



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industriell Økonomi / prosjektledelse/ boring	Vårsemesteret, 2015 Konfidensiell
Forfatter: Ingfrid Kristine Lima (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Atle Øglend (Professor ved Universitet i Stavanger) Veileder(e): Atle Øglend (Professor ved Universitet i Stavanger) Glen Houghton (Business Development Manager, Baker Hughes)	
Tittel på masteroppgaven: Forbedring av offshore effektivitet ved hjelp av Integreerte Operasjoner Engelsk tittel: Improving offshore efficiency using Integrated Operations	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Beacon Besparelse Økonomisk effektivisering Integreerte Operasjoner Nivå 3	Sidetall: 61 Stavanger, 15. juni 2015

“Forbedring av offshore effektivitet ved hjelp av Integreerte Operasjoner”

Ingfrid Kristine Lima

Industriell Økonomi (prosjektledelse og boring)

Våren 2015



Forord

Denne rapporten representerer den avsluttende delen i masterstudiet i Industriell Økonomi ved Universitet i Stavanger. Oppgaven omfatter 30 studiepoeng, som tilsvarer et semester. Oppgaven omhandler et tema og en problemstilling som jeg finner interessant og som engasjerer meg da jeg jobber innenfor bransjen. Oppgaven har bydd på utfordringer og vært tidkrevende, men samtidig lærerik og spennende.

Jeg vil rette en stor takk til veileder og kollega Glen Houghton (Business Development Manager, Baker Hughes) som kom opp med et spennende tema om hva jeg kunne skrive om, og ikke minst god veiledning gjennom prosessen med oppgaveskrivingen.

Takk også til Tom Williams (Directional Driller Supervisor, Baker Hughes) for god hjelp og diskusjon rundt emnet. Jeg vil også takke ulike personer i Baker Hughes for deres innspill.

Videre vil jeg rette en stor takk til min veileder og fagansvarlig ved Universitet i Stavanger, Atle Øglend, for alltid å ha hatt en åpen dør, og gitt god veiledning og tilbakemelding gjennom prosessen med oppgaveskrivingen.

Til slutt vil jeg gi en stor takk til min familie som har stilt opp og støttet meg gjennom hele studieperioden ved Universitet i Stavanger.

Sammendrag

Oppgavetittelen er «Forbedring av offshore effektivitet ved hjelp av Integreerte Operasjoner».

Integreerte Operasjoner (IO) har vært på agendaen i mange år som en fellesbetegnelse på en metodikk for å bedre lønnsomhet, kvalitet, samarbeid og ikke minst HMS innenfor petroleumsnæringen. Oppgaven, som også beskriver IO's historie og utvikling, har hovedfokus på Baker Hughes' utvikling av IO som en metodikk og et konkurransefortrinn i egen virksomhet.

Integrering, bruk av IKT/teknologi og krysstrening av personell har forbedret IO som metodikk, gitt økt lønnsomhet/lavere kostnader og bedre HMS resultater. Det er likevel viktig å videreutvikle metodikken for å forbli konkurransedyktig. Nøkkelen er å kunne tilby en tjeneste til en pris og kvalitet som kunden finner tilfredsstillende. For leverandør er HMS, lønnsomhet, fleksibilitet/kompetanse i arbeidsstokk og arbeidsmiljø viktige faktorer.

Gjennom analyser i oppgaven ser vi at Baker Hughes' videreutvikling av IO til nivå 3 kan bidra i så måte. Samtidig ser vi at kostnader ikke er «alt». Kostnader må holdes opp mot HMS og kvalitet. Som vi ser fra intervju så spiller «the human factor» inn. Overbelastning av ansatte vil kunne føre til sykemeldinger, dårlig arbeidsmiljø og feilleveranser, noe som ingen er tjent med på sikt. Samtidig burde krysstrening, nye, mer varierte arbeidsoppgaver kunne framstilles og aksepteres som positivt og en bedring av arbeidssituasjonen.

Uansett så vil utviklingen gå videre. Både leverandør og kunde vil søke etter synergier og bedre måter å levere tjenester på. Svakere oljepris vil ikke minst stimulere oljeselskapene til å sette fokus på kostnadsbesparelser og effektiv ressursutnyttelse.

Innholdsfortegnelse

FIGUR OVERSIKT	VI
TABELL OVERSIKT	VII
FORKORTELSER	VIII
DEFINISJONER	IX
1 INTRODUKSJON	1
1.1 MOTIVASJON OG BAKGRUNN	1
1.2 PROBLEMSTILLING	2
1.3 BEGRENINGER	3
1.4 OPPGAVENS OPPBYGNING	3
2 METODE	4
2.1 KVANTITATIVT	4
2.2 KVALITATIVT	4
3 INTEGRERTE OPERASJONER	5
3.1 BEGREPET INTEGRERTE OPERASJONER (IO)	5
3.2 OPPRINNELSENS TIL IO	7
4 BAKER HUGHES	8
4.1 OFFSHORE – PERSONELL	8
4.1.1 DATAOPERATØR (DO)	8
4.1.2 MEASUREMENT WHILE DRILLING (MWD)	8
4.1.3 ADVANCED REAL TIME ENGINEER (ARTE)	8
4.1.4 DIRECTIONAL DRILLER (DD)	9
4.1.5 LOGGING SPECIALIST/ RADIATION PROTECTION SUPERVISOR (LS/RPS)	9
4.1.6 SAMPLE CATCHER (SC)	9
4.1.7 LOGGING GEOLOGIST (LG)	9
4.1.8 DIRECTIONAL DRILLER RADIATION PROTECTION SUPERVISOR (DDx/DDRPS)	9
4.1.9 TOOL SPECIALIST (TOS)	9
4.2 UTVIKLING AV IO I BAKER HUGHES	10
4.2.1 FØRSTE FASE – PILOTFASE	10
4.2.2 FASE 2	10
4.3 BAKER HUGHES – I DAG	11
4.4 BEACON "REMOTE SENTER"	12
4.4.1 BEACON GEOSCIENCE (RNS)/ FORMATION EVALUATION (FE)	13
4.4.2 BEACON DRILLING OPTIMIZATION ENGINEER (DOE)	14
4.4.3 BEACON TECHNICAL SUPPORT (TS)	14
4.4.4 BEACON WELL PLACEMENT (WP)	14
5 ULIKE NIVÅER (BESKRIVELSE)	15
5.1 NIVÅ 1	15
5.2 NIVÅ 2	15
5.3 NIVÅ 3	17
6 TIDLIGERE STUDIER	20
7 DAGENS SITUASJON / IMPLEMENTERING AV NIVÅ 3:	23

<u>8</u>	<u>SWOT –NIVÅ 1- NIVÅ 2</u>	<u>28</u>
<u>9</u>	<u>SAMMENLIKNING AV PERSONELL, NIVÅ 2 OG NIVÅ 3</u>	<u>29</u>
9.1	NIVÅ 2	29
9.2	ARTE PÅ LAND, NIVÅ 3	30
9.3	DDx/DDRPS, NIVÅ 3	31
9.4	WP & ToS, NIVÅ 3	31
9.5	DISKUSJON/ KONKLUSJON	34
<u>10</u>	<u>KOSTNADER BAKER HUGHES</u>	<u>37</u>
10.1	LØNNKOSTNADER	37
10.2	GENERELT	37
10.3	LØNNKOSTNADER FOR DE ULIKE STILLINGENE	38
10.4	KOSTNADSANALYSE	39
10.5	ARTE PÅ LAND	41
10.6	DDx/DDRPS	41
10.7	WP&ToS	41
<u>11</u>	<u>KURSING – KRYSSSTRENING</u>	<u>45</u>
11.1	NIVÅ 3 – ARTE PÅ LAND	45
11.2	NIVÅ 3 – DDx/DDRPS	45
11.3	NIVÅ 3 – WP & ToS	45
<u>12</u>	<u>KOSTNADER – KUNDE (OPERATØR)</u>	<u>48</u>
12.1	HELIKOPTERTURER	48
12.1.1	ARTE PÅ LAND	48
12.1.2	DDx/DDRPS	49
12.1.3	WP&ToS	49
12.1.4	EKSTRA PRIS NIVÅ 3	50
<u>13</u>	<u>BESPARELSE</u>	<u>51</u>
13.1	BAKER HUGHES	51
13.2	KUNDE	51
<u>14</u>	<u>INTERVJU/ ORGANISATORISKE FORHOLD</u>	<u>53</u>
<u>15</u>	<u>SWOT ANALYSE</u>	<u>54</u>
15.1	NIVÅ 2- NIVÅ 3 ARTE PÅ LAND	54
15.2	NIVÅ 2- NIVÅ 3 DDx/DDRPS	54
15.3	NIVÅ 2- NIVÅ 3 WP&ToS(PILOT)	55
<u>16</u>	<u>DRØFTING OG DISKUSJON</u>	<u>56</u>
16.1	ARTE PÅ LAND	56
16.2	DDx/DDRPS	57
16.3	WP&ToS	57
<u>17</u>	<u>KONKLUSJON</u>	<u>59</u>
<u>18</u>	<u>KILDER</u>	<u>60</u>

