

Bacheloroppgave

:

Energiledelse

Offshore

Forfatter: Hilde Sandberg

Dato: 25 mai 2009.

Sammendrag

Tittel: <u>Energiledelse offshore</u>		Nr: 1
		Dato: 25/5 2009
Deltaker(e): <u>Hilde Sandberg</u>		
Veileder(e): <u>Terje Bokalrud, førsteamanuensis ved HiG</u>		
Oppdragsgiver: <u>StatoilHydro ASA</u>		
Kontaktperson: Inge Brigt Gytri IGY@statoilhydro.com (veileder energiledelse) Marit Berg MABE@statoilhydro.com (Sensor for StatoilHydro)		
Stikkord <u>Energioptimalisering. CO₂. Energiledelse. Utslipp.</u> (4 stk)		
Antall sider: 40 Med vedlegg 86	Antall bilag: 16	Tilgjengelighet (åpen/konfidensiell): Åpen
Kort beskrivelse av bacheloroppgaven:		
<p>Dette prosjektet er gjennomført på oppdrag av StatoilHydro. Formålet med prosjektet er å optimalisere energiutnyttelsen på offshoreinnstallasjoner, og på den måten bidra med å redusere utslippet av klimagasser som CO₂ til luft. Valg av fremgangsmåte var å se på spesifikke operasjonelle og tekniske tiltak på Heidrun plattformen, tiltak som kan redusere kraftforbruket, eller øke antall eksporterte oljeekvivalenter, uten å øke kraftforbruket.</p> <p>Denne rapporten omhandler tre ulike tiltak som på hver sin måte bidrar til å optimalisere energiutnyttelsen på Heidrun. Konklusjonen er at de tre identifiserte tiltakene kan gjennomføres. De tre tiltakene er alle knyttet til råolje eksportpumpene, og er compatible med hverandre. Hvert tiltak er uavhengig av de andre og kan også implementeres alene.</p> <p>Resultatet av tiltakene er en energioptimalisering som til sammen gir en CO₂ reduksjon på 5695 tonn/år og en NO_x reduksjon på til sammen på 235 tonn/år.</p> <p>Beregning av kost/nytte for tiltakene er en del av prosjektoppgaven. Resultatet av beregningene viser at den økonomiske gevinsten, beregnet i nåverdi pr år for en tiårsperiode, er på henholdsvis 25 millioner kr, 22,5 millioner kr og 64,7 millioner kr i år 2020.</p>		

FORORD

Som student ved Høgskolen på Gjøvik, avsluttes nå en 3 årlig ingeniørutdanning innen industriell design og teknologiledelse, med en bacheloroppgave innen energiledelse.

Oppdragsgiver for denne avsluttende bacheloroppgaven er StatoilHydro.

StatoilHydro er også min arbeidsgiver, og har hjulpet til og lagt til rette for meg under studietiden, sånn at jobb og studier har latt seg kombinere.

Takk til mine ledere, og min nærmeste arbeidskollega Svein Olav Berge, for stor vilje til fleksibilitet og imøtekommenhet under den ekstra belastningen dere har blitt påført ved mitt fravær.

Det er mange personer som fortjener takk for støtte og oppmuntring i disse 3 årene jeg har studert. Venner, familie og forelesere. Kollegaer, både på Heidrun og i Stjørdal. Jeg har møtt utrolig mange positive og hjelpsomme mennesker, og blitt bedre kjent med både enkeltpersoner, og organisasjonen i StatoilHydro.

Følgende personer takkes spesielt for å ha bidratt til resultatet av bacheloroppgaven:

- Min veileder og gode hjelper ved HIG, førsteamanuensis Terje Bokalrud, som har
- bistått meg og stilt opp med utmerket rådgivning og generell hjelp og støtte.
- Inge Brigte Gytri, overingeniør, jobber med energiledelse i StatoilHydro, og har vært
- veileder og kontaktperson for meg i prosjekttiden. En ressursperson jeg ikke kunne ha vært foruten, bestandig imøtekommende og hjelpsom.
- Marit Berg, sivilingeniør og systemansvarlig. Stiller som sensor for StatoilHydro.
- Har detaljert kunnskap om produksjonsprosessen på Heidrun, en faglig sterk
- ressursperson som har svart på mange spørsmål og satt meg på rett spor underveis.
- Min kjære familie, og spesielt min snille sønn Martin, som har tatt store hensyn, lagd
- illustrasjoner for meg i paint, og ellers latt sin mamma få fred til studiene sine. En stor
- takk til min tålmodige mann som har støttet og oppmuntret meg hele veien.

Gjøvik, 25. mai 2009

Hilde Sandberg.

Innholdsfortegnelse

<u>1. Innledning.....</u>	<u>1</u>
1.1 Bakgrunn for problemstilling.....	1
1.2 Mål med arbeidet.....	2
1.2.1 Resultatmål:.....	2
1.2.2 Effektmål:.....	2
1.3 Målgruppe.....	2
1.4 Min faglige bakgrunn.....	2
1.5 Valgte arbeidsformer.....	2
1.6 Terminologi.....	2
<u>2. Prinsipper og teori.....</u>	<u>4</u>
2.1 Generell del.....	4
2.2 Stoppe en råoljeeksportpumpe.....	5
2.3 Reduksjon av pumpetrykk.....	6
2.4 Nedgradere PAS funksjon.....	8
2.5 Reduksjon av kraftbehov.....	10
2.6 Reduksjon av utslipp til luft.....	13
2.6.1 CO ₂ reduksjon.....	14
2.6.2 NO _x reduksjon.....	17
2.7 Testing med prosessimulator.....	18
2.7.1 Hensikten med simuleringene.....	18
2.8 Økonomiske vurderinger.....	18
<u>3. Utstyr som er benyttet.....</u>	<u>23</u>
3.1 Prosessimulator.....	23
3.2 Statoil at plant.....	23
3.3 STID: Statoil Technical Information and Documentation system.....	23
3.4 Microsoft Excel, regneark.....	23
<u>4. Fremgangsmåte.....</u>	<u>24</u>
4.1 Stoppe en råoljepumpe.....	24
4.1.1 Testing med prosessimulator.....	24
4.2 Reduksjon av pumpetrykk.....	26
4.3 Nedgradere PAS funksjon.....	29
4.4 Økonomiske beregninger.....	29
<u>5. Resultater.....</u>	<u>30</u>
5.1 Stoppe en råoljepumpe, resultater fra simulortesting.....	30
5.1.1 Anbefalinger til tiltak basert på resultater fra simulering:.....	33
5.1.2 Beregnet reduksjon av energiforbruk.....	34
5.1.3 Beregnet reduksjon av utslipp til luft.....	34

5.1.4	Beregnet økonomisk gevinst.....	34
5.2	Senke pumpetrykk.	34
5.2.1	Beregnet reduksjon av energiforbruk.....	35
5.2.2	Beregnet reduksjon av utslipp til luft.....	35
5.2.3	Beregnet økonomisk gevinst.....	35
5.3	Nedgradere PAS funksjon	35
5.3.1	Beregnet reduksjon av energiforbruk:	36
5.3.2	Beregnet reduksjon av utslipp til luft.....	36
5.3.3	Beregnet økonomisk gevinst.....	36
6.	<u>Diskusjon av resultater, ulemper og fordeler.</u>	<u>37</u>
6.1	Stoppe en råoljepumpe.	37
	Simulatorens pålitelighet.....	38
6.2	Senke pumpetrykk.	38
6.3	Nedgradere PAS funksjon	38
7.	<u>Konklusjon</u>	<u>39</u>
7.1	Stoppe en råoljepumpe.	39
7.2	Senke pumpetrykket	39
7.3	Nedgradere PAS funksjon	39
8.	<u>Litteratur og andre kilder.....</u>	<u>40</u>
9.	<u>Vedlegg</u>	<u>41</u>
9.1	Vedlegg A - Forskningsdesign	41

1. Innledning.

1.1 Bakgrunn for problemstilling.

Energiledelse i StatoilHydro UPN (Undersøkelse og Produksjon Norge) skal bidra til å forbedre energieffektiviteten på norsk sokkel. Bedret energieffektivitet innebærer mindre energiforbruk (kWh) per eksportert oljeekvivalent. For installasjoner med ”kraftmangel” kan økt energieffektivitet muliggjøre øket produksjon, for andre installasjoner kan økt energieffektivitet gjøre det mulig å redusere utslipp av CO_2 og NO_x . Energiledelse skal bidra til å identifisere og implementere alle typer tiltak som bidrar til økt energieffektivitet, dvs. operasjonsmessige tiltak, vedlikeholdsmessige tiltak, samt modifikasjoner/ny teknologi.

Det er mange funksjoner og enheter som har innvirkning på energiutnyttelsen. Dette kan eksempelvis være driftsledelsen, kontrollromsoperatører, vedlikeholdspersonell, prosesseier Drift & Vedlikehold, Driftsutvikling, Petek (petroleumsteknologi) etc. I tillegg er det mange ressurspersoner både på land og offshore som besitter viktige erfaringer og kunnskap om energieffektivisering. Involvering av gode bidragsyttere, kommunikasjon og erfaringsoverføring er viktig for å fange opp og implementere nye forbedringsmuligheter effektivt.

Bevisstgjøring av selskapets energimessige forpliktelser og målsetninger er viktig for å skape engasjement og aktivt eierskap til forbedringsarbeidet. Engasjement og eierskap i organisasjonen er avgjørende for å oppnå ønsket resultat.

StatoilHydro mener utslipp av drivhusgasser utgjør en stor utfordring, og at et kraftfullt og koordinert løft fra myndigheter, industri og enkeltpersoner er nødvendig for å kunne bekjempe klimaendringer. Ett av klimatiltakene som er reflektert i StatoilHydro's klimaambisjon er at StatoilHydro skal forbedre energieffektiviteten på sine anlegg og installasjoner.

Myndighetsfokus på miljø og energiutnyttelse, inkludert effekt av CO_2 avgiften, har gjort at operatørene på norsk sokkel over mange år har arbeidet med å øke energieffektiviteten og redusere utslipp av CO_2 . Norsk sokkel har i dag en svært høy energieffektivitet sammenlignet med andre regioner, og de aller fleste lønnsomme tiltak er realisert.

Videre forbedringer krever sterk miljøbevissthet, engasjerte bidragsyttere med innsikt i energiflyten, prosessforholdene, hovedutstyret, drifting og vedlikehold av anleggene, samt god erfaringsutveksling mellom installasjonene.

1.2 Mål med arbeidet

Se vedlegg A forskningsdesign for en oversikt over teoretiske og empiriske variable oppgaven er avgrenset til.

1.2.1 Resultatmål:

Identifisere konkrete tekniske og operasjonelle tiltak, inkludert beregning av miljøgevinst og kost/nytte, som kan bidra til øket energieffektivitet på bore og produksjonsplattformen Heidrun. Tiltakene skal ikke virke negativt inn på sikkerhet eller regularitet.

1.2.2 Effektmål:

Bidra i arbeidet med å finne tiltak som kan forbedre energieffektiviteten på Norsk sokkel, og på den måten redusere det totale utslippet av klimagasser.

1.3 Målgruppe

Offshoreansatte, ansatte i landorganisasjonen og anleggsintegritet, eller andre som kan påvirke energieffektiviteten for både Heidrun og andre installasjoner. Alle som har interesse av energiledelse og/eller prosessoptimalisering.

1.4 Min faglige bakgrunn

Jeg har fagbrev som prosestetniker, og jobber som kontrollromstekniker på Heidrun, som er en bore og produksjonsplattform på Haltenbanken. Jeg har 15 års erfaring i yrket. Har fra før teknisk fagskole, kjemiprosess, i 1993. Jeg er nå student ved HIG i tillegg til mitt arbeid i Nordsjøen, og går i 3 klasse på IDT.

1.5 Valgte arbeidsformer

- Teoretisk utredning for å finne mulig gjennomførbare tiltak.
- Testing ved hjelp av prosessimulator.
- Eksperimentell testing i prosessanlegg.
- Samtaler og rådføring med erfarne kollegaer og fagpersonell.
- Bruk av egen erfaring i faget prosestetnikk.

1.6 Terminologi

- 1 fat olje = 159 liter olje
- 1 o.e = 1 oljeekvivalent = 1 Sm³ olje = 1000 Sm³ gass.
- 1 Sm³ = 1 standardkubikkmeter = 1 kubikkmeter ved 15 °C og 1,01325 bara (lufttrykk)
- atmosfærisk trykk/absolutt trykk = 1,01325 bara
- 0 barg = 1,01325 bara
- Beredskapsfunksjon = automatisk start av sekundærutstyr ved utfall av primærutstyr i drift.

- Brenngass = naturgass som er tørket og behandlet for så å brukes til drift av for eksempel turbiner.
- DCSS = Distributed Control and Safety System.
- DSL = lastebøye
- Gass tog: Seriekoblede gassbehandlingsenheter som væskeutskillere, kjølere, tørkere og kompressorer for behandling av gass til eksport og injeksjon.
- GCV = gross calorific value = brutto eller øvre brennverdi
- I beredskap; sekundærutstyr som står klart til å startes, i auto eller manuelt.
- Koble ut = å deaktivere, eller midlertidig koble vekk en funksjon.
- LAH = level alarm high: gir bare alarm i kontrollrom (varsel)
- LAHH = level alarm high high: gir alarm i kontrollrom og stenger ned aktuelt utstyr. Kan også ha en høyere PAS funksjon.
- LAL= level alarm low: gir bare alarm i kontrollrom (varsel)
- LALL = level alarm high high: gir alarm i kontrollrom og stenger ned aktuelt utstyr. Kan også ha en høyere PAS en funksjon.
- LV = level valve = nivåreguleringsventil
- Miniflow = minimums strømming.
- NCV = net calorific value = netto eller nedre brennverdi
- Nivåreguleringsventil = nivåreguleringsventil eller nivåkontrollventil
- Oljetog: seriekoblede separatorene for utskilling av olje og gass fra oljeproduksjonsprosessen.
- PAH = pressure alarm high: gir bare alarm i kontrollrom (varsel)
- PAHH = pressure alarm high high: gir alarm i kontrollrom og stenger ned aktuelt utstyr. Kan også ha en høyere PAS funksjon.
- PAL= pressure alarm low : gir bare alarm i kontrollrom (varsel)
- PALL= pressure alarm low low: gir alarm i kontrollrom og stenger ned aktuelt utstyr. Kan også ha en høyere PAS funksjon.
- PAS = Prosess Avstengning. Stenger hele eller deler av oljeproduksjon, gass tog og eventuelt eksport av begge deler. Har forskjellige nivåer i et hierarki som bestemmer omfanget av nedstengningen. Høyeste nivå er PAS 3.1.
- PC = pressure controller
- Pig = Innretning som plasseres i et rørsystem og drives fremover av differanse trykket over den. Hovedsakelig er formålet rengjøring og vedlikehold av rørledning.
- Produsert vann: reservoarvann som blir med oljestrømmen opp fra reservoar og inn i prosessbehandlingsanlegget, for så å bli separert i fra oljen og rensset.
- PT = pressure transmitter
- PV = pressure valve = trykkreguleringsventil
- Revisjonstans: Boring og produksjon er stanset, for modifisering og vedlikehold.
- SKR = sentralt kontrollrom (=kontrollrom)
- Sprengblekk. Overtrykkssikring. Blekkskive som sprenges ved et visst trykk.
- STP = standard temperatur og trykk: 273 K (0 °C) og 1 atmosfære (101325 pascal)
- Trend = Historiske hendelser grafisk presentert med reelt registrerte data.
- Tripp = utilsiktet stopp av utstyr. Kan i enkelte tilfeller være tilsiktet stopp av utstyr.
- Undertrykke: gjøre en funksjon inaktiv
- XV= ventil med åpne og stenge funksjon. Ikke beregnet for regulering.

