhandlingskulturen blei lagt under robustgjeringsprosjektet. Den spleisa folk saman, bygde tillit og trivsel. Den

spora dessutan til innsats. I løpet av prosjekt-perioden blei driftsregulariteten mykje betre, Andre målestavar peika òg oppover.⁵¹ Det gjorde at stemninga om bord steig fleire hakk.⁵² At det verkeleg hadde skjedd ei endring, blei dessutan stadfesta av nye tilsyn i 2019, 2020 og 2021.⁵³ Problemsenteret stod fram i ein «ny» og velsmurt skapnad. Arbeidsmiljøundersøkingane både for 2020, 2021 og særleg for 2022, fortalte dessutan om høg trivsel.⁵⁴ Men midt i den tekniske, organisatoriske og kulturelle oppturen blei Heimdal råka av ei alvorleg arbeidsulukke. Det blei ei påminning om kor små marginane kunne



Akkurat som det blir laga planar når felt skal byggast ut, må òg avvikling planleggast.

vera.⁵⁵ Mykje gjekk altså rett veg, men utan ny gass ville stenging bli resultatet.

Siste økt

Det meste tyda på at drifta ville opphøyra hausten 2021. Samstundes var styresmaktene opptekne av at mest mogleg av gassen måtte utvinnast. Det var ei målsetjing Heimdal-eigarane delte. Når dei var villige å gå ei mil til, skuldast det at det framleis var lønsam gassproduksjon frå Vale og Skirne, sjølv om drifta var krevjande. Vassgjennombrot i brønnane hadde lenge vore eit problem.⁵⁶ For å kunna ta imot gass frå Skirne, Atla og Vale, med lågare trykk og noko formasjonsvatn, hadde delar av prosessanlegget på Heimdal blitt bygd om.⁵⁷

Det var heller ikkje heilt enkelt for Valemon-eigarane å kopla seg frå Heimdal. Det faktum at kapasiteten i gassrøyret til Kvitebjørn var for liten til å ta heile Valemon-gassen var ei bremse.⁵⁸ At Valemon hadde planar om å bora fire nye brønnar, talde også mot. Dei ville etter alt å døma gje meir gass, langt utover kapasiteten i røyret til Kvitebjørn.⁵⁹ Den nye given på Heimdal hadde dessutan blitt registrert. Sjansen for uføresette problem hadde no blitt mykje mindre.

For å få det økonomiske reknestykket til å gå opp blei det utforma ein kostnadsfordelingsavtale for drifta av Heimdal, etter oktober 2021. Avtalen gav mellom anna Valemon ein viss rabatt, mot at Skirne og Vale tok meir av kostnadene. Alle partane i «Heimdal-fellesskapet», både Vale-,

Valemon-, Skirne-, Grane- og Heimdal-gruppa og Gassled, var med på denne avtalen. Ved å gje og ta, blei det altså mogleg å snekra eit kompromiss som skaув den siste dagen ut i to år – til sommaren 2023.⁶⁰

Når punktum blir sett for produksjonen, har Heimdal prosessert om lag 91 milliardar kubikkmeter gass og omrent 12 millionar kubikkmeter kondensat, sidan oppstarten i 1985. Av dette er rundt rekna 46 milliardar kubikkmeter gass og 7 millionar kubikkmeter kondensat frå Heimdal-feltet og resten frå «småfelta». Det ligg ein del over prognosane som blei laga før utbygginga av Heimdal.⁶¹

Av stål er du komen, til stål skal du bli

Etter å ha vurdert ulike etterbruksløysingar stod til slutt fjerning att som det einaste realistiske alternativet.⁶² Men ville det bety at heile eller berre halve stålunderstellet då måtte bort? Sidan internasjonale konvensjonar, lov og regelverk opna for delvis fjerning av stålunderstellet, gjekk nokre av Heimdal-selskapa inn for det. Desse selskapa vann likevel ikkje fram med synet sitt.⁶³ Det betyr at begge Heimdal-plattformene, HMP og HRP, må fjernast fullt og heilt. Røyrleidningane blir liggende att på havbotnen, nedgravne, og ikkje til hinder for bruk av trål i samband med fiske.