Figur oversikt

Figur 1: Viser elementene i en SWOT-analyse	ix
Figur 2: Viser et mangfold av bedrifter med ulike betegnelser på IO ⁸	5
Figur 3: Integrering av mennesker og teknologi ⁸	6
Figur 4: Logger uniten	8
Figur 5: Viser et utklipp av boreparametere ²²	8
Figur 6: Viser LG sitt kontor	9
Figur 7: Spesialister på "tools"	9
Figur 8: Utviklingen til Beacon Norge	12
Figur 9: Beacon ¹⁷	12
Figur 10: Beacon DOE ¹⁷	12
Figur 11: Skisse av Beacon ²²	13
Figur 12: Beacon GeoScience (RNS) ¹⁷	13
Figur 13: Beacon DOE, boreparameter ¹⁷	14
Figur 14: Beacon WP ¹⁷	14
Figur 15: Viser de ulike alternativer innen nivå 3	17
Figur 16: Viser effekten av IO ³	20
Figur 17: Viser effekten av IO ³	21
Figur 18: Nivå 2 ¹⁶	25
Figur 19: Nivå 3 ¹⁶	26
Figur 20: Nivå 2, % fordeling offshore vs Beacon	29
Figur 21: Nivå 3 (ARTE på land) % fordeling offshore vs Beacon	30
Figur 22: Nivå 3 (DDx/DDRPS) % fordeling offshore vs Beacon	31
Figur 23: Nivå 3 (WP&ToS, alternativ 1) % fordeling offshore vs Beacon	32
Figur 24: Nivå 3 (WP&ToS, alternativ 2) % fordeling offshore vs Beacon	34
Figur 25: Stolpediagram nivå 2 og nivå 3; ulike alternativer	34
Figur 26: Bilde av halvt nedsenkbar plattform (flyter) COSL Innovator ²⁴	39
Figur 27: Viser effekten av WP på lønnskostnader	43
Figur 28: Kurs for å bli ToS ²³	45
Figur 29: Kurs for å bli WP ²³	46

Tabell oversikt

Tabell 1: RASCI analyse nivå 2 ¹⁶	16
Tabell 2: RASCI analyse nivå 3, ARTE på land	18
Tabell 3: RASCI analyse nivå 3, WP&ToS	19
Tabell 4: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 2	29
Tabell 5: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3, ARTE på land	30
Tabell 6: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3, DDx/DDRPS	31
Tabell 7: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3, WP&ToS (alternativ 1)	32
Tabell 8: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3, WP&ToS (alternativ 2)	33
Tabell 9: Lønnskostnader per årsverk	38
Tabell 10: Gjennomsnittlig antall timer per rigg 2014	39
Tabell 11: Tiden det tar å bore en seksjon	40
Tabell 12: Timer per seksjon nivå 2	40
Tabell 13: Lønnskostnader per time	40
Tabell 14: Lønnskostnad nivå 2	40
Tabell 15: Differanse lønnskostnad nivå 2 og nivå 3	41
Tabell 16: Lønnskostnader nivå 3, WP&ToS (alternativ 1)	42
Tabell 17: Lønnskostnader nivå 3, WP&ToS (alternativ 2)	42
Tabell 18: Alternativ 1, WP&ToS	43
Tabell 19: Alternativ 2, WP&ToS	43
Tabell 20: Kostnad for kurs ToS	47
Tabell 21: Kostnad for kurs WP	47
Tabell 22: Antall helikopterturer (tur-retur)	48
Tabell 23: Kostnad helikopterturer, kost & losji, nivå 3 ARTE på land	48
Tabell 24: Kostnad helikopterturer, kost & losji, nivå 3 DDx/DDRPS	49
Tabell 25: Kostnad helikopterturer, kost & losji, nivå 3 WP&ToS (alternativ 1)	49
Tabell 26: Kostnad helikopterturer, kost & losji, nivå 3 WP&ToS (alternativ 2)	49
Tabell 27: Differanse i pris nivå 3	50
Tabell 28: Ekstra pris nivå 3	50
Tabell 29: Besparelse Baker Hughes, nivå 3	51
Tabell 30: Besparelse kunde, nivå 3	51

Forkortelser

ARTE = Advanced Real Time Engineer
ASCII = American Standard Code for Information InterChange
BEACON = Baker Expert Advisory Center Operations Network
BHA = Bottom Hole Assembly
CCTV = Closed Circuit Television
DD(x) = Directional Driller
DO = Data Operator
DOE = Drilling Optimization Engineer
ECD = Equivalent Circulating Density
EOW = End Of Well
FE = Formation Evaluation
G&G = Geologists and Geophysicist
L/D = Lay Down
LG = Logging Geologist
LS = Logging While Drilling Specialist
LWD = Logging While Drilling
M/U = Make Up
MWD = Measurement While Drilling
NPT = Non Productive Time
POB = Personnel On Board
OC = Quality Control
QA = Quality Assurance
RASCI = Responsibility assignment matrix (Responsible, Accountable, Support, Consult, Inform)
RNS = Reservoir Navigation Service
RSS = Rotary Steerable System
SC = Sample Catcher
TS = Technical Support
ToS = Tool Specialist
UHF = Ultra High Frequency

Definisjoner

RASCI kart

Er et verktøy en bruker for å liste opp mennesker som er assosiert med et prosjekt og hvilke ansvar de har. Det blir brukt for å liste opp interessenter ("stakeholders"), oppgaver, og ansvar gitt ved følgende beskrivelse;

"Responsible" = De som utfører arbeidet

"Accountable" = De som er ansvarlig for å gjennomføre leveransen

"Consulted" = De du søker råd hos

"Informed" = De som blir oppdatert på fremdriften¹

SWOT analyse

SWOT analyse er et verktøy som brukes for å gjennomføre en oversiktlig idemyldring og munnner ut i en oppsummering som kartlegger;

- potensielle interne styrker
- potensielle interne svakheter
- potensielle eksterne muligheter som bør ivaretas og være klar over i fremtiden
- potensielle eksterne trusler eller hindringer som bedriften kan støte på hvis man ønsker å realisere foreliggende muligheter²



Figur 1: Viser elementene i en SWOT-analyse

1 Introduksjon

På slutten av 90 -tallet startet Statoil (den gang StatoilHydro) et program for fjernstyrt overvåking av data og nedbemanning av boreområdet offshore ved hjelp av ekstern støtte på land. Dette medførte at riggbaserte arbeidsoppgaver ble overført til fjernstyrte operasjons-sentre på land. Det har endret måten man opererer på i dag og vil også være med å påvirke hvordan automatiseringen vil bli videreutviklet og integrert i fremtiden.

Reduksjon av personell om bord (POB) og implementering av fjernstyrte operative modeller som følge av Integreerte Operasjoner har ført til store reduksjoner i kostnader samtidig som det har redusert HMS eksponeringen offshore.³

Automatiserte systemer i kombinasjon med flerfunksjonelle posisjoner i operasjons-sentrene og nedbemanning på riggene (reduert POB) er neste steg i automatiseringen av den totale boreprosessen. I denne masteroppgaven blir dette belyst, herunder Baker Hughes' neste steg i utviklingen av Integreerte Operasjoner.