2. Prinsipper og teori

2.1 Generell del

Energiledelse skal bidra til å sikre optimal produksjon og bruk av energi i oljeindustrien. Energiledelse er et verktøy som bidrar til at lønnsomme adferds- og investeringstiltak blir identifisert og gjennomført. Redusert energibehov gir reduserte kostnader, bedre miljøprofil og styrket konkurransevne.

Energieffektiviteten og en plattforms energibehov vil variere med produksjonsprofil, trykkutviklingen i reservoar, sammensetning av reservoarer, antall brønner, behov for vann og/eller gassinjeksjon og årstid. Det er derfor mange veier man kan velge for å oppnå energioptimalisering og eventuelt redusere energibehovet.

Jeg har valgt å bruke prosessoptimalisering som et utgangspunkt for å identifisere tekniske og operasjonelle tiltak som kan føre til lavere energiforbruk på produksjonsplattformen Heidrun.

Kraftforsyningen på Heidrun- plattformen er egenprodusert kraft fra 2 av 3 (1 i beredskap) hovedkraftgeneratorer som er drevet av gassturbiner. Gassturbinene er forsynt med naturgass fra prosessanlegget, dvs. gass fra reservoar, utskilt og behandlet i produksjonsprosessen. Heretter kalt brenngass.

Ved å redusere kraftbehovet, senker man forbruket av brenngass, og dermed utslippet av CO₂ og NO_x. I tillegg økes mengden gass for eksport og salg.

Energieffektivitet kan måles i forbrukte KWh/eksporterte o.e.

Prosessoptimaliserende tiltak som kan øke utvinningen av olje uten å øke energibruken tilsvarende, bidrar dermed til å øke energieffektiviteten, og inngår som en del av energiledelse.

Det er fra før mange tiltak som har vært vurdert i arbeidet med energioptimalisering på Heidrun. Noen av tiltakene er implementert, og andre er forkastet av forskjellige grunner; økonomi, gjennomførbarhet, sikkerhet og regularitet er viktige faktorer som avgjør om et tiltak blir implementert.

Det finnes fortsatt muligheter for å finne tiltak som har forbedringspotensial, men de har etter hvert blitt vanskeligere å identifisere.

Selv med detaljert førstehånds kjennskap til prosessanlegg og medhørende utstyr har det vært vrient å lokalisere nye tiltak med høy sannsynlighet for gjennomførbarhet.

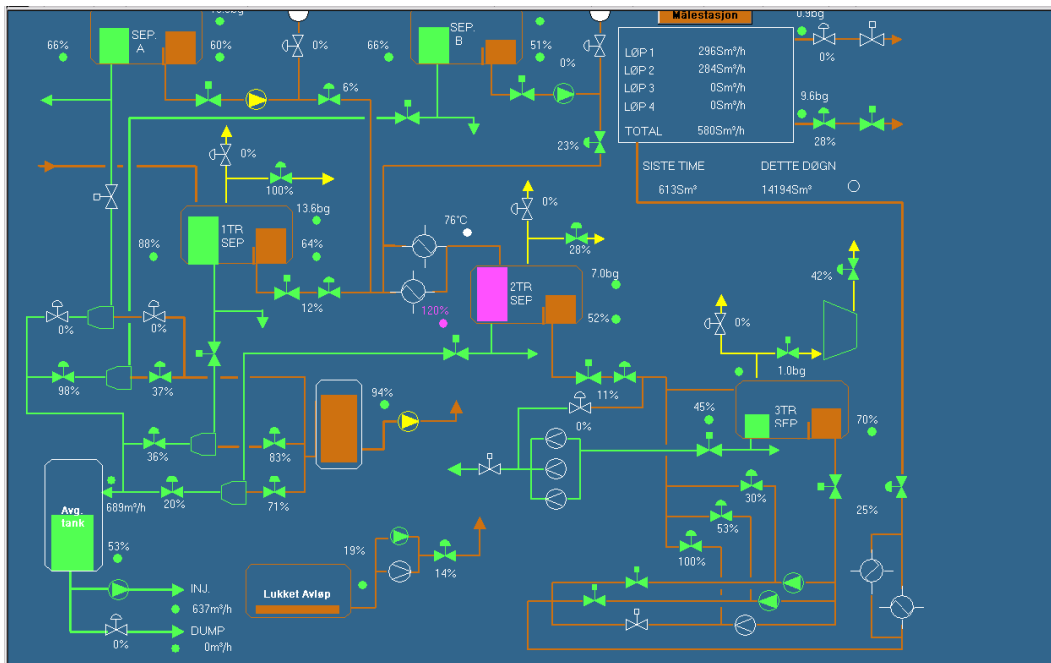
Nåværende forbedringspotensial er hovedsakelig knyttet til modifikasjoner relatert til råoljeeksport pumpene.

Tekniske endringer knyttet til disse, og ytterligere operasjonell fokus i den daglige drift, kan gi energiøkonomisk og miljømessig gevinst.

2.2 Stoppe en råoljeeksportpumpe.

Oljetogget (figur1) på Heidrun er designet for å håndtere en total væskemengde på gjennomsnittlig 48 800 m³/d. (1)

Figur 1: Oljetog oversikt



Pr i dag har vi en total væskemengde som er ganske høy, mellom 25 000 og 30 000 m³/d, men sammensetningen har endret seg radikalt siden oppstarten i 1995.

Mengden produsert vann har økt betraktelig, mens oljeproduksjonen er nedadgående. I 1999 ble det eksportert over 30 000 Sm³ olje/døgn. I dag eksporteres det i underkant av 14 000 Sm³ olje/døgn. (mars/april 09)

Råoljen blir eksportert til tankbåt ved hjelp av elektrisk drevne sentrifugalpumper, og to av tre pumper er i drift døgnet rundt, unntatt ved produksjonsstans og ekstraordinære omstendigheter.

Råoljepumpene har en pumpekurve og tekniske spesifikasjoner som tilsvarer at de skal kunne ha en pumpekapasitet på minst 760 Sm³/h hver. Se vedlagt pumpekurve og pumpespesifikasjoner. Vedlegg B og C.

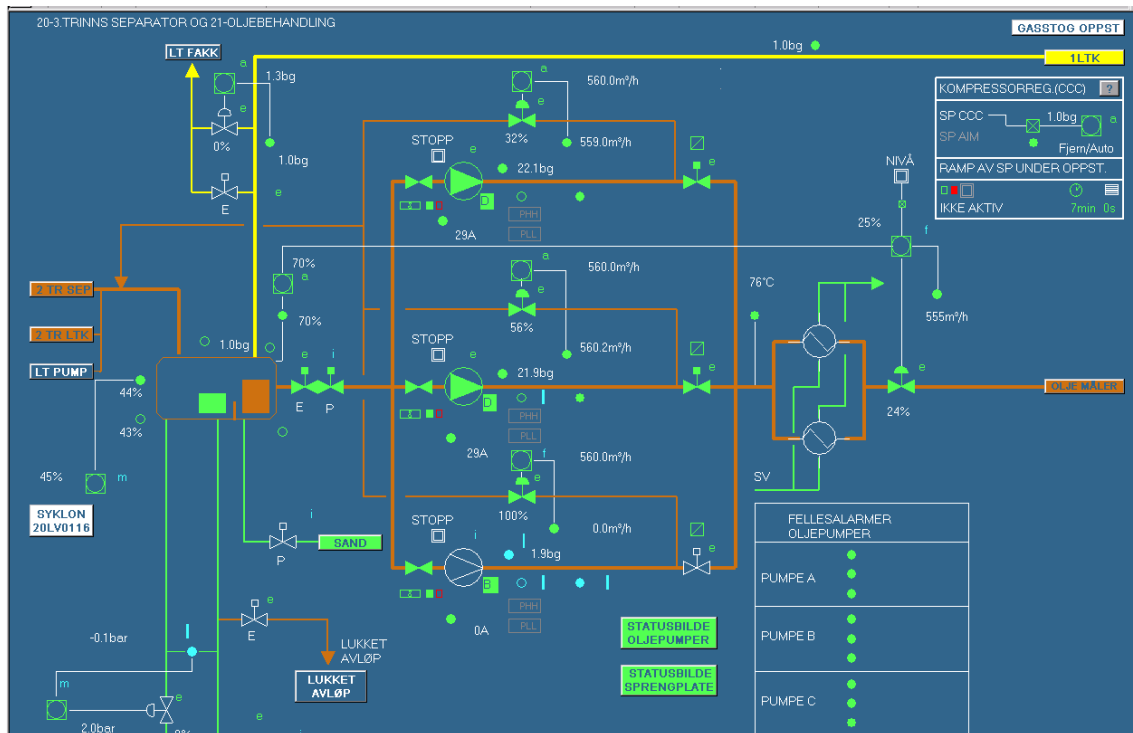
Med dagens oljeproduksjon på 550-580 Sm³/h, er det teoretisk mulig å eksportere oljen til tankbåt med bare en pumpe i drift.

Ved å stoppe den ene av de to pumpene som er i drift, vil energiforbruket reduseres, og i dette tilfellet halveres energibehovet til råoljepumpene..

Pumpene har ikke regulerbart pådrag. Mengden til eksport blir styrt av ventilåpningen på pumpenes miniflow ventil, som leder den overskytende væskeraten tilbake til separator, se figur 2 under.

Med dagens totale eksporterte væskerate i området 560 m³/h trekker de derfor like mye strøm som ved en total eksportert væskerate på 1120 m³/h, under forutsetning at de samme trykkforholdene er til stede. Ca halvparten av væskeraten går i resirkulering, og representerer derfor et energitap.

Figur 2: Tredje trinn separator og råoljepumper.



Det bør imidlertid gjøres oppmerksom på at teorien om å stoppe en råoljepumpe basert på en vurdering kun av den totale væskestrømningen er et forenklet bilde.

Strømningsmengden kan forandre seg noe fra dag til dag, og reguleringsproblemer eller andre prosessvariabler, målefeil og tekniske feil kan gi svingninger og til dels store variasjoner i raten på kort tid.

Dette er situasjonsavhengig, så det er umulig og forutsi størrelsen eller omfanget av endringene. Strømningsmengden som her er brukt, på ca $560 \text{ m}^3/\text{h}$, er en gjennomsnittsverdi fra mars/april 09.

For å undersøke hvordan produksjonsprosessen vil oppføre seg i drift med bare en råoljepumpe i gang er det gjennomført testing med prosessimulator. Se kapittel 4.1.1 for fremgangsmåte

2.3 Reduksjon av pumpetrykk.

Det handler fortsatt om råoljepumpene, og tiltak nr 2 dreier seg om å halvere leveringstrykket/utløpstrykket fra råoljepumpene.

Råolje pumpene har ikke regulerbart pådrag. De har et sugetrykk på 1 barg, og et utløpstrykk på gjennomsnittlig 22 barg.

Pumpene er likedann nå som da de ble installert, og er beregnet på en helt annen væskerate enn det vi har i dag. Væskeraten, dvs. mengden råolje som til enhver tid blir eksportert til tankbåt, er mer enn halvert siden oljeproduksjonen var på topp.

Teorien er at vi pga den store reduksjonen i væskemengde har en endret driftstilstand og ikke lenger har behov for et så høyt pumpetrykk for å eksportere råoljen til tankbåt.

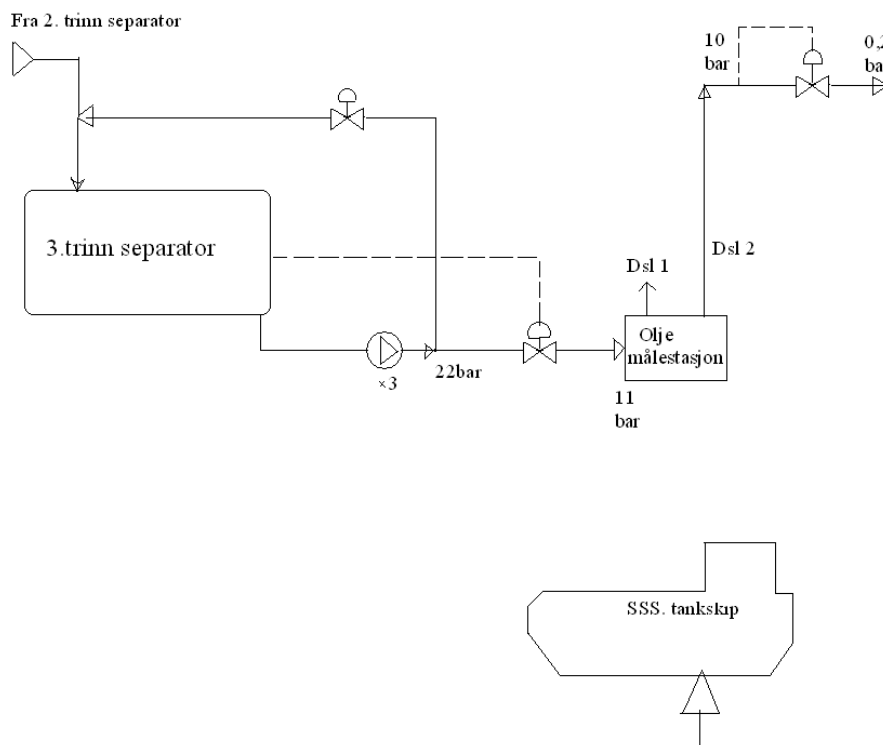
Hvis man ser på hvordan prosessflyten er (figur 3 under), oppdager man at leveringstrykket fra råoljepumpene blir bortimot halvert ved trykkfallet over nivåreguleringsventil 20 LV 0120,

fra 22 barg til 11- 12 barg.

Grunnen til at det er en slik nedstruping her, er at ventilen og tilhørende rørsystem er designet for en væskerate som er mye større. Designkapasiteten (1) er på 1458 m³/h, og i dag har vi bare ca 560 m³/h.

I tillegg blir det et trykkfall over 21 PV 0152/0132 på nesten 10 barg. (Fra 10 barg til 0,1-0,2 barg), med samme årsak.

Figur 3: Prinsipp, prosessflyt.



Det er selvsagt nødvendig med et visst trykkfall over disse ventilene, hvis ikke ville vi ikke hatt noe å regulere på/med. Men sånn som situasjonen er i dag, er dette en unødvendig stor trykkoppbygging med påfølgende trykkreduksjon. Dette representerer et betydelig energitap.

En trykkreduksjon kan oppnås med en modifikasjon av råoljeeksportpumpene. Se kapittel 4.2 for fremgangsmåte.

2.4 Nedgradere PAS funksjon

Både råoljepumpene og annet utstyr i prosessanlegget på Heidrun er utstyrt med trykkvakter. Trykkvaktene er som regel koblet via trykktransmittere og har flere funksjoner;

- PAH gir varsel med alarm i SKR om at trykket er over grense for normalt driftstrykk.
- PAHH er en overtrykkssikring som beskytter utstyret fra å bli ødelagt av høyt trykk. PAHH gir alarm i SKR, og har ofte den funksjonen at den stopper bare kilden til det høye trykket.
- PAL gir varsel med alarm i SKR om at trykket er under grense for normalt driftstrykk.
- PALL fungerer blant annet som en lekkasjevakt. Den stopper det utstyret den er koblet opp mot, ved plutselige trykkfall som kan skyldes for eksempel rørbrudd. Den beskytter også utstyret mot å bli kjørt med for lave driftstrykk, gir alarm i SKR, og har ofte den funksjonen at den stopper bare det utstyret den er koblet opp mot.