Ei feltutbygging har sine distinkte fasar og innebygde logikk. Det same er tilfellet når den

omvende prosessen, ei feltnedbygging, skal initierast og gjennomførast. Held ein seg til den fysiske delen, er det snakk om desse fasane: Permanent plugging av utvinningsbrønnar, førebuande arbeid på dekksanlegg og røyrleidningar, fjerning av dekksanlegget, av plattformunderstellet, av undervassutstyr, oppryddingsarbeid på havbotnen og til slutt gjenvinning og sluttdisponering på land.⁶⁴

Dette må gjerast for begge Heimdal-plattformene og for havbotninstallasjonane på Vale, Skirne/Byggve og Atla. Men meir og mindre parallelt må òg det nye røyrkrysset til Gassco setjast på plass. Det er heller ingen liten jobb. I sum er det mange og ulike aktivitetar som må leggast, koordinerast og gjennomførast. Det er tale om plugging av brønnar, reingjering og kutting av gassrøyr og fjerning av installasjonar på havbotnen. Fartøy med stor løftekapasitet, spesialutstyr og spesialtenester over eit vidt felt vil då trengast. For å samordna alt dette har ein stor og altomfattande Heimdal Decommissioning Master Plan blitt utarbeidd – med Heimdal-operatören i ei overordna og koordinerande rolle.⁶⁵

Før sjølve fjerninga av plattformene kan ta til må dessutan eit omfattande førearbeid finna stad. Plattformene må ryddast og reingjerast. Alle lause gjenstandar må vekk. Vidare vil det vera system med gass og olje som må trykkavlastast, tømmast og reingjerast. Dette gjeld òg alle hjelpesystema, inkludert sikring av energi på avvegar. I desse

ryddeprosessane vil arbeidarane kunna støyta på miljøgifter, asbest, kvikksolv og radioaktivt stoff. For å gjera plattformene rivingsklare krevst fleire månaders arbeid, etter at produksjonen er avslutta. Planen er å fullføra dette arbeidet til jul i 2023.⁶⁶ Men installasjonane, både over og under havflata, vil fyrst vera borte i 2028.

På 1980-talet var det løftekontraktoren Heerema som monterte Heimdal modul for modul. At det same selskapet fekk kontrakten våren 2021 med å ta anlegget ned på same måte, berre i motsett rekkefylgje, er eit historisk poeng. Etter at plattformene er rydda og reinsa overtek dette selskapet ansvaret for nedbygging, transport og frakt til land. Så har Heerema Marine Contractors gjort avtale med Aker Solutions på Stord om destrueringa.⁶⁷ I tillegg til nybygging har denne verksemda òg posisjonert seg som opphoggingsverft. Demolering, som fagtermen er, spenner fra opphogging og sortering til bearbeiding av metall.⁶⁸

Opplegget er altså ikkje berre å samla skrapet i ein haug. Her er ei grøn linje i den «negative» produksjonen. Så mykje som 98 prosent av stålet vil bli resirkulert. På grunn av denne gjenbruken fell behovet for nytt stål. Det betyr igjen at CO₂-utsleppa kan reduserast. I denne resirkuleringa ligg med andre ord ein miljøvinst.⁶⁹ Slik vil Heimdal-plattformene gjera nytte for seg ein siste gong.