Videreutvikling av Integreerte Operasjoner er ett av mange tiltak for å redusere kostnadene i næringen, og, fra Baker Hughes' side, bedre konkurranseevnen for å imøtekomme stadig hardere krav fra operatørselskapene. Den type effektivisering som videreutvikling av Integreerte Operasjoner innebærer, er ikke minst viktig i et høykostland som Norge og derved for norsk sokkels konkurranseposisjon i en tid hvor operatørselskapene reduserer investeringer og foretar stadig hardere prioriteringer mellom prosjekter.

1.1 Motivasjon og bakgrunn

Med en Bachelor-grad i petroleumsteknologi, valgte jeg å fortsette utdannelsen med mål om å ta master i Industriell økonomi, retning prosjektledelse og boring. Dette har gjort at jeg har fått kombinere både boretekniske fag, prosjektledelse og økonomiske fag. I prosessen med å finne tema og problemstilling ønsket jeg å skrive om noe som var rettet mot oljeindustrien og økonomisk effektivisering.

Etter endt bachelorgrad fikk jeg jobb i Baker Hughes som "Field Specialist". Som "Field Specialist", nærmere bestemt Advanced Real Time Engineer (ARTE) har jeg fått et innblikk av bransjen og erfaring i "feltet" (offshore). ARTE stillingen er del av nivå 2 i utviklingen av Integreerte Operasjoner og kom til som en konsekvens av teknologisk utvikling og redefinering av roller. Således falt det meg naturlig å høre med bedriften om de hadde et relevant område jeg kunne bygge min masteroppgave rundt og få bruke bredden i min utdanning og erfaringen fra arbeidslivet.

Temaet "Forbedring av offshore effektivitet ved hjelp av Integreerte Operasjoner" er et tema som engasjerer meg og det er et tema som gjenspeiler dagens krav i

industrien, nærmere bestemt det å tilstrebe og ligge et trinn foran konkurrentene for å være konkurransedyktige i markedet.

Vi leser nærmest daglig i pressen om initiativ til å redusere kostnader og bedre konkurransevnen. Initiativene kommer både fra teknologileverandører og fra oljeselskapene selv. Eksempler på dette er utvikling av en borerobot som skal bidra til å fullautomatisere store deler av boreoperasjonene på plattformer. Selskapet bak utviklingen er Robotic Drilling Systems, hvor Oddfjell Drilling eier 28 % , Statoil 24 % og også Shell og ConocoPhillips er inne på eier siden.⁴

Et annet eksempel er Statoil's effektiviseringsprogram STEP (Statoil Technical Efficiency Programme). I følge Statoil's egen hjemmeside er formålet med programmet å adressere fundamentale utfordringer rundt effektivitet og konkurransedyktighet. Forenkling og prioritering av ressurser er nøkkelord her. Programmet involverer både interne endringer i selskapet og endringer i forhold til leverandører. Målet er å oppnå en årlig besparelse på 1,6 milliarder USD årlig fra 2016. Et delmål er å redusere boretiden med 25%.⁵

1.2 Problemstilling

Formålet med oppgaven er å se på utviklingen av Integrerte Operasjoner, herunder å se på videreutvikling og effektivisering av Integrerte Operasjoner i Baker Hughes.

Temaet for oppgaven er som nevnt innledningsvis "Forbedring av offshore effektivitet ved hjelp av Integrerte Operasjoner". For å snevre temaet inn har jeg valgt å ta utgangspunkt i dagens situasjon, "nivå 2" av Integrerte Operasjoner, for så å se på "nivå 3" og hva som kan gjøres videre for å effektivisere og å redusere kostnader, samtidig som man har HMS i tankene.

Når det gjelder nivå 3 så har jeg spesifikt fokusert på tre grener som Baker Hughes vurderer. Målet med oppgaven er å se på hva som kan gjøres på nivå 3 for å redusere kostnadene og gi økonomisk gevinst. Vurderingene vil være både kvantitative og kvalitative (e.g HMS).

Samtidig som jeg analyserer og ser på kostnader og økonomisk gevinst, vil jeg gjøre en SWOT analyse for hver av de tre alternativer en har innenfor nivå 3. Videre vil jeg se på hvor mye kunden kan spare på å velge nivå 3, som igjen vil gi Baker Hughes et fortinn i et konkurransedyktig marked. Jeg vil også analysere organisatoriske tilpasninger ved å gå fra nivå 2 til nivå 3.

Målet med videreutvikling av nivå 2 er å gjøre Baker Hughes mer konkurransedyktig på norsk sokkel, men også internasjonalt. Her, som med ARTE konseptet, går selskapet i bresjen for å innføre nye metoder som kan gi kostnadsbesparelse og et mer effektivt arbeid. Effektivisering er blitt enda mer aktuelt med dagens kostnadsfokus i petroleumsnæringen. Nye, effektive arbeidsmetoder vil kunne være et viktig konkurransefortrinn for Baker Hughes

fremover. Dersom metoden viser seg lønnsom vil den etter all sannsynlighet kunne brukes globalt også.

1.3 Begrensinger

Det initieres som nevnt i dag en rekke effektiviserings- og kostnadsreduksjonsprogrammer i oljeindustrien etter en lengre periode med sterkt økende kostnader. Slike programmer var på terskelen allerede før fallet i oljeprisen fra sommeren 2014, og er blitt ytterligere aktualisert på grunn av prisfallet. Oppgaven her ser imidlertid kun på ett spesifikt tiltak, videreutvikling av Integreerte Operasjoner.

1.4 Oppgavens oppbygning

Oppgaven er bygget opp med at en starter med det generelle, hva Integreerte Operasjoner er og opprinnelsen til Integreerte Operasjoner.

Videre under kapittel 4 tar oppgaven for seg Baker Hughes' involvering i og utvikling av Integreerte Operasjoner. Her får man en innføring i utviklingen av Integreerte Operasjoner i Baker Hughes, Baker Hughes i dag og Beacon (Baker Expert Advisory Center Operations Network) som er Baker Hughes "remote" senter, lokalisert i Tananger.

Deretter, i kapittel 5, tar oppgaven for seg de ulike utviklingstrinn (nivåer) innen Integreerte Operasjoner (nivå 1, nivå 2 og nivå 3).

Kapittel 6 tar for seg en vurdering av effekten av Integreerte Operasjoner så langt, bl.a. ved å referere til tidligere studier og ved å påvise verdiskapning for Baker Hughes ved å gå fra nivå 1 til nivå 2.

Kapittel 7 tar for seg dagens situasjon, implementeringen av nivå 3.

Kapittel 8 en SWOT analyse av å gå fra nivå 1 til nivå 2.

Videre, i kapittel 9, tar man for seg videreutviklingen av Integreerte Operasjoner i Baker Hughes. Her beskrives nivå 3 relativt detaljert som en basis for videre analyser.

I kapittel 10 gjøres en sammenlikning av personell, hvor man ser på hvor mange hoder en sparer ved videreutvikling av Integreerte Operasjoner.

I kapittel 11 analyseres kostnadene ved nivå 2 og nivå 3.

I kapittel 12 ser man på operatørens kostnader (her Statoil).

I kapittel 13 ser man på besparelsen en kan oppnå ved nivå 3 både for Baker Hughes og kunde.

Videre tar oppgaven for seg det organisatoriske ved å gå fra nivå 2 til nivå 3.

Til slutt kommer en drøftings- og diskusjonsdel, før selve konklusjonen.

2 Metode

I min analyse har jeg tatt i bruk både kvantitative og kvalitative metoder. Informasjonskilder for arbeidet har i hovedsak vært:

- **Intervju:** Flere forskjellige personer innenfor Surface logging system(SLS) gruppen og Measurement While Drilling (MWD) gruppen.
- **Litteratursøk:** Når det kommer til litteratursøk har jeg hovedsakelig benyttet meg av å søke i biblioteket ved Universitet i Stavanger sin data base. Herunder; onepetro. Videre har jeg brukt google, oppslagsverk og lærebøker. Har også benyttet meg av Baker Hughes interne hjemmeside.
- **Presse og media:** Nyhetsoppdateringer og pressemeldinger.
- **Samtaler:** Gjennom samtaler med Business Development Manager Glen Houghton i Baker Hughes, har jeg fått mye relevant informasjon til oppgaven. Videre har jeg hatt kontakt og fått informasjon og tallmaterieell fra personer i ulike avdelinger i Baker Hughes.
- **Taleopptak:** Har benyttet meg av taleopptak under samtaler og diskusjon rundt temaet med Tom Williams (Supervisor Directional Drilling)

2.1 Kvantitativt

Her er det i hovedsak kostnadsoversikter og analyser basert på disse som er benyttet, samt analyser av rigger og operasjoner.