En PAS (prosess avstengning) funksjon kan være koblet til både PAHH og PALL.

Dette betyr at ved en tilstand som gir enten PALL eller PAHH, medfører dette en aksjon som stopper/stenger det lokale utstyret funksjonen er koblet opp mot, og, avhengig av PAS nivå, hele eller deler av prosessanlegget.

PAS funksjonens forskjellige nivåer avgjør hvor mye av prosessanlegget som skal stenge.

PAS 3.1 er det høyeste nivået i PAS hierarkiet, og gir en fullstendig produksjonsnedstengning av hele anlegget.

PAS funksjoner er en del av et større sikkerhetssystem og er nødvendig for å kunne produsere olje og gass under kontrollerte forhold.

Råoljepumpene på Heidrun har en PAS funksjon koblet til både PALL og PAHH, via trykktransmittere på trykksiden av råoljepumpene.

Dette vil i praksis si at både lavt trykk og høyt trykk nedstrøms pumpa, trigger en PAS 3.1 når grensene for PALL og PAHH overskrides.

Driftstrykket for råolje pumpene ligger normalt på 22 barg på trykksiden.

PALL har aksjon ved et trykk $\leq 13,9$ barg. Gir PAS 3.1

PAHH har aksjon ved et trykk $\geq 24,5$ barg. Gir PAS 3.1

En PAS 3.1 medfører tapt oljeproduksjon, fakling av gass med CO₂ utslipp til luft, mange timer ekstra arbeid for i gang kjøring av prosessanlegg, og av og til utslipp av oljeholdig vann til sjø.

Dette er uønskede konsekvenser, men nødvendig da sikkerheten er viktigere enn regularitet og økonomi.

Men det hender at uheldige omstendigheter aktiverer en PAS 3.1 uten at det er nødvendig med hensyn til verken sikkerhet eller utstyr. Dette er selvsagt en type nedstengning man vil unngå, hvis man kan forhindre det.

På Heidrun har vi 1 til 2 prosess nedstegninger i året (2) som følge av at PAS 3.1 blir aktivert av enten PAHH eller PALL på pumpene. Det er spesielt PAHH som har slått inn og forårsaket prosessavstengninger de siste årene.

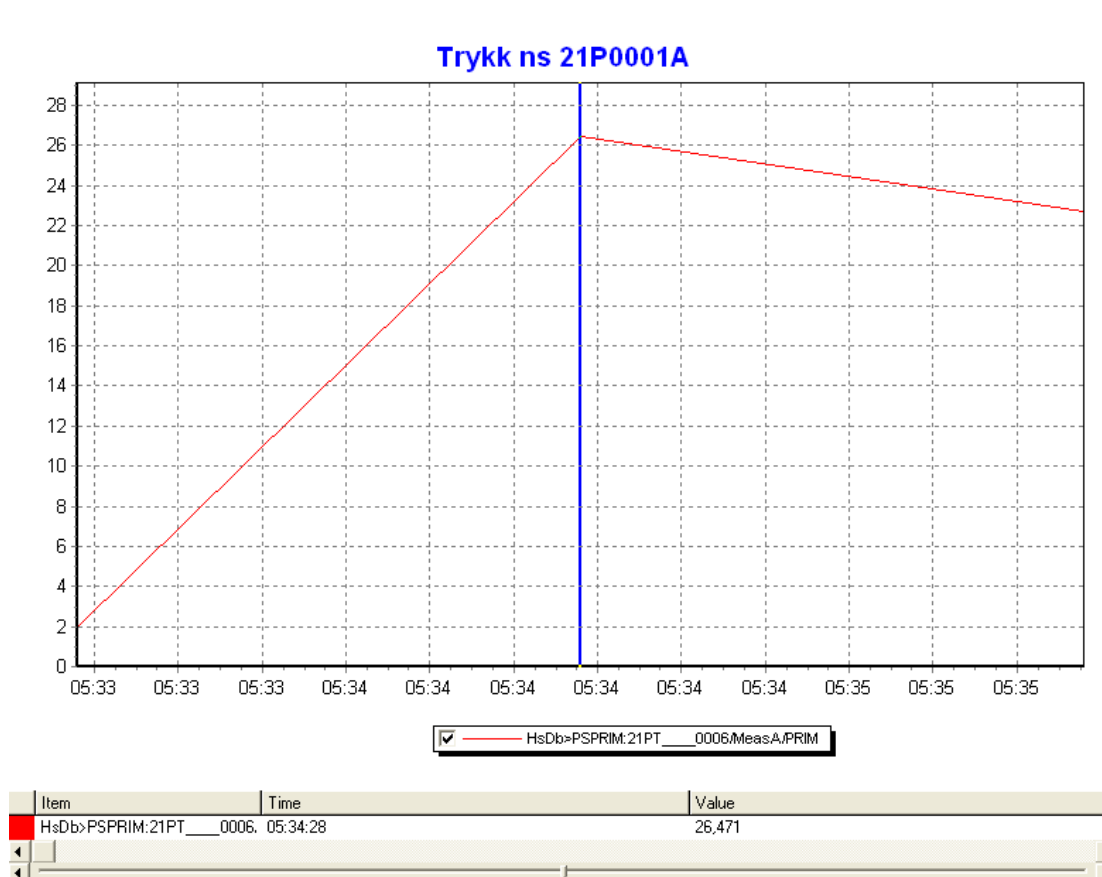
For å unngå at dette skjer hender det at kontrollromstekniker kobler ut PAS funksjonen ved planlagt oppstart av en råoljepumpe. Dette er i seg selv meget uheldig, da man i realiteten kobler ut et sikkerhetssystem. Det å koble ut et sikkerhetssystem kan få andre og alvorlige konsekvenser.

Historikken (3) viser at vi ville ha hatt 5 unødvendige nedstengninger i 2008 hvis ikke PAS funksjonen på råoljepumpene hadde vært koblet ut. Vi hadde bare 1.

Nedstengning pga PAHH fra råoljepumpene skjer oftest under oppstart av beredskapspumpe, en Pumpe som kanskje ikke har vært i drift de siste 2 ukene, da bytte av roterende utstyr skjer hver 14 dag.

Ved oppstart av pumpa, både ved kontrollert start og ved automatisk oppstart/bytte, får vi innimellom en hurtig trykkoppbygging, en såkalt ”trykkspiker” som overskrider grensen for PAHH. Historikk og trendutskrifter (3) (figur 4 under) viser at disse trykkspikerne har en varighet på bare 3 – 5 sekunder, men er høyere enn 24,5 bar i et lite øyeblikk, noe som er nok til at PAHH og PAS 3.1 slår inn.

Figur 4 Hendelse med høyt trykk, PAHH → Pas 3.1 22/6-08:



På trendutskriften over kan vi tydelig se at den høyeste trykkverdien for denne trykkspikeren var på 26,47 barg.

Det er usikkert hvorfor disse trykkspikerne oppstår, men en teori er at når en pumpe blir stående ute av drift en tid, vil vi få vann utfelling i fra oljen som ligger i tilknyttede rørsystemer, og dette vannet samler seg i pumpehuset som er det laveste punktet.

PAS funksjoner er ikke tilfeldig plassert i systemet i et prosessanlegg. Kravspesifikasjoner i henhold til ISO 10418 som omhandler prosessikringssystemer, skal være innfridd med hensyn til blant annet design, plassering, hensikt og virkemåte (aksjon).

PAS funksjonen knyttet til råoljepumpene på Heidrun har et uvanlig design. (4)

Andre produksjonsplattformer med tilsvarende utstyr har vanligvis en PAS funksjon for råoljepumpene som kun stopper selve pumpa ved en PALL eller PAHH, og ikke hele produksjonsprosessen.

PAHH til råoljepumpene er installert for å beskytte oljeeksportkjølerne nedstrøms pumpa, da disse har et lavere designtrykk enn det trykket råoljepumpene kan gi.

Oljeeksportkjølerne er utstyrt med egen overtrykkssikring i form av sprengblekk.

Sprengblekket ryker ved et trykk på 25 bar.

ISO 10418 setter krav til at det skal være 2 overtrykksikringer nedstrøms en trykkilde.

Sprengblekk på kjølere er da en sekundærbeskyttelse i henhold til ISO 10418, Kap. B.2.2.4

Primærbeskyttelsen er, i følge ISO 10418 Kap B.2.2.3, at kilden til overtrykket skal trippes, det vil her si at råoljepumpene skal stoppe ved et eventuelt overtrykk.

Det står ingenting om at hele produksjonsprosessen skal stoppes. (5)

Det er fullt mulig å degradere PAS nivået på PAHH for råoljepumpene til bare å stoppe selve pumpa ved et overtrykk nedstrøms pumpa.

Det er en fullgod løsning med hensyn til sikkerhet og utstyrsbeskyttelse, og innenfor kravene beskrevet i ISO 10418.

Utkobling av PAS nivå vil bli unødvendig, og oppstart av råoljepumper kan utføres uten å bryte retningslinjene for utkobling av sikkerhetssystemer.

Ved å endre PAS nivået fra PAS 3.1 til et PAS nivå som kun stopper selve kilden til overtrykket, her råoljepumpene, vil man unngå minimum 1 produksjonsnedstengning pr. år, og de tap og ulemper dette medfører.

2.5 Reduksjon av kraftbehov

Tar utgangspunkt i dagens situasjon for å finne reduksjon i kraftbehov.

Driftstilstand i april 09: 2 råoljepumper i drift.

Sugetrykk snitt: 1 barg

Utløpstrykk trykkside snitt: 22 barg.

$\Delta p = 22 - 1 = 21 \text{ barg} = 21 \cdot 10^5 \text{ pascal}$

Pumpemedie: råolje med en massetetthet $Q = 908,1 \text{ kg/Sm}^3$ (6)

Stoppe en råoljepumpe, beregning av redusert kraftbehov:

$$\text{Teoretisk løftehøyde: } h = \frac{\Delta p}{\rho g} = \frac{(22-1) \cdot 10^5}{908,1 \cdot 9,81} = 235 \text{ meter.}$$

$$\text{Pumperate } Q \text{ ca } 560 \text{ m}^3/\text{h} \approx 550 \text{ Sm}^3/\text{h} \quad \left(\frac{560 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 888,9 \text{ kg/m}^3}{908,1 \text{ kg/Sm}^3} = 548 \text{ Sm}^3/\text{h} \right) (6)$$

virkningsgrad = 67 % (kontrollregnet ved å måle tilført energi, stemmer bra)

Finner teoretisk nødvendig tilført pumpeeffekt P [W] pr. pumpe.

$$P = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \cdot \frac{1}{\eta} = 908,1 \cdot 9,81 \cdot 235 \cdot 550 / 3600 \cdot \frac{1}{0,67} \approx 480000 \text{ W} = 480 \text{ kW}$$

Generatorturbinen har en virkningsgrad på 32,8 % (april 09) (7)

$$\text{Innført energi hovedkraft: } 480 \text{ kW} \cdot \frac{1}{\text{virkningsgrad } 0,328} = 1463,4 \text{ kW}$$

$$1463,4 \text{ kW} \times 7884 \text{ driftstimer/år} = 11537445 \text{ kWh/år} = \underline{\underline{11\,537 \text{ MWh/år}}}$$

Kraftbehovet kan reduseres med over 11 500 MWh/år ved å stoppe en råoljepumpe.

Dette tilsvarer strømforbruket til ca 710 vanlige husstander i året.

Regnet ut i fra et årlig forbruk på 16 240 kWh, som var et gjennomsnittsforkbruk pr. husstand i Norge 2006. (8)

Senke pumpestrykket, beregning av redusert kraftbehov:

Hensikten med å halvere leveringstrykket er å redusere kraftbehovet.

Nødvendig tilført effekt P [W] til råoljepumpene er bestemt ved at

$$P = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q$$

ρ = tetthet på væsken [kg/m³]

g = tyngdekraften [m/s²]

h = løftehøyde [m]

Q = væskeraten [m³/s]

Deler av ligningen ($\rho \cdot g \cdot h$) kan erstattes med trykket p (pascal), og vi står igjen med denne enkle ligningen:

$$P = p \cdot Q$$

Det er da enkelt å se, at når væskeraten Q er konstant, og trykket p halveres, så halveres også behovet for nødvendig tilført effekt til pumpa.

Vi kan med andre ord halvere strømforbruket pr. pumpe ved å halvere leveringstrykket.

Hver pumpe trekker i gjennomsnitt 480 kW hver. Se vedlegg D for målte verdier.

Finner teoretisk nødvendig tilført pumpeeffekt pr. pumpe med halvert utløpstrykk.

$$P = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \cdot \frac{1}{\eta} = \Delta p \cdot Q \cdot \frac{1}{\eta} = 10,5 \cdot 10^5 \cdot 550/3600 \cdot \frac{1}{0,67} \approx 240000 \text{ W} = 240 \text{ kW}$$

Med to pumper i drift, vil kraftforbruket bli redusert med $2 \cdot 240 \text{ kW} = 480 \text{ kW}$

Generatorturbinen har en virkningsgrad på 32,8 % (april 09) (7)

$$\text{Innført energi hovedkraft: } 480 \text{ kW} \cdot \frac{1}{0,328} = 1463,4 \text{ kW}$$

Vi får den samme effekten for dette tiltaket som ved å stoppe en råoljepumpe

Kraft forbruket reduseres med et årsforbruk på:

$$1463,4 \text{ kW} \times 7884 \text{ driftstimer} = 11537445 \text{ kWh} = \underline{\underline{11\,537 \text{ MWh}}}$$

Ved å halvere utløpstrykket.

Nedgradere PAS funksjon, beregning av bedret energieffektivitet.

Bedret energieffektivitet innebærer mindre energiforbruk per eksportert oljeekvivalent, og

måles i $\frac{kWh}{o.e}$

$$1 \text{ o.e} = \text{Sm}^3 \text{ olje} = 1\,000 \text{ Sm}^3 \text{ gass}$$

Her er det differansen før og etter tiltaket som er viktig. Alle disse verdiene under kan også være oppgitt pr døgn eller pr time, bare man bruker like betegnelser på verdiene før og etter tiltak.

Utgangspunkt for beregning:

eksporterte oljeekvivalenter pr år før tiltak:
 $(\text{Sm}^3 \text{ olje/h} + \text{Sm}^3 \text{ gass/h}) \cdot \text{antall driftstimer i året.}$

eksporterte oljeekvivalenter pr år etter tiltak:
 Redusert oljetap o.e/år + redusert gasstap o.e/år

Kraftbehov (snitt) kW · antall driftstimer i året. = kWh/år

Alle disse verdiene kan også være oppgitt pr døgn eller pr time. Det viktigste er at man bruker like betegnelser på verdiene før og etter tiltak

$$\text{Før tiltak: } \frac{kWh/\text{år}}{o.e/\text{år}} = kWh/o.e$$

$$\text{Etter tiltak: } \frac{kWh/\text{år}}{(o.e/\text{år} + \text{økning } o.e/\text{år})} = kWh/o.e$$

$$\text{Tiltaket økner energiutnyttelsen med } \frac{(Før - etter) kWh/o.e \cdot 100 \%}{Før kWh/o.e} = \% \text{ forbedring}$$

2.6 Reduksjon av utslipp til luft

Årsaken til at det fortsatt er to pumper i drift er hovedsakelig for å opprettholde regulariteten. Man har da imidlertid hittil ikke vurdert dette uti fra miljømessige hensyn. Ved å redusere kraftbehovet med = 11 537 MWh kan man teoretisk finne hvor mye dette reduserer utslippet av CO₂ og NO_x.

Når kraftbehovet blir redusert, reduseres forbruket av brenngass (naturgass) til generatorturbinen, og dermed også utslipp til luft med eksosen.