Notar

- 1 Denne artikkelen må sjåast i forlenginga av boka om Heimdal (Jøssang 2016). Undervegs har eg hatt god og lærerik kontakt med Geir Øyvind Berg. Elles har eg hatt intervju med Rebecca O. Grini, Leon Fauskanger, Håvard Bentsen og Arve Erga (Total) som alle er sentrale Heimdal-personar. Hjartaleg takk for all velvilje og interesse. Mesteparten av dei skriftlege kjeldene skriv seg frå Heimdal-arkivet hjå Equinor. Til slutt må Bjørn Lindberg og Julia Stangeland ved Oljemuseet takkast for konstruktiv kritikk og nyttige innspel.
- 2 Sjå t.d. Hanisch, T. J. & Nerheim, G. 1992. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til hovmot* Bd.1 (s. 187-263). Lesebokselkapet. Jøssang, L.G. 2016. Heimdal. Fagbokforlaget er eit anna døme.
- 3 Gooderham, P. N. 1986. *Nedtrapping av olje- og gassfelt. Personellproblemer og tiltak*. Rogalandforsknings. Hjelde, E. 2010. Decommissioning. I Gjerde, K. (Ed.) *Crossing boundaries. Frigg Industrial Heritage* (s.232-255). Norwegian Petroleum Museum. Todal, P.A. 2019a. Skrotstrid i Nordsjøen. *Dag og Tid*, 13. september, Todal, P.A. 2019b. Den store ryddesjauen. *Dag og Tid* , 20. september. Bjerkestrand, F. 2022. På Stord skal giganten «Gyda» klippes i småbiter. *Bergens Tidende*, 11. juni.
- 4 Todal 2019a viser noko av interesser, spenningar, strategiar og politikk knytt til dette temaområdet.
- 5 St.prp. nr. 8 (1998-99). *Utbygging av Huldra, SDØE-deltakelse i Vestprosess, kostnadsutviklingen for Asgard m.v., og diverse disponeringssaker, pkt.5. Sjå også St.meld. nr. 47 (1999-2000). Disponering av utrangerte rørlædninger og kabler på norsk kontinentalsokkel*, s. 7-8.
- 6 Lov om petroleumsvirksomhet (1997), §§ 5-1 – 5-6.
- 7 Jøssang 2016, s. 31- 49.
- 8 Jøssang 2016, s. 51-91.
- 9 Jøssang 2016, s. 173-195.
- 10 Jøssang 2016, s. 189. Overslaget blei gjort i 1998.
- 11 Jøssang 2016, s. 191-194.
- 12 Jøssang 2016, s. 196-205.
- 13 Jøssang 2016, s. 222-223.
- 14 Det var mellom anna tale om Peik, Hild (seinare kjent som Martin Linge), Fulla og andre.
- 15 Agreement Between the Valemon Shippers and the Heimdal Group Regarding Processing of Valemon Rich Gas at the Heimdal Facilities. 29.10.2010.
- 16 «Plan for utbygging og drift av Valemon og Plan for anlegg og drift av eksportrøyrleidningane for rikgass til Huldra-røyrleidninga og kondensat til Kvitebjørn». Longe Range Plan. Valemon Unit 2015, s. 3.
- 17 Long Range Plan. Valemon Unit 2015, s. 3.
- 18 Long Range Plan. Valemon Unit 2015, s. 4.
- 19 Heimdal Long Range Plan 2015, s. 5.
- 20 Jøssang 2016, s. 234.
- 21 Lundin Norway AS. Statement of Requirement for the Development of the Peik Field via a Host Facility, 10.07.2007. Brev frå Lundin Britain Limited til StatoilHydro, Peik Field development – Request for Commercial Terms, 11.04.2008. Brev frå EnQuest til Statoil ASA, Peik Field – Transportation, Processing, and Field Operating Services Rquest, 20.09.2010. Centrica. P090/PL088 Peik. Basis of Design, 21.10.2011. Statoil. Fulla – Heimdal Tie-in – DD010.001 – Fulla Tie-in to Heimdal DG2 Summary Report, 17.10.2012. Statoil. Fulla Tie-back to HRP. Class C Study Report.
- 22 Plan for utbygging og drift av Valemon. Plan for anlegg og drift av eksportrøyrleidningene frå Valemon for rikgass til Huldrarørledningen og kondensat til Kvitebjørn, Del 1 Utbygging, anlegg og drift. Oktober 2010, s. 12.
- 23 Long Range Plan Valemon Unit 2015, s. 3.
- 24 Agreement Between The Valemon Shippers and The Heimdal Group regarding processing of Valemon Rich Gas at The heimdal Facilities, s. 17-18.
- 25 Long Range Plan. Valemon Unit 2018, s. 3-4.
- 26 Opplyst av G. Ø. Berg 27.12.2022.
- 27 Total. Report. Heimdal Strategy Work Group recommendations til Heimdal MC, 31.05.2017.