2.2 Kvalitativt

Når det gjelder kvalitative metoder er det benyttet vurderinger basert på informasjon fra ulike kilder. HMS og kvalitet på beslutningsunderlag er viktige faktorer her.

3 Integrerte Operasjoner

Siden tidlig 1970 tallet da oljen for første gang ble funnet og utvunnet på norsk sokkel har den vært den viktigste bidragsyter til fremvekst av norsk økonomi og velferd.⁶ Oljen, og senere gassen, har skapt et mangfold av arbeidsplasser og gjort Norge til et rikt land med høy levestandard. I 2013 var 63 000 personer direkte sysselsatt i olje og gass virksomheten.⁷ Tar man med ansatte i ulike støttefunksjoner og avledede funksjoner blir tallet vesentlig større. Hele 330.000 personer er et tall som har versert i pressen den siste tiden.

Sysselsettingen i bransjen har variert over tid, i stor grad som følge av oljeprisutviklingen, men den langsiktige trenden har vist en stabil økning. Med eskalerende kostnader og siste tids kraftige fall i oljeprisen har imidlertid operatørselskapene sett seg nødt til å kutte ned på antall ansatte. Dette har videre fått ringvirkninger for service selskapene som også har måttet kutte ned på antall ansatte.

For å effektivisere og sikre et solid økonomisk grunnlag for videreutvikling av næringen er det viktig å se på muligheter for å forbedre dagens måte å jobbe på, herunder IO. Dette er viktig, ikke bare for enkelt-selskaper, men også for norsk sokkel og Norge, da Norge er et høykostland, noe som ikke minst gjenspeiler seg i høye lønnskostnader.

3.1 Begrepet Integrerte Operasjoner (IO)

Integrerte Operasjoner (IO) er en av mange betegnelser som refererer til mennesker, teknologi og måter å jobbe på innenfor olje- og gassindustrien.

Betegnelsen er ofte bedriftsspesifikk og andre betegnelser på Integrerte Operasjoner er Smart Drift

(Petro), eDrift (Hydro), «Smart Fields» (Shell), «Field of the future» (BP), «Real Time Operations» (Halliburton), «Smart Wells» (Schlumberger) og «i-fields», eDrift (OD), Digital oil field of the future/DOFF (CERA), Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM (Cap Gemini).⁹



Figur 2: Viser et mangfold av bedrifter med ulike betegnelser på IO⁸

IO omfatter arbeidsprosesser, driftsformer og metoder som er gjort mulig ved hjelp av nyvinninger innenfor IKT. Ved hjelp av IO er det mulig å kommunisere og levere sanntidsdata uavhengig av lokasjon. IO løser utfordringene med å

kunne samarbeide på tvers av grenser og mellom land og offshore i sanntid. IO har ført til en tettere integrasjon av offshore- og onshore personell og samtidig ført til en tettere integrering mellom operatørselskaper og serviceselskaper.

Integrerte Operasjoner har ført til en merkbar endring og en utvasking av skillet mellom selskap, faggrupper og disipliner ved hjelp av teknologi og bruken av sanntidsdata.

Beslutningssløyer er forventet å bli forkortet basert på økt bruk av sanntidsdata. IO vil være med på å støtte store endringer i krav til bemanning offshore og etablering av nye, multifunksjonelle stillinger i olje- og gassindustrien. Produksjonen fra modne felt i Nordsjøen vil avta. Dermed spiller evnen til å redusere både vedlikeholds- og driftskostnadene en avgjørende rolle for å sikre fremtiden til disse modne feltene. Her vil IO spille en viktig og sentral rolle for å kunne tilpasse seg disse utfordringene og sikre levedyktighet og derved potensielt bedre utvinningsgraden og dermed feltenes totaløkonomi.¹⁰

Fiberoptisk nett (High bandwidth fiber optic networks) som gjør det mulig å sende/dele sanntidsdata med fjerne lokasjoner, sammen med en kombinasjon av moderne informasjons- og kommunikasjonsteknologi har gjort integrering av mennesker og sanntidsdata mulig.⁶

Integrerte operasjoner ble i Stortingsmelding nr. 38 – om petroleumsvirksomheten definert som: «Bruk av informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosesser for å oppnå bedre beslutninger, fjernstyre utstyr og prosesser, og til å flytte funksjoner og personell til land». ⁹



Figur 3: Integrering av mennesker og teknologi ⁸

3.2 Opprinnelsen til IO

Superior Oil var først ute med å forsøke å etablere datasentre for boredata som ga ut sanntids-logger og MWD data til team på land. Forsøkene med å forbedre rutinene for bore prosjektene la grunnlaget for fremtidig utvikling av IO-metodikken. Ideen var basert på tverrfaglig team som ved hjelp av høyteknologiske hjelpemidler delte en betydelig strøm av informasjon i sanntid. På denne måten økte man samarbeidet mellom ulike fagfelt, noe som igjen ga økt nøyaktighet og bedre beslutninger samtidig som man reduserte kostnader.⁶

Ideen bak å styrke støtten fra kontoret til offshore er ikke ny. Den første bølgen av boreoperasjonssentre kom i begynnelsen av 1980 årene på grunn av framskritt innen elektronisk kommunikasjon og computer teknologi. Først ute var Mobil's Drilling Data Center som utviklet seg fra Superior Oil's real time drilling data centre og Amoco's Drilling Command and Control system. Disse senterne leverte MWD data og sanntidslogger til landbaserte team. Også andre systemer ble utviklet på denne tiden, men de var ofte mer nisjepreget og mindre ambisiøse og fikk en relativt kort levetid.¹¹

Den første implementeringen av IO fant sted rundt årtusenskiftet. I 1997 startet Baker Hughes Inteq i samarbeid med Norsk Hydro og BP planlegging av et prosjekt, "Team 2000 konsept", som skulle legge til rette for flytting av mennesker fra offshore installasjoner til operasjonsservicesenter onshore. I 2000 ble prosjektet lansert med et operasjonssenter som kunne støtte opp mot fem offshore rigger samtidig.⁶

Operasjonssenteret var bemannet 24 timer i døgnet, 7 dager i uken. Konseptet ble solid forankret i selskapets mål og visjon. Det var, og er fremdeles ansett som, katalysatoren for å oppnå et gjennombrudd for nye, effektive arbeidsmetoder.¹¹ Dette konseptet ble senere omdøpt til «Baker Expert Advisory Center Operations Network» (Beacon), som det også heter i dag.

Hovedformålet var optimalisering av ressursforbruk, forbedrede beslutningsprosesser, redusere risiko, som samlet vil gi økt operasjonell effektivitet. Målet skulle oppnås ved bruk av IT. Riggpersonell kunne overføres til fjernstyrte operasjonssentre som skulle gi 24/7 støtte i sann tid.³

4 Baker Hughes

Baker Hughes' historie strekker seg tilbake til 1987 da Baker International og Hughes Tool Company slo seg sammen og Baker Hughes ble dannet.

Baker Hughes er ett av verdens ledende oljeservice selskap og leverer produkter og tjenester som bidrar til å finne og evaluere hydrokarboner i fasene boring, utvinning og produksjon. Selskapet er representert i ca 80 land. Baker Hughes sine operasjoner er delt i regioner; Nord Amerika, Latin Amerika, Europa, Afrika, Russia Caspian, Midtøsten og Asia Pacific.¹²

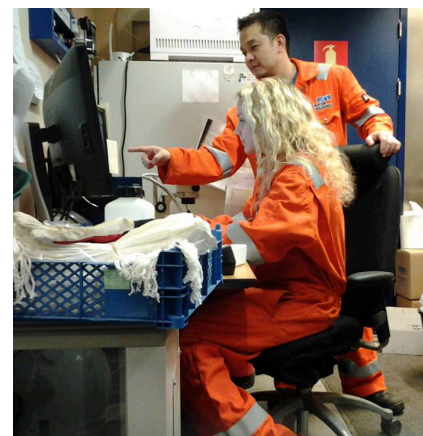
Baker Hughes Norge har over 1400 ansatte. Hovedkontoret til Baker Hughes Norge er lokalisert i Tananger.¹³ Baker Hughes er forøvrig nå i en prosess hvor de skal slå seg sammen med Halliburton. Aksjonærene i begge selskap har nå godkjent sammenslåingen ifølge pressemelding sendt ut 30. mars 2015.