Reduksjon av brenngassforbruk:

For å finne ut hvor mye brenngassforbruket blir redusert, er det nødvendig å først finne energiinnholdet i brenngassen.

Energiinnholdet varierer med molsammensetningen da hver komponent i brenngassen har ulik brennverdi. Molsammensetningen blir målt med en online gasskromatograf og blir omsatt til mol % i målecomputer (9)

Øvre (brutto) og nedre (netto) brennverdi er angitt i KJ/mol for hver komponent i styrende dokumentasjon, ISO 6976 tabell 3 (10), og er spesifikk brennverdi for naturgass forbrent i forbrenningskammer. Den spesifikke brennverdien er regulert for å ta hensyn til entalpi, og er oppgitt henholdsvis for temperaturer t_1 mellom 0-25 grader celcius. Brennverdien er oppgitt for både GCV og NCV.

Forskjellen på øvre brennverdi (GCV) og nedre brennverdi (NCV) er:

NCV = GCV – fordampningsvarmen fra vann. Ved forbrenning i turbinens brennkammer får vi selvsagt fordampning av vann, så NCV er den riktige brennverdien å bruke disse beregningene.

Med brennverdien i kJ/mol, regnes brennverdien ut i MJ/Sm³ for hver komponent j på denne måten:

$$\text{Molfraksjon } X_j = \frac{\text{mol\% pr komponent } j}{100\%} = [\text{mol/g}] \rightarrow \text{summeres}$$

$$\text{Brennverdi } H \text{ pr. komponent } j = \text{kJ/mol} \cdot X_j \text{ mol/g} = \text{kJ/g} = [\text{MJ/kg}] \rightarrow \text{summeres}$$

$$\text{Brennverdi} = \sum H_j [\text{Mj/kg}] \cdot \frac{p [\text{kN/m}^2]}{R \left[\frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \right] \cdot K} \rightarrow \text{MJ/kg} \cdot \text{kg/Sm}^3 = [\text{MJ/Sm}^3]$$

Gassen som blir komprimert før forbrenning gjennomgår en polytrop tilstandsendring, og volumendringen gjør at den ikke oppfyller tilstandsligningen for ideell gass. Dette tas hensyn til ved å bruke en såkalt kompresjonsfaktor Z_{mix} .

ISO 6976 tabell 2, angir en summeringsfaktor for kompresjon: $\sqrt{b_j}$ for hver komponent, og ved hjelp av denne og molfraksjonen X_j kan man finne kompresjonsfaktoren Z_{mix} :

$$Z_{mix} = 1 - [\sum X_j \cdot \sqrt{b_j}]^2$$

Vi får da at endelig brennverdi $\bar{H} = \frac{\text{brennverdi } H}{Z_{mix}} = \underline{\text{energien i gassen [MJ/Sm}^3\text{]}}$

Brennverdien for gassblandingen på Heidrun = $37,6 \text{ MJ/Sm}^3 = 37602 \text{ kJ/Sm}^3$ (NCV)

Se vedlegg E for fullstendige utregninger.

Innfyrt energi til turbin. $1463 \text{ kW} = 1463 \text{ [kJ/s]}$

$$\text{Redusert brenngassrate} = \frac{1463 \text{ [kJ/s]}}{37602 \text{ [kJ/Sm}^3\text{]}} = 0,039 \text{ Sm}^3/\text{s} = \underline{\underline{140,4 \text{ Sm}^3/\text{h}}}$$

Denne opplysningen er nødvendig for videre beregning av reduksjon av CO_2 og NO_x utslipp.

De samme beregningene gjelder for tiltaket med å senke pumpetrykket som for å stoppe 1 råoljepumpe

2.6.1 CO_2 reduksjon.

For å finne hvor mye CO_2 som blir sluppet ut til luft, er det i StatoilHydro brukt en utslippsfaktor i rapporteringsøyemed som sier at vi slipper ut $2,18 \text{ kg CO}_2/\text{Sm}^3$ brenngass. (11)

Dette gjelder for utslipp fra både fakling og forbrenning i brennkammer på gassturbin

Prinsipp for å finne utslippsfaktor for CO_2 :

Denne faktoren er feltspesifikk og er utviklet på grunnlaget om at man finner hvor mange karbonatomer det er i brenngassen som blir brukt. For hvert karbonatom som forbrennes slippes det ut et molekyl med CO_2

Det er nødvendig å finne følgende opplysninger for å finne utslippsfaktor for CO_2 , angitt i kg/Sm^3 .

- Molvekt for hver komponent j i kg/kmol . (eks: molvekt Etan $\text{C}_2\text{H}_6 = (2 \cdot 12,01) + (6 \cdot 1,008) = 30,07 \text{ [kg/kmol]}$) (12)
- Komponentens karboninnhold (eks Etan $\text{C}_2\text{H}_6: 2 \cdot 12,01 = 24,02 \text{ [kg/kmol]}$)
- Komponentens prosentandel i gassblandingen (eks Etan: $5,776 \text{ [mol \%]}$) (9)

Brenngassen på Heidrun består av følgende komponenter og sammensetning i mol %:

• Metan	[CH ₄]	88,29 %
• Etan	[C ₂ H ₆]	5,776 %
• Propan	[C ₃ H ₈]	2,104 %
• iso-butan	[iC ₄ H ₁₀]	0,408 %
• butan	[nC ₄ H ₁₀]	0,620 %
• iso-pentan	[iC ₅ H ₁₂]	0,188 %
• pentan	[nC ₅ H ₁₂]	0,168 %
• n-heksan	[C ₆ H ₁₄]	0,351 %
• Karbondioksid	[CO ₂]	1,563 %
• Nitrogen	[N ₂]	0,531 %
• Hydrogensulfid	[H ₂ S]	<u>0,000</u>
		=100 %

1. Finner masseandelen i gassen pr. komponent j, eks Etan:

$$\frac{30,07 \frac{\text{kg}}{\text{kmol}} \cdot 5,776 \text{ mol}\%}{100\%} = 1,73 \text{ kg/kmol} \quad \text{Regnes ut for hver komponent og summeres.}$$

2. Finner gassens karbonandel pr. komponent j: eks Etan:

$$\frac{5,776 \text{ mol}\%}{100\%} \cdot 2 \text{ karbonatomer} = 0,11552 \quad \text{Regnes ut for hver komponent og summeres.}$$

3. Kan nå finne karbonfaktor for gassblandingen i kg CO₂/kg gass:

$$\frac{\text{molvekt } CO_2 \frac{\text{kg}}{\text{kmol}} \cdot \sum \text{karbonandel } j}{\sum \text{masseandeler } \text{kg/kmol}} = \text{kg } CO_2/\text{kg gass}$$

For å regne om til en utslippsfaktor oppgitt i kg CO₂/Sm³ gass, brukes gassens tetthet.

Brenngass tetthet (rho) ved STP:

$$Q = \frac{p \left[\frac{\text{N}}{\text{m}^2} \right] \cdot \text{molvekt} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kmol}} \right]}{8314,3 \left[\frac{\text{Nm}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \right] \cdot T [\text{kelvin}]} = [\text{kg}/\text{Sm}^3]$$

$$\text{kg } CO_2/\text{kg gass} \cdot Q[\text{kg}/\text{Sm}^3] = \underline{\text{kg } CO_2/\text{Sm}^3 \text{ gass}}$$

Utrekning for Heidrun gass:

På Heidrun har vi i gjennomsnitt (mars 09):

Σ masseandeler = molvekt brenngass: 18,9 kg/kmol Viser til vedlegg F for utregning

Heidrun brenngass tetthet:

$$Q = \frac{p \left[\frac{N}{m^2} \right] \cdot \text{molvekt} \left[\frac{kg}{kmol} \right]}{8314,3 \left[\frac{Nm}{kmol \cdot K} \right] \cdot T [kelvin]} = \frac{101315 \cdot 18,9}{8314,3 \cdot (273,15 + 15)} = \underline{0,799 [kg/Sm^3]}$$

$$\text{karbonfaktor: } \frac{\text{molvekt } CO_2 \text{ kg/kmol} \cdot \Sigma \text{ karbonandel } j}{\Sigma \text{ masseandeler } kg/kmol} = \frac{44,01 \cdot 1,588}{18,9} = 2,7 \text{ kg } CO_2/\text{kg gass}$$

$$\text{Utslippsfaktor for } CO_2: 2,7 \text{ kg } CO_2/\text{kg gass} \cdot 0,799 \text{ kg/Sm}^3 = \underline{\underline{2,16 \text{ kg } CO_2/\text{Sm}^3 \text{ gass}}}$$

Viser til vedlegg F, G og H for fullstendige utregninger.

Den offentlige utslippsfaktoren som brukes er 2,18 kg CO₂/ Sm³ gass (11) og dermed noe høyere, så jeg velger å bruke den i mine videre beregninger.

Faktoren varierer noe fra måned til måned, avhengig av gassammensetning, derav forskjellen i verdi for mine utregninger og den offentlige utslippsfaktoren.

Stoppe en pumpe, beregning av CO₂ reduksjon:

$$140,4 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 2,18 \text{ kg } CO_2/\text{Sm}^3 = 306 \text{ kg } CO_2/\text{h}$$

$$306 \text{ kg } CO_2/\text{h} \cdot 7884 \text{ driftstimer h/år} = \underline{\underline{2413072 \text{ kg } CO_2/\text{år} = 2413 \text{ tonn } CO_2/\text{år}}}$$

Dette tilsvarer et CO₂ utslipp pr. år fra ca 1300 biler

Gjennomsnitt utslipp pr. bil pr. år ligger mellom 1,8 og 2 tonn. (13)

Senke pumpetrykket, CO₂ reduksjon.

Reduksjon av kraftbehov ved å senke pumpetrykket er det samme for å senke pumpetrykket som for å stoppe en rørløse pumpe. Dermed blir prinsippet for å finne reduksjonen av utslipp til luft også det samme.

Reduksjon av utslipp ved å stoppe en pumpe = reduksjon ved å senke pumpetrykket.

Nedgradere PAS funksjon. Beregning av CO₂ reduksjon.

En PAS 3.1 gir produksjonsnedstengning, og i de fleste tilfeller medfører dette fakling av naturgass til friluft. Fakling skjer når vi får overtrykk i prosessanlegget, og det er nødvendig å avlaste dette for å ivareta at anleggets trykktoleranser ikke blir overskredet. Slik trykkoppbygging skjer typisk ved en brå og plutselig nedstengning som en PAS 3.1 gir. Ved å nedgradere PAS funksjon unngår man fakling og medfølgende CO₂ utslipp til luft.

CO₂ faktoren for fakling er på 3,73 kg CO₂/Sm³ gass som blir faklet av. (11)
Prinsippet for å finne denne faktoren er det samme prinsippet som for å finne CO₂ faktor for brenngass. CO₂ faktor for fakling er en del høyere enn CO₂ faktor for utslipp fra brenngass. Grunnen til dette er som følger: På Heidrun er det ikke installert målere hverken for mengde eller gassammensetning for gass til fakkel, og under disse forholdene er det klimavoteforskriftene som avgjør størrelsen på utslippsfaktorer ved fakling, og er satt til 3,73 kg CO₂/Sm³ gass, inntil man har pålitelig måling som kan vise til noe annet.

For å vite hvor mye CO₂ utslippet reduseres med, er det nødvendig å vite hvor mye gass som typisk blir faklet av ved en PAS 3.1

Bruker verdier fra rapporteringssystemet PROSTY, mengde gass til fakling for PAS 3.1 den 26/12 2008.

Denne PAS hendelsen er typisk, og representerer et gjennomsnitt for PAS 3.1 hendelser forårsaket av PAHH på råoljepumpene siden januar 2006.

Med en PAS 3.1 hendelse pr. år av denne typen, beregne CO₂ utslippet på denne måten:

$$\begin{aligned} \text{Mengde gass til fakling: } & 236\,571 \text{ Sm}^3 \\ 236\,571 \text{ Sm}^3 \cdot 3,73 \text{ kg CO}_2/\text{Sm}^3 &= 882\,409,8 \text{ kg} = \underline{\underline{882,4 \text{ tonn CO}_2/\text{år}}} \end{aligned}$$

Se også vedlegg I for beregninger.

2.6.2 NO_x reduksjon

For å finne ut hvor mye NO_x som slippes ut, blir det i rapporteringsøyemed i StatoilHydro brukt en utslippsfaktor for NO_x på 10,47 g NO_x/Sm³ brenngass, ved forbrenning i brennkammer. (11)

Bruker denne da dette er en faktor som de lærde fortsatt strides om. Jeg har ingen forutsetninger for å finne denne faktoren på egenhånd.

NO_x utslippet øker med forbrenningstemperatur og belastning på turbinen, i motsetning til CO₂, der utslippet reduseres ved høyere belastning, pga bedre virkningsgrad.

$$140,4 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 0,01047 \text{ kg/Sm}^3 = \underline{\underline{11589 \text{ kg/år} \approx 11,6 \text{ tonn NO}_x/\text{år}}}$$

Beregnet reduksjon på 11,6 tonn gjelder for henholdsvis både å stoppe en råoljepumpe, og å senke pumpetrykket.

Nedgradere PAS funksjon, beregning av NO_x reduksjon:

Utslippsfaktoren for NO_x er satt til 0,0014 kg NO_x/Sm³ for gass som blir faklet av.

$$236\,571 \text{ Sm}^3 \cdot 0,0014 \text{ kg NO}_x/\text{Sm}^3 = \underline{\underline{331,23 \text{ kg NO}_x \text{ pr. år.}}}$$

2.7 Testing med prosessimulator

StatoilHydro's Prosessimulator som er plassert i Stjørdal, er mye brukt, og man bør være minst to personer under testing, samt at ansvarlig personell for drifting av maskinvare til simulator må være tilstede.

Dette, og geografisk avstand, gjør at tilgjengeligheten for eksperimentell testing med simulator har vært begrenset.

Jeg har brukt simulatoren til å teste muligheten for å stoppe en råoljepumpe.

2.7.1 Hensikten med simuleringene

Stoppe 1 råoljepumpe

Ved å bruke prosessimulator og simulere for en overgang og drift med bare 1 råolje pumpe, kan det lages eller fremprovoseres forskjellige tilstander og situasjoner som kan tenkes å oppstå i virkeligheten. Man kan da observere den simulerte reaksjonen prosessanlegget gir i gitte situasjoner. Dette gir et godt bilde av hvordan det virkelige anlegget vil oppføre seg, og eventuelt hvilke modifikasjoner som bør utføres på forhånd. Dette gir en større sikkerhet og forutsigbarhet for omleggingen, og faren for at uventede hendelser og komplikasjoner oppstår, reduseres betraktelig.

2.8 Økonomiske vurderinger

Forutsetningene som er brukt for økonomiutregningene har jeg fått oppgitt (14). De representerer gjennomsnittlige og fornuftige verdier og tall til denne typen økonomiske betraktninger. StatoilHydro's interne forutsetninger for økonomiberegninger er klassifisert informasjon og kan ikke brukes her.

Økonomiske forutsetninger som er brukt i utregningene:

Gasspris 1,8	[NOK/ Sm ³]
Oljepris 75,0	[USD/fat]
CO ₂ avgift 0,9	[NOK/Sm ³ gass]
NOx avgift 11,0	[NOK/kg]
Kurs 5,5 \$	[USD/NOK]
Diskonteringsrente 8 %	

Stoppe en råoljepumpe

Ved å stoppe en råoljepumpe reduseres energiforbruket og gir dermed redusert brenngassforbruk. Som vist i teoretiske utregninger i kapittel 2.6 reduseres brenngassforbruket med 140 Sm³/h ved å stoppe en råoljepumpe.