- 28 Total. Report. Heimdal Strategy Work Group recommendations til Heimdal MC, 31.05.2017.
- 29 Gassco. Heimdal Area Forum, Final Delivery, July 2017.
- 30 Gassco. Heimdal Area Forum, Final Delivery.
- 31 Statoil. Heimdal. Møte OED, 12. desember 2017. Referat.
- 32 I 2018 var det snakk om ca. tre milliardar kroner for å fjerne Heimdal-plattformene. Avslutningsplan for Heimdal. Konsekvensutredning . Juni 2019, s.9.
- 33 Statoil. Approval of documentation to the DPN OW KVG Management Committee, 06.03.2018.
- 34 Statoil. Approval of documentation to the DPN OW KVG Management Committee, 06.03.2018.
- 35 Kondensat-røyret til Brae-plattforma kryssa midtlinja og gjekk inn i britisk sektor.
- 36 Brev frå Statoil (Valemon Unit Management Committee) til Heimdal Management Committee, Notification – Valemon reduction in reserved capacity gas and condensate to zero, 24.04.2018.
- 37 Avslutningsplan for Heimdal. Konsekvensutredning. 28. juni 2019.
- 38 Jøssang 2016, s. 238-240.
- 39 Intervju med H. Bentsen 05.01.2023.
- 40 Epost frå G.Ø. Berg 09.01.2023.
- 41 Opplyst av G. Ø. Berg 27.12.2022.
- 42 Ptil. Revisjonsrapport, 04.06.2014, «Tilsyn med styring av vedlikehold på Heimdal Main Platform».
- 43 Ptil. Revisjonsrapport, 25.11.2016. «Tilsyn med Heimdal hovedplattform og stigerørsplattform -drift, vedlikehald og trykksikringssystem Statoil og Gassco»
- 44 Brev frå Ptil til Statoil Petroleum AS, 12.12.2016, «Pålegg etter tilsyn med Heimdal hovedplattform – drift, vedlikehald og trykksikringssystem».
- 45 Equinor. Håndtering av personell ved Heimdal senfase 2021/2022, s. 10.
- 46 Equinor. Håndtering av personell ved Heimdal senfase 2021/2022, s. 10.
- 47 Intervju med R. O. Grini 30.11.2022, L. Fauskanger 01.12.2022 og H. Bentsen 05.01.2023.
- 48 Equinor. Håndtering av personell ved Heimdal senfase 2021/2022, s. 11.
- 49 Intervju med R.O. Grini 30.11.2022. Denne problematikken er også eit hovudtema i Goonderham 1986.
- 50 Intervju med Rebecca O. Grini 30.11.2022. Intervju med Leon Fauskanger 01.12.2022. Sjå også Equinor. Håndtering av personell ved Heimdal senfase 2021/2022, 01.12.2019, og, Equinor. Heimdal vedlikeholdsstyring mot 2023(24). Styrringskomite, 01.02.2021.
- 51 Equinor. Håndtering av personell ved Heimdal senfase 2021/2022, 01.12.2019
- 52 Intervju med Rebecca O. Grini 30.11.2022.
- 53 Ptil. Tilsynsrapport, 23.03.2018, Ptil. Tilsynsrapport, 18.06.2019, Ptil. Rapport etter tilsyn, 05.06.2020, Ptil...2021.*
- 54 Equinor. GPS 2022, 01.12.2022. Intervju R. O. Grini 30.11.2022.
- 55 Seinhaustes i 2019, i samband med etterfylling av nitrogen, eksploderte ei gassflaske på Heimdal. To personar blei alvorlege skadde. For den eine skilde det lite på at han ikkje mista livet. Granskinga konkluderte med at Equinor kunne ha gjort meir for å hindra ulukker av denne typen. Selskapet fekk ei bot på tre millionar kroner. Hendinga gjorde inntrykk og sette djupe spor, og den fekk også fylgjer for tryggingsopplegget både på Heimdal og på andre felt (Sjå Equinor. Granskingsrapport COA ACC. Intern ulykkesgransking 0403.2020, og, Ptil. Granskingsrapport. 26.05.2020. Elles intervju med R. O. Grini 30.11.2022.
- 56 Dette var grunnen til at Byggve, nabofeltet til Skirne, blei stengt i 2013.
- 57 Opplyst av G.Ø. Berg 27.12.2022.
- 58 Opplyst av G.Ø. Berg 27.12.2022.
- 59 Long Range Plan. Valemon Unit. Final 2021, s. 11.
- 60 Cost Sharing Agreement between the Vale group, the Valemon group, the Skirne group, the Grane group, the Heimdal Group and Gassled in the final phase of Heimdal operations, 26.06.2020. Amendment No.1 to Cost Sharing Agreement between the Vale Group, the Valemon Group, the Skirne Group, the Grane Group, the Heimdal group and Gassled in the Final Phase of Heimdal Operations, 01.06.2021.

- 61 Oljedirektoratet. Produksjonsstatistikken for Heimdal.
- 62 Avslutningsplan for Heimdal. Konsekvensutredning, 23.06.2019.
- 63 Heimdal decommissioning DG2 decision memo (19. Additional information report. 27.02.2020)
- 64 Dr. tech. Olav Olsen. Avslutning og disponering av utrangerte innretninger, 2018, pkt. 3.3.
- 65 Opplyst av G. Ø. Berg 27.12. 2022.
- 66 Intervju med R. O. Grini 30.11.2022.
- 67 Aker Solutions. Aker Solutions Awarded Work to Recycle Offshore Platforms in Norway. 18.03.2021.
- 68 Bjerkestrand 2022 (note 3).
- 69 Bjerkestrand 2022 (note 3).