4.1 Offshore – personell

Baker Hughes leverer flere ulike tjenester offshore. Nedenfor er en beskrivelse av stillinger offshore innenfor boring, nærmere bestemt SLS og MWD, som er av betydning for denne oppgaven og videreutvikling og effektivisering av IO.

4.1.1 Dataoperatør (DO)

Dataoperatør er "øynene" og "ørene" til driller. DO overvåker og prosesserer all overflate parameter. Hovedansvaret til DO er volum og brønnkontroll, samt å ha kontroll over dypet.



Figur 4: Logger uniten (eget arkiv)

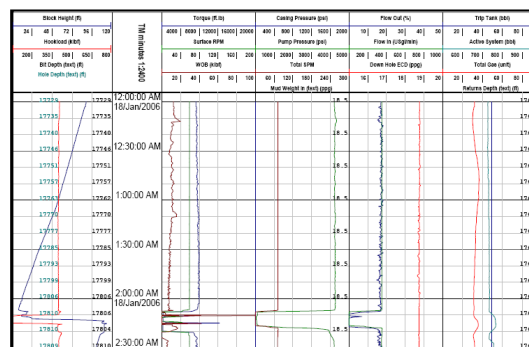
4.1.2 Measurement While Drilling (MWD)

MWD har ansvar for programmering av "tool" når de er på overflaten, samt å kommunisere med verktøyet når det er under overflaten. MWD mottar og dekoder "survey" og data fra formasjonen.

4.1.3 Advanced Real Time Engineer (ARTE)

ARTE gjennomfører både DO arbeid og MWD arbeid, med hjelp fra GeoScience på land i Beacon. ARTE er en løsning som ble innført for å effektivisere og redusere antall personer offshore (nivå 2).

ARTE har i hovedsak ansvar for volum og brønnkontroll, overvåking av gassnivå, dekodning, overføring av data, programmering av "tool" og MU&LD BHA.



Figur 5: Viser et utklipp av boreparametere²²

4.1.4 Directional Driller (DD)

DD er Baker Hughes "team leader offshore" og har hovedansvar for å styre brønnen etter brønnplanen.

4.1.5 Logging Specialist/ Radiation Protection Supervisor (LS/RPS)

LS/RPS har hovedansvar for oppfølging og overvåking av radioaktive kilder, samtidig som de også er spesialister på "tools".

4.1.6 Sample Catcher (SC)

SC blir kalt ut til riggen etter behov. Hovedansvar til SC er å ta prøver av borekaks som kommer opp over shaker.

4.1.7 Logging Geologist (LG)

LG blir kalt ut til riggen etter behov. Hovedansvaret til LG er å ta prøver, analysere og beskrive borekaks. Videre har de ansvar for overvåking av gass og gass-system. Ble innført da ARTE konseptet ble tatt i bruk (nivå 2).



Figur 6: Viser LG sitt kontor²²

4.1.8 Directional Driller Radiation Protection Supervisor (DDx/DDRPS)

DDx/DDRPS er en kombinasjon av DD og RPS. Her er en person krysstrent til å gjøre både RPS arbeid og DD arbeid.

4.1.9 Tool Specialist (ToS)

ToS er en stilling som er under utvikling hos Baker Hughes i dag. ToS skal ha ansvar for alt LS/RPS arbeid. I tillegg skal ToS dekke alle oppgaver som må gjøres offshore. Dette omfatter blant annet;

- Motta tool
- Måle og teste tool på dekk før en kjører det ned i hullet
- P/U & L/D tools, BHA
- Sende tool tilbake til land etter bruk
- Inventar
- Ansikt til ansikt kommunikasjon med rig crew
- Team leder offshore for Baker Hughes' boreteneste¹⁷



Figur 7: Spesialister på "tools"¹⁷

4.2 Utvikling av IO i Baker Hughes

Tidlig på 90-tallet startet Baker Hughes Inteq å overføre logge-data fra Gullfaks feltet til land. Metoden bestod av loggedata i ASCII format med lav oppløsning.

Telefonlinjene var dårlige og den varierende suksessen med å lese av data fjernstyrt åpnet ikke opp for at en kunne flytte personell fra offshore til land, da en ikke kunne stole på dataen en leste av.¹⁴

4.2.1 Første fase – Pilotfase

Som tidligere nevnt startet Baker Hughes Inteq i 1997 i samarbeid med Norsk Hydro og BP planlegging av et prosjekt, "Team 2000 konsept" som skulle legge til rette for flytting av mennesker fra offshore installasjoner til operasjonsservicesenter onshore.⁶

Organisasjonsmodellen som ble etablert i første fase av BEACON konseptet dro fordel av investeringer som var gjort tidligere innen fiberoptikk og ny kommunikasjonsinfrastruktur til å flytte arbeid som tidligere var gjort helt eller delvis offshore til fjernstyrte senter på land.

I fase 1 ble følgende endringer implementert;

- MWD ingeniører og DO ble fjernet offshore og flyttet inn til fjernstyrte operasjons sentre på land.
- DD ble opplært til å fysisk håndtere alle BHA (Bottom Hole Assembly) elementer, inkludert MWD verktøy, og gi støtte i grunnleggende MWD på riggen
- Overføring av sanntids data og kontroll gjennom web-basert applikasjoner ble etablert for å muliggjøre overvåking av drift, samt datahåndtering. Dette åpnet for fjern teknisk støtte og eksperter fikk oppdatert datatilgang noe som igjen førte til bedre beslutninger.
- Nye kommunikasjonsoppsett som dekket UHF (Ultra High Frequency) radio, direkte telefonlinjer mellom rigg og driftssenter på land, videokonferanser og CCTV (Closed Circuit Television).

Konseptet med å gå over til en fjernstyrt driftsmodell var vellykket, men man opplevde en del andre utfordringer i form av arbeidsforskrifter og fagforeningsavtaler knyttet til arbeidstid og kompensasjon. Av flere grunner ble det bestemt at modellen skulle avvikles i 2003 etter enighet mellom alle parter.³

4.2.2 Fase 2

I 2003 da Norsk Hydro's bore- service kontrakt gikk ut og et nytt anbud ble utlyst, ble IO angitt som standard leveranse modell. Som en forutsetning i anbudsdokumentene lå det inne at kostnadene med å tilby tjenester fra et driftssenter på land ble dekket av tjenesteleverandøren.

Anbudsrunderen ble vunnet av Baker Hughes INTEQ. Selskapet la inn sitt BEACON konsept i den nye kontrakten og fortsatte med å levere tjenester i henhold til

modellen som ble utviklet i pilotfasen. Men med utgangspunkt i de nye vilkår i kontrakten kom det fort frem at dette leveransekonseptet ikke var levedyktig.

Baker Hughes og Hydro besluttet å avslutte arbeidet med Integreerte Operasjoner etter datidens modell i 2004, samtidig som man satte i gang arbeid med å revidere og videreutvikle konseptet for å imøtekomme forventninger både hos tjenesteleverandør og hos kunde.

Den reviderte tjenesteleveransemodellen ble pilottestet på Trollfeltet høsten 2004 og kommersielle leveranser startet i januar 2005. Hovedelementene i modellen, som senere er kalt nivå 2, var utvikling av to nye stillingskategorier, implementering av en ny forretningsmodell, definering av landskift basert på arbeidsforhold sammen med fagforeningene og større fokus på forbedring av arbeidsprosesser sammen med nøkkelbrukere hos kunden.