Dette reduserer utslippet av CO₂ og NOx til luft, og dermed også CO₂ og NOx avgiften.

Den reduserte brenngassraten øker også mengden gass for salg.

Det er antatt (14) at arbeidet med å modifisere og tilpasse tilknyttet logikk og parametere for daglig drift med en råoljepumpe tar i underkant av 3 dager for prosess data ingeniøren.

Redusert CO₂ avgift pr år:

$$140,4 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 0,9 \text{ kr/Sm}^3 = 996\,222 \text{ kr/år}$$

Redusert NO_x avgift pr år,

Redusert NO_x utslipp ble beregnet til 11 600 kg /år i kapittel 2.6.2

$$11\,600 \text{ kg} \cdot 11 \text{ kr/kg} = 127\,600 \text{ kr/år}$$

Salgsverdi på spart gass pr år:

$$140,4 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 1,8 \text{ kr/Sm}^3 = 1\,992\,445 \text{ kr/år}$$

Sum beregnede inntekter(sparte utgifter) = 3 116 266 kr/år

Investeringskostnad; antatt arbeidsutgifter for endringene, engangs utgift:

$$1 \text{ mann } 33 \text{ timer} \cdot 1500 \text{ kr/h} \approx \underline{50\,000 \text{ kr}}$$

Nåverdiberegning med 8 % diskonteringsrente, over en 10 års periode (frem t.o.m år 2020.)

Forutsetter at tiltaket blir gjennomført rundt årsskiftet 2009-2010

Støtte fra NO_x fondet (14) i 2011:

$$100 \text{ kr/kg NO}_x = 1\,160\,000$$

Inntekter – kostnader år 0 (år 2010):

$$3\,116\,266 - 50\,000 = \underline{3\,066\,266 \text{ kr}}$$

Diskontert nåverdi pr år, beregnes på denne måten:

$$2011: 3\,116\,266 + 1\,160\,000(\text{NO}_x \text{ fond}) = 4\,276\,266 \text{ kr} \quad \rightarrow \quad \frac{4\,276\,266}{1,08^1} = 3\,959\,505 \text{ kr}$$

$$2012: \frac{3\,116\,266}{1,08^2} = 2\,671\,695 \text{ kr}$$

→ følger samme beregningsprinsipp pr år, hopper til år 2019

$$2019: \frac{3\,116\,266 \text{ kr}}{1,08^9} = 1\,558\,909 \text{ kr} \quad 2020: \frac{3\,116\,266 \text{ kr}}{1,08^{10}} = 1\,443\,434 \text{ kr}$$

Beregner nåverdi for tiltaket pr år, for en periode på 10 år:

$$\text{Nåverdi 2010} = 3\,066\,266 \text{ kr}$$

$$\text{Nåverdi 2011} = \text{nåverdi 2010} + \text{diskontert nåverdi 2011} = 7\,025\,771 \text{ kr}$$

$$\text{Nåverdi 2012} = \text{nåverdi 2011} + \text{diskontert nåverdi 2012} = 9\,697\,446 \text{ kr}$$

→ Følger samme mønster frem til år 2020

$$\underline{\text{Nåverdi for tiltaket i år 2020}} = \underline{\underline{25,04 \text{ millioner kr}}}$$

Viser til vedlegg J for fullstendige beregninger. Beregningsgrunnlag i vedlegg H.

Senke pumpetrykket

Å senke pumpetrykket gir redusert energiforbruk og dermed redusert brenngassforbruk. Som vist i teoretiske utregninger i kapittel 2.6 reduseres brenngassforbruket med $140 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ved å senke pumpetrykket til det halve i forhold til i dag.

Dette reduserer utslipp CO_2 og NO_x til luft, og gir redusert CO_2 avgift og NO_x avgift.

Den reduserte brenngassraten øker mengden gass for salg.

Det er antatt (14) at arbeidet med å modifisere og tilpasse parametere for drift med redusert pumpetrykk tar i 1 dag for prosess data ingeniøren.

Skifte av impellere i råoljepumper er antatt (16) å ta ca 5 dager for 2 mann, pr pumpe.

Pris for impellere er hentet fra anbud, vedlegg N

Redusert CO_2 avgift pr år:

$$140,4 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 0,9 \text{ kr/Sm}^3 = 996\,222 \text{ kr/år}$$

Redusert NO_x avgift pr år,

Redusert NO_x utslipp ble beregnet til $11\,600 \text{ kg/år}$ i kapittel 2.6.2

$$11\,600 \text{ kg} \cdot 11 \text{ kr/kg} = 127\,600 \text{ kr/år}$$

Salgsverdi på spart gass pr år:

$$140,4 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 1,8 \text{ kr/Sm}^3 = 1\,992\,445 \text{ kr/år}$$

Sum beregnede inntekter(sparte utgifter) = 3 116 266 kr/år

Investeringskostnad: nye impellere og arbeidsutgifter for endringene, engangs utgift:

PDI: 1 mann 12 timer \cdot 1500 kr/h = 18 000 kr

Mekanisk: 2 mann \cdot 5dager \cdot 12 timer \cdot 1500 kr/h \cdot 2 pumper = 360 000 kr

Pris 2 stk impellere anbud: 650 000 kr

Total, investeringskostnad = 1 028 000 kr

Nåverdiberegning med 8 % diskonteringsrente, over en 10 års periode (frem t.o.m år 2020.)

Forutsetter at tiltaket blir gjennomført i årsskiftet 2009-2010

Støtte fra NO_x fondet (14) i 2011:

$$100 \text{ kr/kg NO}_x = \underline{1\,160\,000}$$

Det er antatt at det er en leveringstid på 6 mnd på impellere, får derfor bare halv inntjening i

$$\text{år 2010: } 3\,116\,266/2 = 1\,558\,133 \text{ kr}$$

Inntekter – kostnader år 0 (år 2010):

$$1\,558\,133 - 1\,028\,000 = \underline{530\,133 \text{ kr}}$$

Diskontert nåverdi pr år, beregnes på denne måten:

$$2011: 3\,116\,266 + 1\,160\,000(\text{NO}_x \text{ fond}) = 4\,276\,266 \text{ kr} \quad \rightarrow \quad \frac{4\,276\,266}{1,08^1} = 3\,959\,505 \text{ kr}$$

$$2012: \frac{3\,116\,266}{1,08^2} = 2\,671\,695 \text{ kr}$$

→ følger samme beregningsprinsipp pr år, hopper til år 2019

$$2019: \frac{3\,116\,266 \text{ kr}}{1,08^9} = 1\,558\,909$$

$$2020: \frac{3\,116\,266 \text{ kr}}{1,08^{10}} = 1\,443\,434 \text{ kr}$$

Beregner nåverdi for tiltaket pr år, for en periode på 10 år:

Nåverdi 2010: = 530 133 kr

Nåverdi 2011 = nåverdi 2010 + diskontert nåverdi 2011 = 4 489 638 kr

Nåverdi 2012 = nåverdi 2011 + diskontert nåverdi 2012 = 7 161 333 kr

→ Følger samme mønster frem til år 2020

Nåverdi for tiltaket i år 2020 = 22,51 millioner kr

Viser til vedlegg K for fullstendige beregninger. Beregningsgrunnlag i vedlegg H.

Nedgradere PAS funksjon:

Høy regularitet har stor betydning for økonomien, og ved å nedgradere PAS funksjonen for PAHH på råoljepumpene, vil vi unngå minimum 1 PAS 3.1 med full produksjonsnedstengning hvert år. Regulariteten vil øke, og det blir en økning i antall eksporterte olje ekvivalenter. Som beregningsgrunnlag for mengde tapt oljeproduksjon og gass til fakling har jeg brukt en PAS 3.1 hendelse fra den 26/12 2008, da denne er representativ (2) for hvor store tap en nedstengning av denne typen i gjennomsnitt medfører. For beregning av CO₂ avgift brukes en utslippsfaktor på 3,73 kg CO₂/Sm³ gass. (11)

Beregninger gjelder for et tap med bare 1 uønsket PAS 3.1 hendelse pr/år. Det tas forbehold om at gjennomsnittet for antall hendelser pr år kan være noe høyere hvis man undersøker historiske data lenger tilbake enn januar 2007. Fra 2007 har det vært i snitt en hendelse pr år.

Tapt oljeproduksjon: 3100 Sm³/år = 19 918 fat/år

Mengde gass til fakling: 236570 Sm³/år

Redusert CO₂ avgift pr år:

$$236570 \text{ Sm}^3/\text{år} \cdot 0,9 \text{ kr/Sm}^3 = 212\,914 \text{ kr/år}$$

Redusert NO_x avgift pr år,

Redusert NO_x utslipp ble beregnet til 331,23 kg /år i kapittel 2.6.2

$$331,2 \text{ kg} \cdot 11 \text{ kr/kg} = 3643,5 \text{ kr/år}$$

Verdi på spart oljetap pr år:

$$19\,918 \text{ fat/år} \cdot 75 \text{ USD/fat} \cdot 5,5 \text{ USD/NOK} = 8\,216\,175 \text{ kr}$$

Sum beregnede inntekter (sparte utgifter) = 8 432 732 kr/år

Investeringskostnad:

Endring og implementering av software, anbud Kongsberg Simrad (4) = 300 000 kr

Nåverdiberegning med 8 % diskonteringsrente, over en 10 års periode (frem t.o.m år 2020.)

Forutsetter at tiltaket blir gjennomført i årsskiftet 2009-2010

Inntekter – kostnader år 0 (år 2010):

8 432 732 – 300 000 = 8 132 732 kr

Diskontert nåverdi pr år, beregnes på denne måten:

$$2011: \frac{8\,432\,732}{1,08^1} = 7\,808\,085 \text{ kr}$$

$$2012: \frac{8\,432\,732}{1,08^2} = 7\,229\,708 \text{ kr}$$

→ følger samme beregningsprinsipp pr år, hopper til år 2019

$$2019: \frac{8\,432\,732 \text{ kr}}{1,08^9} = 4\,218\,465 \text{ kr}$$

$$2020: \frac{8\,432\,732 \text{ kr}}{1,08^{10}} = 3\,905\,986 \text{ kr}$$

Beregner nåverdi for tiltaket pr år, for en periode på 10 år:

Nåverdi 2010 = 8 132 732 kr

Nåverdi 2011 = nåverdi 2010 + diskontert nåverdi 2011 = 15 940 817 kr

Nåverdi 2012 = nåverdi 2011 + diskontert nåverdi 2012 = 23 170 525 kr

→ Følger samme mønster frem til år 2020

Nåverdi for tiltaket i år 2020 = 64,72 millioner kr

Viser til vedlegg L for fullstendige beregninger. Beregningsgrunnlag vedlegg I

3. Utstyr som er benyttet.

3.1 Prosessimulator

Prosess -simulatoren er en kopi av deler av kontrollsystemet til prosessanlegget på Heidrun. Den kan godt sammenlignes med en flysimulator, der dine handlinger og driftsmetoder gir reaksjoner og konsekvenser. Simulatoren er beregnet på å brukes til trening og opplæring av kontrollromspersonell, og egner seg godt til å teste ut problemstillinger i forhold til implementering av nye driftsparametre og driftsforhold.

For mer detaljert beskrivelse av oppbygging, virkemåte og pålitelighet, se vedlegg M

3.2 Statoil at plant

Dette er et verktøy som tillater at jeg kan koble meg opp via internett mot Heidrun's kontrollsystem med lesetilgang til DCSS. Der har jeg mulighet til å se alle tilgjengelige driftsdata, som online måling i gasskromatograf, målte verdier i oljemålepakke osv.

3.3 STID: Statoil Technical Information and Documentation system.

Dette er en stor database for intern bruk i StatoilHydro. Den inneholder store mengder med teknisk informasjon og utstyrsspesifikasjoner, samt detaljerte prosess flyt skjemaer.

Jeg har også brukt andre interne elektroniske kilder, men nevner denne spesielt da det er den jeg har brukt mest, spesielt i forundersøkelser.

3.4 Microsoft Excel, regneark

Regneark er blitt flittig brukt for både økonomiberegninger, energiberegninger og annet som det har vært nyttig til.

4. Fremgangsmåte.

4.1 Stoppe en råoljepumpe

For å få et bedre bilde av gjennomførbarheten, og verifisere at det er mulig å stoppe en råoljepumpe, ble det foretatt forskjellige tester ved hjelp av prosessimulator. Simulering av en råoljepumpe i drift ble foretatt i samarbeid med Marit Berg, teknisk systemansvarlig. Det kreves minimum 2 personer for å drifte simulatoren, og forhåndskunnskaper er en nødvendighet ved denne typen testing.

4.1.1 Testing med prosessimulator

Før simuleringen ble foretatt, var det nødvendig med følgende korreksjoner av input -data i simulatoren:

- Måleområdet for oljenivå på tredje trinns separator var feil. Dette ble rettet opp til å stemme med virkelig måleområde.
- Utgangsposisjon på nivåreguleringsventil 20LV0120 var feil i forhold til reel åpning ved en gitt oljemengde/strømning. Ble korrigerert ved å sette inn korrekte inngangsparametre for ventilen.
- Strømningsmengde hadde feil måleverdi. Ble korrigerert til å måle i m³/h, som er den riktige måleverdien, i stedet for Sm³/h som den var innstilt med.

Det bør også nevnes at oljeproduksjonen ved simuleringene lå på 670 m³/h. Dette er noe høyere enn dagens produksjon (mars 2009), som ligger i rundt 560 m³/h.

Vi valgte allikevel å ikke korrigere strømningsmengden, da det er fullt mulig at produksjonen kan komme opp i mot denne raten igjen av og til. Det er derfor fordelaktig å teste med denne strømningsmengden, for å vite om 1 pumpe i drift kan håndtere en strømningsmengde noe større enn dagens rate.

Denne forskjellen medfører imidlertid at resultatene fra simuleringen er noe konservative.

Etter at korreksjonene var utført ble simulatoren prøvekjørt med dagens driftstilstand, dvs. med to pumper i drift og normale nivåer. Vi sjekket reguleringsfunksjoner og beredskapsfunksjoner:

Fremgangsmåte for beredelsene:

Utgangspunkt i dagens drift; 2 pumper i gang og stabile forhold.

Simulerer pumpevikt på den ene pumpa som er i drift.

Beredskapsfunksjon sørger for at beredskapspumpe starter automatisk.

Vi observerer den automatiske innreguleringen av nivåendringer og strømningsmengde.

Prosessanlegget oppfører seg som forventet, takler start og stopp av pumper uten å forårsake store svingninger eller uregelmessigheter.

Automatikk, miniflow -ventiler og reguleringsventiler oppfører seg som forventet.

Vi får verifisert at prosesssimulatoren oppfører seg tilnærmet lik det reelle

prosesskontrollsystemet mht beredskapsfunksjon og regulering rundt råoljepumpene.

Strømningsmenden på 670 m³/h ligger fint på pumpekurven.

Grunnlag og utgangspunkt er tilfredsstillende.

Hva skal testes, type hendelser og problemstilling.

Jeg har kommet frem til at det er 5 ulike hendelser/situasjoner (5 case) som må testes før det kan trekkes en konklusjon om den ene av de to råoljepumpene kan stoppes. Hver case er lagd ut i fra teoretisk tenkte tilstander, og bygger på erfaring og forhåndskunnskap om prosessanlegget

Case 1

Prøve ut og teste anleggets robusthet/sårbarhet ved selve overgangen fra 1 til 2 pumper i drift.