Fokus for det reviderte konseptet var å redusere POB sammenlignet med standard driftsmodeller, styrke fokus på effektiv drift av rigger og øke arbeidsprosessintegreringen mellom tjenesteleverandørens "Formation Evaluation" (FE) støtte organisasjon og kundens geolog og geofysiker (G&G) gruppe. Sammen skulle dette gi forbedret grunnlag for sanntidsbeslutninger.¹⁰

4.3 Baker Hughes – i dag

I 2012 vant Baker Hughes en stor kontrakt (IDS kontrakten) med Statoil. Denne kontrakten innebar leveranse av integrerte bore-tjenester til 25 felt på norsk sokkel. Bore-tjenestene omfattet leveranse av følgende tjenester:

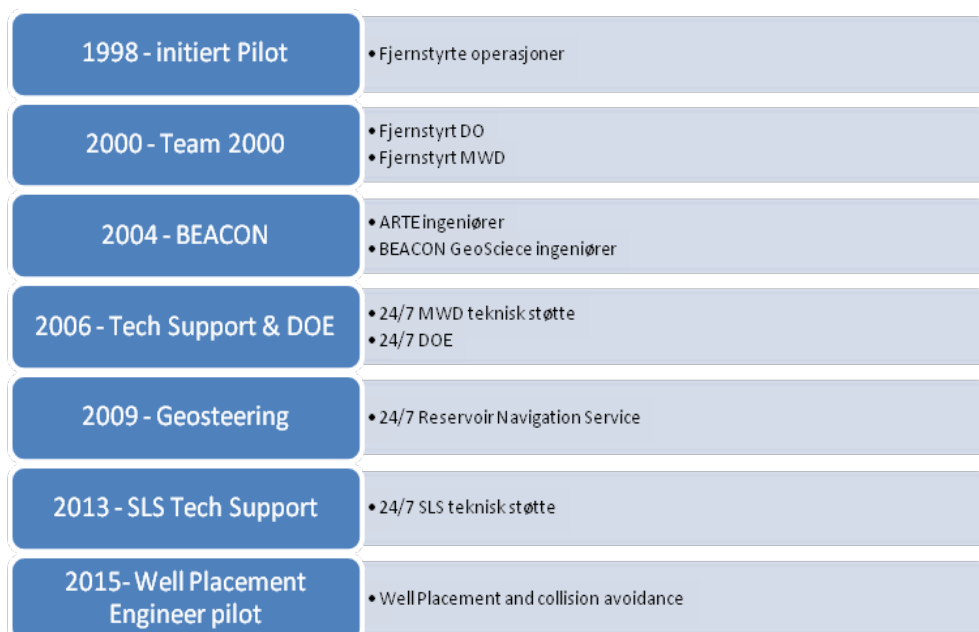
- DD
- MWD
- LWD
- LG
- 24/7 boreteknisk leveranse på land.

Baker Hughes ble tildelt kontrakten på grunn av de kunne fremlegge det beste tilbudet både faglig og kommersielt. Her spilte blant annet IO en sentral rolle. Baker Hughes har bred erfaring med IO på norsk sokkel.¹⁵

Baker Hughes sitt hovedfokus innenfor Integreerte Operasjoner er sentrert rundt operasjonell effektivitet, service, kvalitet på sanntidsdata og stadig forbedring for å sikre at en overstiger "benchmarks" som beskrevet i IDS kontrakten.¹⁶

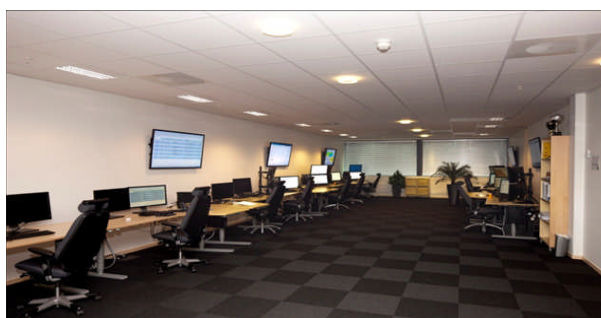
4.4 Beacon "remote senter"

Figuren nedenfor viser utviklingen og historien til BEACON Norge fra 1998-2015. Per dagsdato er Baker Hughes i gang med videreutvikling og effektivisering av IO. Herunder et av alternativene innenfor nivå 3, WP&ToS.

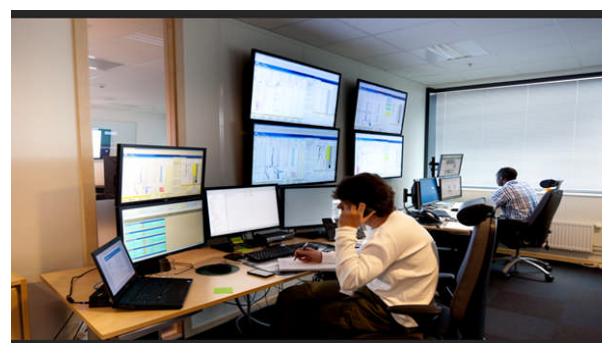


Figur 8: Utviklingen til Beacon Norge

Dagens Beacon senter i Norge er bygget med tanke på IO vekst. Dette gjenspeiles både innen IT infrastruktur og kapasitet.

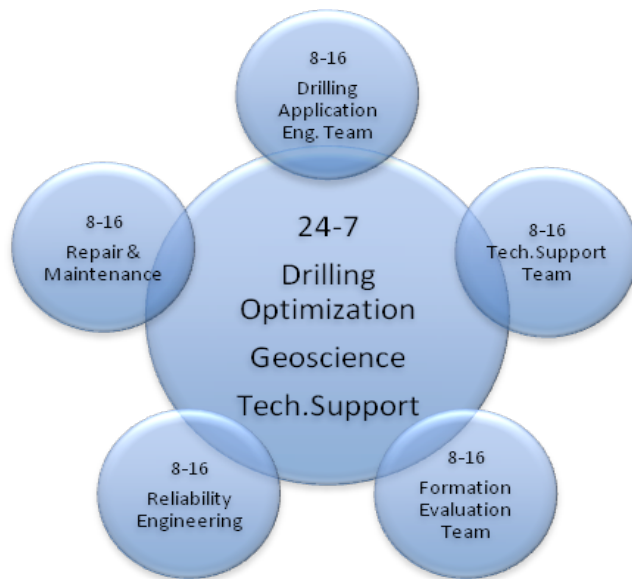


Figur 9: Beacon¹⁷



Figur 10: Beacon DOE¹⁷

I dag består Beacon av flere disipliner som jobber tett sammen. Innenfor Beacon-konseptet finner man både stillinger som er bemannet 24/7 og stillinger som er bemannet 8-16.



Figur 11: Skisse av Beacon²²

4.4.1 Beacon GeoScience (RNS)/ Formation Evaluation (FE)

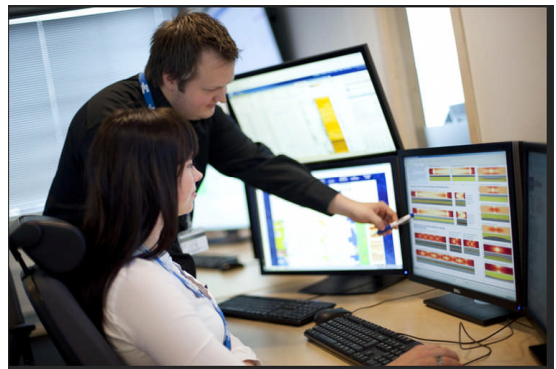
Beacon GeoScience kan beskrives som Baker Hughes' "logge fabrikk".

De leverer ferdige leveranser tre ganger raskere enn tradisjonell operasjoner og kvaliteten er mye bedre.

De har økt tempoet på full levering fra 2-3 dager i 2008 til 3 timer under optimale forhold.

Beacon GeoScience har hovedsakelig ansvar for følgende aktiviteter og leveranser:

- Formasjonsevaluering
- Kvalitetssikre sanntidsdata og minnedata
- Produsere og distribuere leveranser
- Innspill i kundens daglige rapporter
- Logge at en har gjennomført kvalitetskontroll før en bruker "toolet"
- Produsere og levere End of Well (EOW) rapport
- 24/7 reservoar navigasjon.¹⁷



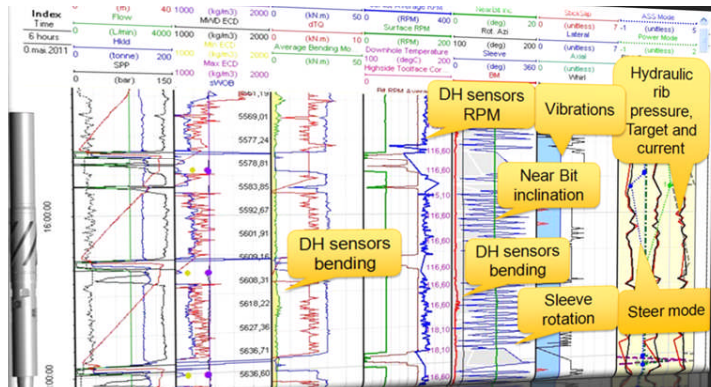
Figur 12: Beacon GeoScience (RNS)¹⁷

4.4.2 Beacon Drilling Optimization Engineer (DOE)

Beacon DOE gikk fra å være en ren Co-pilot tjeneste til en full boreoptimaliserings tjeneste i 2012.