Det er ikke forventet noen spesielle problemer i forbindelse med selve omleggingen. Det er allikevel ønskelig å teste det ved å ta utgangspunkt i normal drift med 2 pumper og stoppe den ene, for å se om det oppstår svingninger eller andre uønskede hendelser som det må tas hensyn til.

Case 2

Finne ut hvor hurtig nivåstigning skjer på 3`trinns separator ved pumpevikt, for å vite hvor lang tid operatør har på seg til å starte beredskapspumpe manuelt.

Problemstilling:

Vi tenker oss her et tilfelle der den pumpa som er i drift utilsiktet skulle stanse, ingen beredskapspumpe er tilgjengelig, eller at beredskapsfunksjon svikter. For å finne ut hvor lang tid operatør har på seg til å starte en pumpe i fra kontrollrom i et slikt tilfelle, måtte vi finne ut hvor hurtig nivåstigningen skjer på 3`trinn separator. Hvis nivåstigningen kommer ut av kontroll, kommer vi i den situasjonen at vi får en LAHH på separatorene, som trigger en PAS 3.1, med den følgen at hele prosessanlegget stenges ned.

Case 3

Identifisere nødvendig utgangsbegrensning på nivåreguleringsventil.

Problemstilling:

Med kun en pumpe i drift og voksende nivå på 3 trinns separator vil man komme i den problemstillingen at nivåreguleringsventil 20 LV 0120 åpner gradvis mer og mer for å kompensere for et stigende nivå, og at trykket nedstrøms pumpa synker.

Med to pumper i drift er normalt ikke dette et problem, da to pumper klarer å holde nivået nede og opprettholde trykket.

For å unngå trykkfall og pumpetripp i en sann situasjon, er det nødvendig å begrense hvor mye nivåreguleringsventil 20 LV 0120 får lov til å åpne.

Får man et leveringstrykk på under 13,9 barg, får man PALL med PAS 3.1 som følge.

Dette er også et problem ved oppstart etter produksjonsstans, så for å finne passende åpne – begrensning for ventilen, kan man provosere frem en tilsvarende situasjon, der vi får trykkfall oppstrøms pumpe.

Case 4

Finne nødvendig tid for undertrykking av PALL ved normal oppstart av 1 pumpe, og ved ukontrollert start/skifte av pumpe. (Start av beredskapspumpe)

Problemstilling:

Ved oppstart av pumpe vil det ta litt tid før den klarer å bygge trykk, og komme over PALL grense på 13,9 barg. Dette gjelder både ved kontrollert oppstart av pumpe som står, ved bytte av pumpe i drift, og ved pumpevikt med påfølgende automatisk start av beredskapspumpe. Ved kun 1 pumpe i normal drift, er sannsynligheten for å komme i denne situasjonen større enn når vi har flere pumper i drift.

For å kompensere for dette, og unngå pumpetripp og eventuell PAS, må PALL undertrykkes (deaktiveres) en viss tid ved alle typer pumpestart. Pr i dag er denne tiden 30 sekunder.

Vi må vite hvor lang tid denne undertrykkingen skal gjelde med bare en pumpe i daglig drift.

Case 5

Finne ut hvordan kun 1 pumpe i drift takler uregelmessigheter i form av store nivåsvingninger. Robusthet/sårbarhet.

Problemstilling:

Man kan med stor sikkerhet anta at 1 pumpe i drift vil ha større utfordringer med å takle store svingninger (hurtige endringer) i nivå på oljetoget. I følge pumpekurve og erfaring vil en strømningsmengde > enn ca 800 m³/h føre til lavt trykk oppstrøms pumpe.

Ved store svingninger i oljenivå på separatorer, vil man antagelig ha behov for å pumpe mer enn 800 m³/h i en periode.

Det er imidlertid nyttig å vite hvor sårbart, eller evt. hvor robust anlegget er under sånne forhold, med bare 1 pumpe i drift. Det er derfor ønskelig å provosere frem en "sleng" i oljetoget, som vil si at vi får hurtige endringer i nivåene på separatorer, og dermed en stor variasjon i mengden væske som skal pumpes videre med råoljepumpe.

4.2 Reduksjon av pumpetrykk.

Det bør innledningsvis nevnes at StatoilHydro ser på dette tiltaket, og i den forbindelse vurderer behovet for at en av de tre råoljepumpene ikke modifiseres, og blir stående i sin opprinnelige stand med hensyn på leveransetrykk. Grunnen til dette er at ved såkalt "pig" kjøring kan det muligens være behov for et pumpetrykk > 11 barg. Dette er ikke omhandlet eller vurdert i denne rapporten.

Under beregning av kost nytte har jeg imidlertid regnet med kostnad for gjennomføring av modifikasjon for bare 2 pumper.

For å redusere pumpetrykket må råoljeeksportpumpene modifiseres.

Trykkreduksjon kan oppnås ved å skifte til mindre impellere i råoljepumpene. Endringer for pumpekurve er vurdert av ingeniør for roterende utstyr (14), og anbud er innhentet for passende impellere som vil halvere pumpetrykket. Anbud/pristilbud vedlegg N.

Det er antatt at våre egne mekanikere kan utføre selve jobben. (14)

En halvering av pumpetrykket vil si at vi får ca 10 – 11 barg nedstrøms pumpene.

Undersøkelser.

Det er ikke identifisert forhold som tilsier at vi skal måtte opprettholde et så høyt pumpetrykk som vi har i dag ut mot lastesystemet.

Oljemålepakka er avhengig av at oljen er stabilisert, dvs. at vi må unngå å få en av - damping av gass under oljemålingen, og det får vi ikke så lenge trykket oppstrøms oljemålepakka holder et trykk som er høyere enn sugetrykket på pumpe. Dvs. kun 1 barg.

En trykksenkning fra 22 bar til 10-11 bar nedstrøms pumpe vil derfor ikke få noen praktisk betydning for selve oljemålingen og måle – computer. (15)

Trykktapet over nivåreguleringsventil 20 LV 0120 vil ikke bli så stort som før ved et lavere leveringstrykk fra pumpe. Reguleringsventilen søker uansett å opprettholde et visst væsknivå (settpunktsnivå) på 3 trinns separator, og vil derfor åpne mer for å slippe gjennom den samme raten som før, men ved et lavere trykk. Δp blir lavere, noe som er hensikten.

Er så 10 -11 barg leveringstrykk nok? Eller blir det for lite? Pumpene skal tross alt klare å pumpe væsken i fra hoveddekk på plattformen, og opp til værdekk 20 meter høyere opp, før eksport til tankbåt.

Nødvendig pumpetrykk beregnes basert på trykktap gjennom enkeltkomponenter, rør - friksjon og forskjellen i elevasjon som pumpen må overvinne.

Elevasjonsforskjellen er på nøyaktig 20 meter (1) mellom planet der råoljepumpe er plassert, og det høyeste punktet oljen må pumpes opp til. (Værdekk M-30)

Pumpetrykket er i dag på 22 barg, og det er lest av følgende trykkfall i anlegget:

Δp for sjøvannskjøler = 22, 2 – 20,2 = 2 barg (16)

Δp for oljemålepakke + 17 m elevasjon + rør friksjon = 11,8 – 10 = 1,8 barg (16)

10 barg er settpunkt for 21 PC 0131/0151 og avleses ved en høyde på 17 meter over råoljepumpenes plassering.

Forskjell i elevasjon = 20 m -17 m (17 av 20 meter er allerede medregnet over)

$$p = \rho g h = 888,9 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 3 \text{ m} = 26160 \text{ N/m}^2 \text{ (Pascal)} \approx 0,26 \text{ barg}$$

I tillegg har jeg at:

Δp for nivåreguleringsventil = 3,0 barg (antatt nødvendig differansetrykk for regulering)

Summerer: $2+1,8+0,26+3 \approx \underline{\underline{7,1 \text{ barg}}}$

7,1 barg= teoretisk nødvendig pumpetrykk. Et pumpetrykk på 10-11 er tilstrekkelig, da er det fremdeles igjen 2,9 bar for differansetrykk og regulering med trykkreguleringsventiler 21 PV 0151/0131

Resultatet blir en tanke konservativt ved å bruke dagens trykk på 22 bar, fordi hastigheten på væsken gjennom rørsystemet vil gå ned når trykket senkes.

Nivåreguleringsventil 20 LV 0120 vil, som beskrevet, åpne mer, og får et større areal for gjennomstrømming av væske. Væskeraten vil være den samme som før.

$$\text{hastigheten } v = \frac{Q [m^3/s]}{A [m^2]} = \frac{m}{s} \rightarrow \text{reduseres}$$

trykktapet vil bli mindre da hastigheten reduseres, det vises med formelen under.

$$\text{differansetrykket } \Delta p = \frac{\sigma \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot v^2 \left[\frac{m}{s} \right]}{2} = [N/m^2] = \text{pascal}$$

Når leveringstrykket fra pumpe halveres, vil eksport trykket også reduseres.

Settpunkt for trykkreguleringsventiler 21 PV 0151 og 21 PV 0131 må justeres ned for et lavere eksport trykk Dette er noe som må finregnes på, og jeg har valgt å ikke gå i dybden på dette her, da det blir for omfattende, og litt utenfor temaet energiledelse.

Men et settpunkt mellom 3 og 5 barg vil være passende;

Hvis man eksempelvis setter settpunkt for trykkreguleringsventilene til å være 3 barg, har man fortsatt en Δp på $(11-3) = 8$ barg over nivåreguleringsventil, oljekjøler og oljemålepakke.

Endringer i settpunkt for trykk oppstrøms 21 PV 0151 og 21 PV 0131, må settes henholdsvis i trykkontroller 21 PC 0151 og 21 PC 0131, og kan utføres av vår egen PDI (prosess data ingeniør)

Grenser for PAL, PALL, PAH og PAHH koblet til 21 PT 0152 og 21 PT 0132, ved trykkreguleringsventiler må endres, og senkes til et nivå som svarer til det nye eksporttrykket.

Grenser for PAL, PALL, PAH og PAHH koblet til henholdsvis 20 PT 0006, 21 PT 0036 og 21 PT 0066 for råoljepumper må endres, og senkes til et nivå som svarer til det nye pumpetrykket. Kan også utføres av PDI

Det anbefales å bruke prosessimulator for å teste ut endringene før de iverksettes, og justere inn settpunkt ut ifra dette. Testing på prosessimulator kan utføres av kontrollromstekniker(e), evt. sammen med systemansvarlig eller PDI.

Da jeg ikke har kompetanse til å endre denne type verdier i simulatoren, ble det ingen mulighet for å utføre en test på tiltak 2. Endringer i prosessimulator må gjøres av fagansvarlig personell for simulator.

Selve jobben med å skifte impellere i pumpene, er et arbeid som kan utføres av StatoilHydro's eget fagpersonell, og kan iverksettes med oljeproduksjonen i full drift. Det krever ingen prosessnedstengning, da vi har 3 råoljepumper, og bare 2 av dem er i daglig drift.

Hver råoljepumpe kan stenges av og låses ut elektrisk, og på den måten separeres fra drift, og klargjøres for modifikasjonen, uten at oljeproduksjonen blir berørt. Med forbehold om at blokkventiler/avstengningsventiler holder tett. Alternativet blir da å utføre modifikasjonen under en revisjonsstans.

4.3 Nedgradere PAS funksjon

PAS funksjonen for PAHH på råoljepumpene er koblet til henholdsvis 21 PT 0006, 21 PT 0036 og 21 PT 0066 for råoljepumpe A, B og C.

Pr i dag gir PAHH for de respektive pumpene en PAS 3.1 og full produksjonsnedstengning. En nedgradering av PAS nivået for PAHH til et nivå som kun tripper kilden til overtrykking, dvs. råoljepumpene, kan utføres. Resultatet etter en eventuell endring vil allikevel oppfylle kravspesifikasjonene angitt i ISO 10418 som omhandler prosessikringssystemer.

Nedgradering av PAS funksjoner skal gjøres av autorisert personell. PAS funksjoner er en del av et større sikkerhetssystem, og godkjenning fra systemansvarlig skal være på plass før jobben utføres.

Heidrun har eget kvalifisert personell, PDI (prosessdata ingeniør), som kan utføre endringene i softwaren, men dette er en ganske omfattende endring i software, da hierarkiet for PAS nivåer må endres. Selve fremgangsmåten for å utføre denne endringen ligger utenfor mitt fagfelt. PDI er fra før hardt belastet med mange oppgaver, så det er en mulighet for at jobben må settes bort til Konsberg Simrad.

Anbud er innhentet. (4)

Implementeringen av endret PAS nivå i software krever ingen prosessnedstengning.

Testing før implementering kan utføres på prosessimulator.

Testing etter implementering kan utføres på en og en pumpe, og krever heller ingen prosessnedstengning.

4.4 Økonomiske beregninger.

De økonomiske beregningene er utført ved hjelp av regneark i Microsoft excel.

Prinsipp og eksempel på utregninger er vist i kapittel 2.8

Stoppe en råoljepumpe, se vedlegg H og J

Senke pumpetrykket, se vedlegg H og K

Nedgradere PAS funksjon, se vedlegg I og L

5. Resultater

5.1 Stoppe en råoljepumpe, resultater fra simulatortesting.

Case 1

Teste anleggets robusthet/sårbarhet ved selve overgangen fra 1 til 2 pumper i drift.

For å teste ut selve overgangen fra 2 til 1 pumpe i normal drift, tok vi utgangspunkt i en situasjon med stabil drift og 2 pumper i gang. Vi stoppet den ene pumpe på normal måte med stopp knapp. Vi hadde på forhånd deaktivert beredskapsfunksjon på pumpe nr 3, for å sikre oss at denne ikke utilsiktet skulle starte opp ved stopp av en annen pumpe.

Pumpen ble stoppet med ugunstige forhold på miniflow ventil- posisjon, vi stoppet med vilje den pumpen som hadde minst ventilåpning (9-11 %) for å provosere frem eventuelle uønskede hendelser ved overgang fra 2 til 1 pumpe. Vi lot det så være bare en pumpe i drift, og hadde stabile forhold.

Forsøket ble gjentatt to ganger med tilnærmet like forhold.

Bare positive funn. Systemet håndterer overgangen smertefritt. 1 pumpe i drift er ingen problem ved normale forhold. Det må understrekes at vi stoppet pumpen med normalt oljenivå på separatoren, og at det ikke anbefales at pumpen blir stoppet ved høye nivåer eller uregelmessigheter i regulering etc.

Case 2

Finne ut hvor hurtig nivåstigning skjer på 3`trinns separator ved pumpevikt, for å vite hvor lang tid operatør har på seg til å starte beredskapspumpe manuelt.

Normale forhold og nivåer i oljetog, kun 1 pumpe i drift.

Den pumpe som er i drift stoppes, og 3 trinns separator fylles raskt.

Settpunktsnivå = 70 % for nivå på separator

Nivå for høyalarm LAH = 78 %

Nivå for høy -høy alarm LAHH = 100 %

Tid fra pumpe blir stoppet til :	Nivå for høyalarm LAH	Nivå for høy høy alarm LAHH
Forsøk 1	1 min 19 sek	2 min 53 sek
Forsøk 2	1 min 21 sek	2 min 56 sek
Forsøk 3	1 min 20 sek	2 min 54 sek

Fra normalt nivå (settpunktsnivå) til høyt nivå alarm, var den minste tiden 1 minutt og 19 sekunder.

Fra høyalarmnivå til høy -høy alarmnivå var den minste tiden 2 minutter og 53 sekunder.

Dette betyr at fra pumpevikt ved normalt nivå på separator til PAS ved HH nivå, har man minimum 4 minutter og 12 sekunder. Dette er tilstrekkelig med tid for å starte en eller flere pumper.