Hovedansvaret til DOE ;

- Analysere all relevant overflate- og nedihullsdata for å øke den totale boreeffektiviteten
- Kommunisere med DD på riggen
- Lage interne rapporter og rapporter til kunden
- Hindre borerelaterte problemer
- Fokuserer på
 - Hull-rensing
 - VSS (Vibration and Stick-Slip),
 - ECD (Equivalent Circulating Density)
 - Co-pilot data
 - Valg av boredata
 - Bore cement, float og casing sko
 - Redusere risiko for feil¹⁷



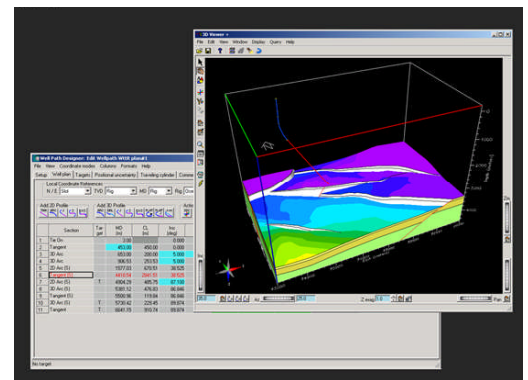
Figur 13: Beacon DOE, boreparameter¹⁷

4.4.3 Beacon Technical support (TS)

Beacon TS består av SLS TS og MWD TS. MWD TS er teknisk støtte til Baker sine ansatte offshore med hovedfokus på nedihulls utstyr og tilhørende data. SLS TS er teknisk støtte til overflate utstyr og data.

4.4.4 Beacon Well Placement (WP)

Beacon WP er en stilling som er under utvikling. WP vil ha ansvar for styring og plassering av brønnen etter planlagt brønnbane og ha ansvar for å hindre kollisjon ved å gjøre anti-kollisjons beregninger som i dag blir gjort av DD offshore.



Figur 14: Beacon WP¹⁷

5 Ulike nivåer (beskrivelse)

Erfaring innenfor IO i Baker Hughes strekker seg over en periode på 15 år. I kapittel 3 ble utviklingen av IO i Baker Hughes beskrevet. I denne seksjonen vil ulike nivåer av IO bli beskrevet. Med nivå mener man hvordan personell er distribuert offshore og onshore. Hovedforskjellen mellom de ulike nivåene er antall personer offshore, redefinering av roller og overføring av personell fra offshore til onshore operasjonssenter (Beacon).

5.1 Nivå 1

Nivå 1 er det tradisjonelle oppsettet av personell offshore. Dette innebærer at alt personell, DD, MWD, DO, LG, RPS, FE spesialist og Co-pilot er stasjonert offshore.

Nivå 1 av IO innebærer en tjenesteleveranse hvor møtene mellom tjenesteyter og kunde på riggen foregår ansikt til ansikt. Eksempler på slike møteplasser er morgenmøter, direkte samtaler rundt pågående operasjoner, utarbeidelse av ad hoc rapporter og kontroll av data fra mudlogging-kontoret. Datastrømmen ble styrt fra riggen via e-mail, overføring av datafiler og senere også tilgang til servere på riggen.¹⁶

5.2 Nivå 2

Nivå 2 er Beacon konseptet. I nivå 2 ble POB offshore redusert som følge av at stillingene DO og MWD ingeniør ble slått sammen til ARTE. Som følge av denne multifunksjonelle stillingen ble det opprettet støttefunksjoner onshore. Disse sitter i Beacon senteret og er tilgjengelig 24/7.

I nivå 2 overtok elektronisk kommunikasjon mer og mer for direkte kontakt. All forberedelse av data, kvalitetskontroll, prosessering, overføring/distribusjon og lagring av data ble overført fra rigg til land.

Baker Hughes personell som ble igjen på riggen som den multifunksjonelle ARTE-posisjonen, ble også disiplinkontakt på riggen.

Tabellen nedenfor viser en responsibility assignment matrix (RASCI) over nivå 2. RASCI indikerer rollene og ansvaret for nivå 2, og hvordan de mest kritiske oppgavene blir dekket både onshore og offshore.¹⁶

RASCI ANALYSIS		Last Update: 04.04.2014										
Document Title: RASCI BEACON Level2 and Level 3 - Level 2 Version: a		Rig Site			Beacon Operation			Other Support				
Process	Tasks	ARTE	Logging Specialist/Tool Specialist	Directional Driller	Logging Geologist	BEACON Geoscience Engineer	BEACON Drilling Optimization engineer	BEACON Technical Support	FE Service Coordinator	RNS Supervisor	Drilling Service manager	Asset Planners
Preparation/Planning	Check tools/inventory on arrival (equipment within responsibility)	R/A	R/A	R/A	R/A			I			I	I
	Physical measurements of tools	R	R	R/A							I	
Operation	M/U MWD tools in BHA	R		R/A				I				
	Maintenance of surface equipment/sensors	R/A						C				
	Communication	R	R	R	R						A	
	Testing of tools	R	R/A	R		I		C				
	Customer contact, morning meetings	R		R/A							C	
	Directional survey	R/A		I								
	Source handling and installation(Pending who is on site) (RPS + Classified worker)	R	R/A	R/A								
	Depth control	R/A	C	I				C				
	QA of MLWD signals/corrective action(Pending who is on site)	R/A	R/A					C				
	Downlinking	R		A								
	Preparation,printing and distribution of Real time log	C	C			R/A			I			
	Tool comms /programming	R	A					C				
	Testing Cables/power comms	R	R/A	R								
	Trouble shooting tool comms	R	R/A					C			I	
	Well fluids monitoring	R/A		I	I							
	Return flow gas monitoring	R/A			C	I						
	Formation integrity evaluation	R/A			R							
	Catching, prepare and evaluate samples	C			R/A							
	Sample inventory, handling and dispatch	I			R/A							
	Post Operation/Reporting	Wellbore placement			R/A							
Anticollision				R/A								
Drilling performance				R/A			C				C	
Bit evaluation				R/A			C				C	
BHA performance				R/A			C				C	
Reservoir Navigation		I		C		R				R/A	I	
Memory dump		R	R/A	R			C			I		
Processing of memory data		C	C				R/A			I		
QA and editing of data from downhole sensors		R					R/A			C		
QA and editing of data from surface sensors										C		
Logistics and handling of radioactive sources		R	R/A	R								
HSE issues related to radioactive sources			R/A									
Radiation paperwork			R/A									
PC maintenance		R/A										
Backups		R/A										
Software updating	R	R/A					C					
Database maintenance	R/A											
Trouble shooting PC related problems	R/A	C					C					
End of Well Report	R					R/A			I			
Editing / QA of log data						R/A			C			
Final log						R/A			C			
Final tapes, logs - EOW to customer						R/A			I			
Daily reports	R					R/A						
Inventory onboard and transit(Inventory within responsibility)	R	R	R							A	C	
Ordering tools and follow up on orders (Tools within responsibility)	R		R							A	C	
Packing of Equipment (QC) (equipment within responsibility)	R/A		R/A	R/A						I	I	
Tool Cleaning (tools within responsibility)	R/A		R/A									

Responsible	Accountable	Support	Consult	Inform
RESPONSIBLE FOR GETTING THE WORK DONE	ACCOUNTABLE FOR THE ACTIVITY	SUPPORT FOR GETTING THE WORK DONE	CONSULT APPROPRIATE EXPERTISE/KNOWLEDGE NECESSARY TO IMPROVE THE QUALITY OF WHAT GETS DONE	INFORMED ON WHAT IS DONE AND WHY
Single point for getting the work completed on time, within budget and at a high quality. Only one "R" per deliverable.	The final word. This is the person one should go to for the variance to plan performance.	Provides the critical capability to help complete the work and may execute the work. Provides analysis/data for decision-making.	Individuals with expertise to contribute to the quality of the decision. Will and must be consulted on the key issues, however, their advice may or may not be used in the final decision.	They will be informed of the decisions and the rationale for them, but are not approvers
	The "A" provides direction to the team and is ultimately accountable for the deliverable.			