Case 3

Identifisere nødvendig utgangsbegrensning på nivåreguleringsventil.

Alle pumper er stoppet, og nivåstigning skjer raskt på 3`trinns separator.

Trykkreguleringsventil 20 PV 0151 ut mot lastebøye er på forhånd satt til 60 % åpent (i manuell), for å provosere frem den tenkte situasjonen med lavt trykk nedstrøms pumpene, og dermed på best mulig måte finne nødvendig åpne – begrensning på nivåreguleringsventil 20 LV 0120

Nivåreguleringsventil 20 LV 0120 er satt til 10 % åpent (i manuell), noe som er normal prosedyre ved oppstart av den første pumpen.

En pumpe ble startet, og nivåreguleringsventil satt i auto så fort XV nedstrøms pumpe var åpen.

Nivåreguleringsventil åpner gradvis for å kompensere for stigende nivå, og trykket nedstrøms pumpe synker, som antatt. Ved 45 % åpen ventil kommer lav alarm; PAL ved 17 barg nedstrøms pumpe.

Forsøket ble repetert ved å steppe nivåreguleringsventil ned, og så opp igjen i manuell, og lav alarm kom inn ved en ventil åpning på 45 % også denne gangen. Vi stepper den videre opp for å verifisere at trykket vil fortsette å synke ved ventilåpning > enn 45 %

Forsøket i sin helhet ble gjentatt med identiske resultater.

Med en pumpe i drift kommer lav alarm PAL inn ved en ventilåpning på 45 % på 20 LV 0120.

Dette gjelder både for oppstart og under drift.

Hvis man tillater nivåreguleringsventilen å åpne mer en 45 % vil trykket synke ytterligere ned mot PALL på 13,9 barg, og vi får en PAS 3.1 (Prosess avstengning)

45 % anbefales derfor som maksimum åpning på nivåreguleringsventil 20 LV 0120 når det bare er en pumpe i daglig drift. Det er mulig at denne begrensningen må tilpasses ytterligere, for eksempel til 40 %, noe som vil vise seg etter en tids drift med 1 pumpe.

Denne begrensningen skal ikke gjelde når flere pumper er i drift.

Case 4

Finne nødvendig tid for undertrykking av PALL ved normal oppstart av 1 pumpe, og ved ukontrollert start/skifte av pumpe. (Start av beredskapspumpe)

(PALL koblet opp mot henholdsvis 21 PT 0006, 21 PT 0036 og 21 PT 0066 for pumpe A, B og C)

Vi har et utgangspunkt med stabil drift og 1 pumpe i gang. Pumpe tripper, og beredskapspumpe starter. Vi får en del trykksvingninger, og så en trykkøkning, og etter 43 sekunder totalt, er vi over PAL på 17 barg, og i normal drift.

Vi gjør samme forsøket ved å stoppe pumpe som er i drift, på normal måte (kontrollert), og starter opp en annen pumpe, for å teste normal start og pumpebytte.

Denne gangen tok det 23 sekunder før vi var over PAL på 17 barg og tilbake i normal drift.

	Tid før trykk > 13,9 barg PALL grense		Tid før trykk > 17 barg PAL grense	
	Test 1	Test 2	Test 1	Test 2
Ukontrollert start av beredskapspumpe	23 sekunder	21 sekunder	43 sekunder	42 sekunder
Kontrollert oppstart av pumpe	19 sekunder	18 sekunder	37 sekunder	38 sekunder

Det tok lengst tid for 1 pumpe å bygge trykk ved ukontrollert pumpestart, dvs. når beredskapspumpen startet. 43 sekunder var den lengste tiden vi målte i forsøkene våre, men man kan ikke si med sikkerhet at det ikke vil kunne ta lengre tid i et og annet tilfelle. Bruker tiden for PAL grensene til grunnlag for å sette nødvendig tid for undertrykking, da man ikke kan si at man har en stabil driftstilstand før man er over denne grensen. Den tiden PALL blir undertrykt i dag med 2 pumper i drift er på 30 sekunder. Dette er uansett for kort tid, og bør utvides. Det anbefales en undertrykkingstid på 50, kanskje opp til 60 sekunder.

Case 5

Finne ut hvordan kun 1 pumpe i drift takler uregelmessigheter i form av store nivåsvingninger. Robusthet/sårbarhet.

Ved stabil drift og normale nivåer stenger vi nivåreguleringsventil ut i fra 2`trinns separator, for å provosere frem en svingning i nivåer og dertil ustabile forhold. Kun 1 pumpe i drift. Oljenivå på 2`trinn stiger raskt, mens olje nivå på 3`trinn synker like raskt.

Vi åpner opp igjen ventilen forholdsvis raskt, etter hvert opp til 100 %.

Dette forårsaker en rask stigning i nivået i 3`trinn, under ugunstige forhold.

Dette skaper store og hurtige endringer i nivåer og rater på oljetøget, og generelt urolige forhold som er vanskelig å regulere inn

Forsøket gjentas, men nivåreguleringsventil ut i fra andre trinn åpnes noe saktere, for å få noe mindre utslag og en ikke fullt så vekslende tilstand.

Ikke uventet klarer ikke 1 pumpe å ta unna for det raskt stigende nivået på 3`trinns separator, og beredskapspumpen må startes relativt raskt for å takle forholdene.

Det var imidlertid uvanlig store og hurtige endringer som ble fremprovosert, så testen ble kanskje vel konservativ.

Vi kjørte en ny test der vi prøvde å unngå så store forstyrrelser.

Pumpa klarer fint å ta unna for det stigende nivået, og raten passerer 850 m³/h. Dette resulterer i at pumpa drar seg ned på pumpekurven og leveringstrykket synker ned mot trippgrense PALL på 13,9 barg. Når pumperaten når 950 m³/h tripper pumpa på PALL ved 13,9 barg. I virkeligheten ville dette ha medført en PAS 3.1 og full produksjonsstans.

Dette problemet kan unngås ved å sette en utgangsbegrensning på nivåreguleringsventil 20 LV 0120. Men da vil pumperaten bli lavere, og muligheten for at man ikke klarer å ta inn store svingninger i nivåer er til stede.

Som antatt blir anlegget mindre robust mot forstyrrelser og spesielt mot hurtige nivåendringer.

Beredskapspumpe må derfor vurderes å startes med en gang høyalarm LAH på tredje trinn separator kommer inn, alt etter situasjon, men spesielt ved hurtige nivåendringer.

5.1.1 *Anbefalinger til tiltak basert på resultater fra simulering:*

Før man eventuelt iverksetter en driftssituasjon med bare 1 pumpe i normal drift, anbefales det å utføre følgende modifikasjoner og endringer i logikk:

- **Endring av beredskapsfunksjon:** Det er pr. i dag 2 av 3 råoljepumper i normal drift på Heidrun, hvorav 1 alltid er i beredskap. Ved omlegging til 1 av 3 pumper i normal drift, vil det bli 2 pumper i beredskap. Det må derfor settes en prioritering på beredskapspumpene, for å sikre at kun en beredskapspumpe starter ved stopp/svikt av den pumpa som går. Ved eventuell svikt av beredskapspumpe med prioritet 1, skal beredskapspumpe med prioritet 2 starte automatisk.

Foreslår at denne logikken blir lagt inn:

- | | | |
|--------------------|---------------------|---------------------|
| ○ Pumpe A i drift: | Pumpe B beredskap 1 | Pumpe C beredskap 2 |
| ○ Pumpe B i drift: | Pumpe C beredskap 1 | Pumpe A beredskap 2 |
| ○ Pumpe C i drift: | Pumpe A beredskap 1 | Pumpe B beredskap 2 |

Man sørger på denne måten for at driftstiden blir fordelt mellom pumpene, da bytte av roterende utstyr i drift skjer hver 14 dag.

- Man må ha mulighet til å bytte status på en pumpe i fra ”beredskap” til ”drift” i de tilfeller det igjen kan være aktuelt å ha to pumper i drift og en beredskapspumpe, som dagens situasjon.
- **Begrensninger for nivåkontrollventil 20 LV 0120:** Ventilen bør ha en maksimumsåpning (begrensning) på $\leq 45\%$ ved kun 1 pumpe i drift. Det anbefales også at det lages en logikk sånn at nivåreguleringsventil automatisk settes til 10 % åpen og i manuell når alle 3 pumpene står. Dette er en passe åpning ved start av en pumpe. Ventilen bør så gå i auto med en gang en eller flere XV ventiler oppstrøms pumpene har nådd endebryter i åpen posisjon.
- **Undertrykking av PALL.**
PALL på råoljepumpene bør undertrykkes i 60 sekunder ved pumpestart. (PALL på henholdsvis 21 PT 0036, 21 PT 0036 og 21 PT 0066 for A, B og C pumpe)
PALL ut mot lastebøyene bør undertrykkes i minimum 60 sekunder ved pumpestart. (PALL på henholdsvis 21 PT 0152 og 21 PT 0132 for DSL 1 og DSL 2)
- **Tilføyelse i alarmtekst.** Foreslår at det tilføyes en tilleggstekst på alarm for høyt nivå på 3`trinns separator, PAL. For eksempel: ”Høyt nivå 3 trinn, vurder start av ekstra pumpe”

5.1.2 Beregnet reduksjon av energiforbruk.

Ved å stoppe 1 pumpe, vil kraftforbruket bli redusert med 480 kW. Se kapittel 2.5

Generatorturbinen har en virkningsgrad på 32,8 % (april 09) (7)

Innfyrt energi hovedkraft:

$$\text{Nødvendig tilført effekt} = 480 \text{ kW} \cdot \frac{1}{\text{virknings grad turbin } 0,328} = 1463,4 \text{ kW}$$

$$1463,4 \text{ kW} \times 7884 \text{ driftstimer/år} = 11537445 \text{ kWh/år} = \underline{\underline{11\,537 \text{ MWh/år}}}$$

Kraftbehovet reduseres med over 11 500 MWh/år ved å stoppe en råoljepumpe.

5.1.3 Beregnet reduksjon av utslipp til luft.

Brenngassforbruk · faktor · antall driftstimer pr. år.

$$140 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 2,18 \text{ kg CO}_2/\text{Sm}^3 = 305 \text{ kg CO}_2/\text{h}$$

$$305 \text{ kg CO}_2/\text{h} \cdot 7884 \text{ driftstimer h/år} = \underline{\underline{2406197 \text{ kg CO}_2/\text{år} = 2406 \text{ tonn CO}_2/\text{år}}}$$

$$140 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 0,0105 \text{ kg/Sm}^3 = \underline{\underline{11589 \text{ kg/år} \approx 11,6 \text{ tonn NO}_x/\text{år}}}$$

5.1.4 Beregnet økonomisk gevinst

Den økonomiske gevinsten for tiltaket er beregnet med nåverdi pr år, for en 10 års periode, dvs. fra år 2010 og frem til og med år 2020.

Nåverdi for dette tiltaket i år 2020 er beregnet til å være 25 millioner kr

Tilbakebetalingstid for investeringskostnaden er beregnet til å være ca 6 dager.

For fullstendig oversikt over beregningene, se vedlegg H og J

5.2 Senke pumpetrykk.

Resultatet av beregninger er positivt. Det bygger på egen teoretisk utredning, rådføring med ansvarlig måletekniker og ansvarlig ingeniør for roterende utstyr. Teori og undersøkelser viser at gjennomførbarhet er tilstede, og at et pumpetrykk på 10- 11 barg, som de nye impellerne vil gi, er et bra valg og et passende trykk for regulering og drift. Det er ikke noe fasitsvar på hva som er riktige differansetrykk over de enkelte komponentene, men reguleringsmulighetene må være tilstede. Dette er ivarettatt.

5.2.1 Beregnet reduksjon av energiforbruk

Ved å senke pumpetrykket, vil kraftforbruket bli redusert med $2 \cdot 240 \text{ kW} = 480 \text{ kW}$.
Se kapittel 2.5

Generatorturbinen har en virkningsgrad på 32,8 % (april 09) (7)

Innfyrt energi hovedkraft:

$$\text{Nødvendig tilført effekt} = 480 \text{ kW} \cdot \frac{1}{\text{virkningsgrad turbin } 0,328} = 1463,4 \text{ kW}$$

$$1463,4 \text{ kW} \times 7884 \text{ driftstimer/år} = 11537445 \text{ kWh/år} = \underline{\underline{11\,537 \text{ MWh/år}}}$$

Kraftbehovet kan reduseres med over 11 500 MWh/år ved å senke pumpetrykket.

5.2.2 Beregnet reduksjon av utslipp til luft

Brenngassforbruk · faktor · antall driftstimer pr. år.

$$140 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 2,18 \text{ kg CO}_2/\text{Sm}^3 = 305 \text{ kg CO}_2/\text{h}$$

$$305 \text{ kg CO}_2/\text{h} \cdot 7884 \text{ driftstimer h/år} = \underline{\underline{2406197 \text{ kg CO}_2/\text{år} = 2406 \text{ tonn CO}_2/\text{år}}}$$

$$140 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 7884 \text{ h/år} \cdot 0,0105 \text{ kg/Sm}^3 = \underline{\underline{11589 \text{ kg/år} \approx 11,6 \text{ tonn NO}_x/\text{år}}}$$

5.2.3 Beregnet økonomisk gevinst

Den økonomiske gevinsten for tiltaket er beregnet med nåverdi pr år, for en 10 års periode, dvs. fra år 2010 og frem til og med år 2020.

Nåverdi for dette tiltaket i år 2020 er beregnet til å være 22,5 millioner kr

Tilbakebetalingstid for investeringskostnaden er beregnet til å være ca 4 mnd.

For fullstendig oversikt over beregningene, se vedlegg H og K

5.3 Nedgradere PAS funksjon

Resultatet av den teoretiske utredningen er positiv og fører ikke til endringer som virker inn på den normale daglige drift. Tiltaket er gjennomførbart og endringene kan implementeres under normal drift så snart systemansvarlig har godkjent endringen, og utførende personell har anledning. Endringen er sikker og forsvarlig, og i henhold til styrende dokumentasjon Tiltaket vil øke regulariteten. Minimum 1 fullstendig produksjonsnedstengning hvert år vil bli unngått ved å utføre endringen i PAS nivå.

Tiltaket reduserer forbruket av kWh/o.e ved at antall eksporterte o.e øker.

5.3.1 Beregnet reduksjon av energiforbruk:

Bedret energieffektivitet innebærer mindre energiforbruk per eksportert oljeekvivalent, og måles i $\frac{kWh}{o.e}$

$$1 \text{ o.e} = \text{Sm}^3 \text{ olje} = 1\,000 \text{ Sm}^3 \text{ gass}$$

Her er det differansen før og etter tiltaket som er viktig.

$$\text{Ved å utføre tiltaket økes antall o.e med } 3100 \text{ Sm}^3 \text{ olje/år} + 236\,571 \text{ Sm}^3 \text{ gass/år} = \underline{3336 \text{ o.e/år}}$$

Utgangspunkt for beregning: eksporterte oljeekvivalenter pr år:

$$550 \text{ Sm}^3 \text{ olje/h} + 250\,000 \text{ Sm}^3 \text{ gass/h} = 800 \text{ o.e/h} \cdot 7884 \text{ h/år} = 6\,307\,200 \text{ o.e/år}$$

$$33,6 \text{ MW} \cdot 7884 \text{ h/år} = 264\,902,4 \text{ MWh/år}$$

$$\text{Før tiltak: } \frac{264\,902\,400 \text{ kWh}}{6\,307\,200 \text{ o.e}} = 42 \text{ kWh/o.e}$$

$$\text{Etter tiltak: } \frac{264\,902\,400 \text{ kWh}}{(6\,307\,200 + 3\,336) \text{ o.e}} = 41,97 \text{ kWh/o.e}$$

$$\text{Tiltaket gir prosentvis en reduksjon på } \frac{(42 - 41,97) \cdot 100 \%}{42} = 0,053 \%$$

5.3.2 Beregnet reduksjon av utslipp til luft.

Mengde gass til fakling: $236\,571 \text{ Sm}^3$

$$236\,571 \text{ Sm}^3 \cdot 3,73 \text{ kg CO}_2/\text{Sm}^3 = 882\,409,8 \text{ kg} = \underline{882,4 \text{ tonn CO}_2/\text{år}}$$

$$236\,571 \text{ Sm}^3 \cdot 0,0014 \text{ kg NO}_x/\text{Sm}^3 = \underline{331,23 \text{ kg NO}_x \text{ pr. år.}}$$

5.3.3 Beregnet økonomisk gevinst.

Den økonomiske gevinsten for tiltaket er beregnet med nåverdi pr år, for en 10 års periode, dvs. fra år 2010 og frem til og med år 2020.

Nåverdi for dette tiltaket i år 2020 er beregnet til å være 64,7 millioner kr

Tilbakebetalingstid for investeringskostnaden er beregnet til å være 13 dager.

For fullstendig oversikt over beregningene, se vedlegg I og L

6. Diskusjon av resultater, ulemper og fordeler.

6.1 Stoppe en råoljepumpe.

- Simuleringene som er foretatt dekker de fleste tilstander som kan oppstå i anlegget som er relevant for forskjellen med 1, kontra 2 pumper i drift.
- Resultatene er konservative pga forskjellen i strømningsmengde. Dette er en fordel med tanke på å kunne kjøre med 1 pumpe i drift om produksjonen skulle øke noe.
- På grunn av at resultatene er konservative får vi ikke et helt korrekt bilde av hvor robust anlegget *kan* være i drift med 1 pumpe ved dagens produksjon, og eventuelt ved synkende produksjon.
- Anlegget takler dårlig store svingninger og forstyrrelser med bare 1 pumpe i drift. Vi får et mindre robust oljetog, noe som krever større årvåkenhet og påpasslighet fra kontrollromstekniker for å unngå prosessavstengning..
- Resultater og konklusjoner bygger på teorier og testing i simulator. Resultatene fra simuleringen gir et godt bilde av hva som kan forventes, men er ikke autentisk med virkeligheten.
- Hvis det besluttes å ha en pumpe i drift i stedet for to, er det kun påkrevd med mindre modifikasjoner. Behovet for modifikasjoner ble identifisert under testing, og kan utføres på forhånd. Selve omleggingen kan gjøres så snart disse endringene er på plass.
- Undertrykking av PALL utvidet i fra 30 til 50-60 sekunder ved oppstart av pumpe, kan medføre at det går opp til 30 sekunder lenger, før man får pumpestopp og oppdager store lekkasjer som ved for eksempel et rørbrudd. Området som råoljepumpe er plassert i er imidlertid godt dekket av gassdetektorer som automatisk stenger ned produksjonen, inkludert pumpe, ved en olje og gasslekkasje. Det vurderes som trygt å utvide undertrykkingstiden.
- Tider for undertrykking av alarmer, er anbefalte tider som følge av resultater under testing, og er ikke endelige. Disse må muligens finjusteres etter en tids drift når man har fått erfaringer rundt hva som er hensiktsmessige settinger i forhold til drift med en pumpe. Det samme gjelder for anbefalt åpne begrensning på nivåreguleringsventil 20 LV 0120.
- Vi får en positiv bi effekt når vi stopper den ene pumpe; vi unngår å resirkulere så mye væske tilbake til 3 trinn separator; Mindre resirkulering fører til mindre opp-pisking av væske faser inne i separatorene, og vi får en bedre separasjon og utskilling av vann i fra oljen.

Simulatorens pålitelighet

Prosess simulatoren er levert av Kongsberg Simrad, og har blitt testet mht pålitelighet. Sammenligningsgrunnlaget er det virkelige prosessanlegget.

I følge rapporten fra Kongsberg Simrad har simulatoren en nøyaktighet på +/- 2 % av instrumentenes måleområde ved dynamisk likevekt, sammenlignet med den virkelige prosessen.

Det vil i praksis si at de avleste verdiene under resultater for nivå, strømning og trykk kan ha et avvik på +/- 2 %.

Henviser til vedlegg M for fullstendig redegjørelse for prosessimulator og dennes validitet.

6.2 Senke pumpetrykk.

- Dette er et tiltak som er egnet til å prøves ut og testes på prosessimulator. Testing gir litt mer konkret til å underbygge teori, endringer og konklusjoner med. Dessverre ble det ikke anledning til å utføre testing i simulator..
- Ut i fra min egen erfaring som kontrollromstekniker og prosesstekniker mener jeg at tiltaket er realistisk og gjennomførbart.
- Ved å senke pumpetrykket, vil mengden olje og gass ut i modul bli mindre ved et eventuelt rørbrudd, som følge av at trykket er lavere.
- Prosessteknisk drift av anlegget blir som før, og medfører kun endringer for settpunkt av trykkregulering, og endring av alarm og trippgrenser.
- Positiv bi effekt; Støy i fra nivåreguleringsventil 20 LV 0120 vil bedre seg, når trykket og dermed gjennomstrømningshastigheten blir lavere. Det samme gjelder for trykkreguleringsventiler 21 PV 0151/0131
- Selv om StatoilHydro skulle bestemme seg for å spare den ene pumpa til sirkulering av ”pig”, er tiltaket allikevel fullt gjennomførbart. Kostnadsrammen vil da endre seg, og dette er som sagt, et prosjekt jeg ikke har vurdert i denne rapporten, da det krever et eget studie, og handler om noe helt annet.

6.3 Nedgradere PAS funksjon

- Selv om PAS funksjonen tilknyttet råoljepumpene er en del av sikkerhetssystemet forringes ikke sikkerheten ved å utføre dette tiltaket. Kilden til overtrykking, dvs. pumpa, vil bli stoppet automatisk ved en overtrykking selv om PAS nivået er nedgradert, forskjellen ligger i at ikke hele produksjonsprosessen stopper i tillegg.
- Skulle det bli problemer med å starte en eller flere råoljepumper, og det blir en ukontrollert nivåstigning på 3. trinn separator, vil nivå for LAHH gi en PAS 3.1 med full produksjonsnedstengning.
- Det er ikke funnet noe grunnlag for at overtrykk fra råoljepumpene skal gi en PAS 3.1, og årsaken til at dette uvanlige designet er blitt brukt er ukjent. En nedgradering av PAS nivået til utstyrsnivå er i tråd med ISO 10418
- Driften av anlegget vil bli uendret, men endringen medfører positive bi effekter både for miljø, økonomi og arbeidsbelastning.
- Vi unngår de store trykkslagene i anlegget som en PAS 3.1 kan medføre.

7. Konklusjon

7.1 Stoppe en råoljepumpe.

Heidrun kan gå over til kun 1 råoljepumpe i daglig drift.

Prosessanlegget på Heidrun er stabilt i daglig drift, og har med synkende produksjon kommet ned på en strømningsmengde som tilsier at 1 pumpe normalt er tilstrekkelig.

Det kan ut i fra resultatene konkluderes med at man kan kjøre med en pumpe i daglig drift ved en gjennomsnittlig strømningsmengde $\leq 670 \text{ m}^3/\text{h}$. Resultatene er ikke gyldige for strømningsmengder over $670 \text{ m}^3/\text{h}$.

Det konkluderes med at regularitet og sikkerhet er ivaretatt, ved å utføre de endringer som er foreslått og anbefalt, før man legger om til drift med en pumpe.

Tiltaket gir økonomisk gevinst, redusert energiforbruk og utslipp til luft.

- Nåverdi i år 2020: 25 millioner Nkr
- Redusert energiforbruk: 11 537 kWh/år
- Redusert CO₂ utslipp: 2406 tonn/år
- Redusert NO_x utslipp: 11,6 tonn/år

7.2 Senke pumpetrykket

Tiltaket anbefales. Heidrun kan skifte impellere i 2 av sine råoljepumper for å senke pumpetrykket. Det er ikke identifisert negative sider ved tiltaket.

Tiltaket gir økonomisk gevinst og reduksjon av energiforbruk og utslipp til luft.

- Nåverdi i år 2020: 22,5 millioner Nkr
- Redusert energiforbruk: 11 537 kWh/år
- Redusert CO₂ utslipp: 2406 tonn/år
- Redusert NO_x utslipp: 11,6 tonn/år

7.3 Nedgradere PAS funksjon

PAS funksjonen for PAHH på råoljeeksportpumpene kan nedgraderes fra PAS 3.1 til et PAS nivå som kun stopper kilden til overtrykking.

Det er ikke identifisert negative konsekvenser av dette tiltaket.

Tiltaket gir økonomisk gevinst, økt energiutnyttelse og reduksjon av utslipp til luft.

- Nåverdi i år 2020: 64,7 millioner Nkr
- Økt energiutnyttelse: 0,053 %
- Redusert CO₂ utslipp: 882,4 tonn/år
- Redusert NO_x utslipp: 331,2 kg/år

8. Litteratur og andre kilder.

1. **StatoilHydro**. STID: Statoil Technical Information and Documentation system.
2. —. PROSTY : Daily production and operation reports.
3. —. DCSS system, historikk og trendsystem.
4. —. Systemansvarlig ingeniør, Marit Berg.
5. —. Styrende dokumentasjon, ISO 10418. *Prosesssikringsystemer*. s.l. : Norsk Standard. Vol. 2003.
6. —. DCSS system, avleste verdier oljemålestasjon.
7. —. Ingeniør roterende utstyr, v Kjell Danilel Olsen.
8. **Statistisk sentralbyrå**. Statistisk sentralbyrå. *husholdningenes energiforbruk*. [Internett] 2008. [Sisert: 17 mai 2009.] <http://www.ssb.no/husenergi/tab-2008-04-28-01.html>.
9. **StatoilHydro**. DCSS system. Målte verdier gasskromatograf.
10. —. Styrende dokumentasjon, ISO 6976. *Naturgass, beregning av brennverdier*. s.l. : Norsk Standard. Vol. 2005, 1.
11. —. Utslippsfaktorer til luft, årsrapportering 2008.
12. **Lauritsen, Britt Rystad og Odd**. *Kjemi og miljøkunnskap*. s.l. : nki forlaget, 2006.
13. **NAF**. www.naf.no. [Internett] <http://www.naf.no/NAF-i-samfunnet/Bilteknologi/About-NAF>.
14. **StatoilHydro**. Overingeniør for energiledelse i UPN, Inge Brigte Gytri.
15. —. PDI, prosess data ingeniør, Johnny.
16. —. Ansvarlig Ingeniør for roterende utstyr; Ole Birger Svendsgaard.
17. —. Ansvarlig måletekniker Leif Jarle Vikshåland.
18. —. DCSS system. Målte verdier avlest på skjerm.
19. Oljedirektoratet. *npd.no*. [Internett] [Sisert: 21.05 mai 2009.] http://www.npd.no/Norsk/Emner/Ressursforvaltning/Ressursregnskap_og_analyse/norsk_sokkel_1_2004_petroleumfuturum_fat.htm.

9. Vedlegg

9.1 Vedlegg A - Forskningsdesign

Tema: Energiledelse Offshore.

Formål og problemstilling:

- Identifisere konkrete tekniske og operasjonelle tiltak som kan bidra til å forbedre energieffektiviteten på bore og produksjonsplattformen Heidrun.
- Beregning av miljøgevinst og kost/ nytte for tiltakene.

Definisjon av viktige begreper:

Energi:

Ordet energi brukes her i betydningen kraftforbruk, målt i kWh eller MWh.

Energiledelse:

Energiledelse er den delen av en virksomhets oppgave som aktivt bidrar til at energien utnyttes effektivt og optimalt.

Energiledelse er et verktøy som bidrar til at lønnsomme adferds og investeringstiltak blir identifisert og gjennomført.

Energieffektivitet:

Bedret energieffektivitet innebærer mindre energiforbruk per eksportert oljeekvivalent, og

måles i $\frac{kWh}{o.e}$

Mindre energiforbruk fører til reduserte utslipp av CO₂ og NO_x.

Energieffektivitet kan indirekte måles i antall kg utslipp av CO₂ per eksportert oljeekvivalent.

$\frac{kg CO_2}{o.e}$

Miljøgevinst:

Reduserte utslipp av NO_x og klimagassen CO₂ til luft.

Kost/Nytte:

Direkte kostnader som følge av endringer og tiltak beregnes i Norske Kr.

Med nytte menes økonomisk gevinst og /eller redusert forbruk av energi.

Oljeekvivalent, o.e

1 o.e = 1 Sm³ olje (Standardkubikkmeter olje) = 1000 Sm³ gass = 1 Sm³ o.e

1 Standardkubikkmeter, Sm³, = 1 kubikkmeter ved 15 °C og 1,01325 bar (luftrykk)

Objekt: Energieffektivisering.

Teoretiske Variable:

- Tekniske og operasjonelle variable.
- Kost/nytte og miljøgevinst.

Empirisk variable:

Utstyr unødvendig i drift:

- Identifisere utstyr som går/ er i drift unødvendig.
- Undersøke om det er unødvendig dublering av utstyr i drift.

Logikkstyring eller endring av logikk

- Endre eller innføre logikkstyring for å unngå unødvendige driftstimer av utstyr.
- Vurdere PAS nivå (PAS= prosess avstengning) og evt. nedstengningslogikk.

Trykkforhold

- Undersøke muligheten for reduksjon av unødvendig høye trykk med påfølgende trykkreduksjon.

Oppgradering av utstyr:

- Vurdere bytte av impellere i råoljepumper.

Kostnader:

- Beregne direkte utgifter i Norske kroner knyttet til tiltak og endringer, som for eksempel innkjøp av nytt utstyr.
- Anslå kostnader for arbeidstimer til å utføre eventuelle endringer eller ny - installasjoner.

Nytte og miljøgevinst:

- Estimere redusert kraftforbruk i KWh pr eksportert o.e som følge av endringer eller tiltak.
- Beregne reduksjon i utslipp av NOx og klimagassen CO₂ i kg eller tonn pr år, og derav redusert NOx og CO₂ avgift.
- Anslå eventuell økning i antall eksporterte oljeekvivalenter.
- Beregne nåverdi for tiltakene.

Forutsetninger:

- Tiltakene eller endringene skal ikke virke negativt inn på sikkerhet eller regularitet.
- Uttesting av endringer og tiltak ved hjelp av prosess-simulator i den grad det er mulig, med hensyn til tilgjengelighet og egnethet.
- Eksperimentell testing i prosessanlegg i de tilfeller dette er mulig. Eventuell testing skal ikke gå på bekostning av regularitet eller sikkerhet.
- Utregninger i forhold til kost/nytte og miljøgevinst utføres etter beste evne ut i fra kunnskapsnivå og mulighet for innhenting av beregningsunderlag.

Energiledelse offshore

Bacheloroppgave våren 2009
Av Hilde Sandberg

Energiledelse offshore handler om energieffektivisering for installasjoner på Norsk sokkel. Hovedmålet er å redusere utslippet av klimagasser. Denne Bacheloroppgaven skal bidra i arbeidet med å finne operasjonelle og tekniske tiltak som kan føre til redusert energiforbruk på produksjonsplattformen Heidrun i Norskehavet.

Klasse : 06HBINMA
Veileder ved HiG: Terje Bokalrud
Oppdragsgiver: StatoilHydro
Kontaktpersoner: Inge Brigt Gytri
og Marit Berg



StatoilHydro