Tabell 1: RASCI analyse Nivå 2¹⁶

5.3 Nivå 3

Nivå 3 går ut på å flytte alt personell som ikke behøver å være på riggen til land. Målet er at det meste kan gjøres fjernstyrt fra Beacon og at en kun skal ha teknikker på riggen.

Herunder har en 3 ulike "alternativ" til nivå 3:

- **ARTE på land**

ARTE på land innebærer en tjeneste leveranse hvor en flytter hele staben av ARTE fra offshore til land. Her gjennomføres ikke noe krysstrening, men teknologi må være tilrettelagt for å få dette til.

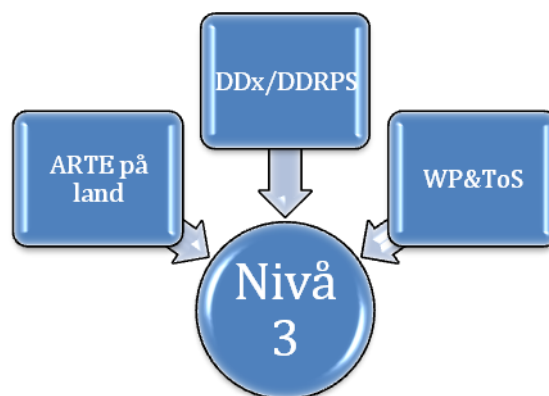
- **WP & ToS**

WP&ToS innebærer at en oppretter to helt nye stillinger ved å krysstrene personell. Målet med WP& ToS er å;

- Fjerne DD fra riggen
- Erstatte LS/RPS med ToS
- Introdusere en ny stilling i Beacon senteret, Well Placement ingeniør
- Well Placement ingeniør skal ta seg av DD sin oppgave, som brønn plassering og anti kollisjons beregninger
- ToS vil få ansvar for "hands on" tool oppgaver, tool logistikk og inventar på riggen.

- **DDx/DDRPS**

Her fjerner man en stilling, RPS/LS og gjennomfører noe krysstrening ved å overføre RPS arbeid til DD, og resultatet blir DDX/DDRPS.



Figur 15: Viser de ulike alternativer innen nivå 3

I nivå 3 modifiseres arbeidsprosesser og overføres fra rigg til land og nye kommunikasjonslinjer etableres. Bruk av IT teknologier som videokonferanser, direkte telefonlinjer og overføring av radiotrafikk til driftssentre på land muliggjør virtuelle arbeidsprosesser. Rapporter og datafiler distribueres

elektronisk og møter holdes via telefon/videokonferanser. Formålet er at endringene skal bidra til kostnadsbesparelser, effektivisering av prosesser, lettere datatilgang og raskere og bedre beslutninger. ¹⁶

Nedenfor ser du en RASCI over nivå 3 (ARTE på land, tabell 2) og nivå 3 (WP&ToS, tabell 3)

RASCI ANALYSIS		Document Title: RASCI BEACON Level2 and Level 3 - Level 2		Last Update: 04.04.2014										
Version: a		Rig Site		Beacon Operation		Other Support								
Process	Tasks	ARTE	Logging Specialist/Tool Specialist	Directional Driller	Logging Geologist	BEACON GeoScience Engineer	BEACON Drilling Optimization engineer	BEACON ARTE	BEACON Technical Support	BEACON Wellbore placement engineer	FE Service Coordinator	RMS Supervisor	Drilling Service manager	Asset Planners
Preparation/Planning	Check tools/inventory on arrival (equipment within responsibility)	R/A						R	I	I			I	I
	Physical measurements of tools	R/A						R	I	I			I	
Operation	M/U MWD tools in BHA	R/A						R	I	I				
	Maintenance of surface equipment/sensors	R/A						C	C					
	Communication	R/A											A	
	Testing of tools	R						R/A	C					
	Customer contact, morning meetings	R/A						R/A		I			C	
	Directional survey							R/A		I				
	Source handling and installation(Pending who is on site) (RPS + Classified worker)	R/A		R										
	Depth control							R/A	C					
	QA of MLWD signals/corrective action(Pending who is on site)							R/A	C					
	Downlinking							R		A				
Post Operation/Reporting	Preparation, printing and distribution of Real time log					R/A		C			I			
	Tool comms /programming	R						R/A	C					
	Testing Cables/power coms	R						R/A						
	Trouble shooting tool comms							R/A	C				I	
	Well fluids monitoring			R				R/A						
	Return flow gas monitoring			R				R/A						
	Formation integrity evaluation			R				R/A						
	Catching, prepare and evaluate samples			R/A										
	Sample inventory, handling and dispatch			R/A										
	Wellbore placement										R/A			
Post Operation/Reporting	Anticollision									R/A				
	Drilling performance					R/A				C			C	
	Bit evaluation					R/A				C			C	
	BHA performance					R/A				C			C	
	Reservoir Navigation				R			I		C		R/A	I	
	Memory dump	R			C			R/A			I			
	Processing of memory data				R/A			C				I		
	QA and editing of data from downhole sensors				R/A			R			C			
	QA and editing of data from surface sensors										C			
	Logistics and handling of radioactive sources	R/A		R										
HSE issues related to radioactive sources	R/A		R											
Radiation paperwork	R/A													
Post Operation/Reporting	PC maintenance	R												
	Backups							R/A						
	Software updating							R/A						
	Database maintenance							R/A	C					
	Trouble shooting PC related problems							R/A						
	End of Well Report					R/A		R			I			
	Editing / QA of log data					R/A					C			
	Final log					R/A					C			
	Final tapes, logs - EOW to customer					R/A					I			
	Daily reports					R/A		R						
Post Operation/Reporting	Inventory onboard and transit(inventory within responsibility)							I	I				A	C
	Ordering tools and follow up on orders (Tools within responsibility)	R/A						I	I				A	C
	Packing of Equipment (QC) (equipment within responsibility)	R/A		R/A				I	I				I	I
	Tool Cleaning (tools within responsibility)	R/A						I	I					

Responsible	Accountable	Support	Consult	Inform
RESPONSIBLE FOR GETTING THE WORK DONE	ACCOUNTABLE FOR THE ACTIVITY	SUPPORT FOR GETTING THE WORK DONE	CONSULT APPROPRIATE EXPERTISE/KNOWLEDGE NECESSARY TO IMPROVE THE QUALITY OF WHAT GETS DONE	INFORMED ON WHAT IS DONE AND WHY
Single point for getting the work completed on time, within budget and at a high quality. Only one "R" per deliverable.	The final word. This is the person one should go to for the variance to plan performance.	Provides the critical capability to help complete the work and may execute the work. Provides analysis/data for decision-making.	Individuals with expertise to contribute to the quality of the decision. Will and must be consulted on the key issues, however, their advice may or may not be used in the final decision.	They will be informed of the decisions and the rationale for them, but are not approvers
	The "A" provides direction to the team and is ultimately accountable for the deliverable.			

Tabell 2: RASCI analyse Nivå 3, ARTE på land¹⁶

RASCI ANALYSIS		Last Update: 04.04.2014										
Document Title: RASCI BEACON Level2 and Level 3 - Level 3		Rig Site		Beacon Operation				Other Support				
Version: a		ARTE	Tool Specialist	Logging Geologist	BEACON GeoScience Engineer	BEACON Drilling Optimization engineer	BEACON Technical Support	BEACON Wellbore placement engineer	FE Service Coordinator	RMS Supervisor	Drilling Service manager	Asset Planners
Process	Tasks											
Preparation/Planning	Check tools/inventory on arrival (equipment within responsibility)	R	R/A			I	I			I	I	
	Physical measurements of tools	R	R/A							I		
	M/U MWD tools in BHA	R	R/A			I	I					
Operation	Maintenance of surface equipment/sensors	C	R/A	R		C					I	
	Communication		R/A								A	
	Testing of tools	R	R/A		I		C					
	Customer contact, morning meetings	R/A	R/A					I			C	
	Directional survey	R/A	S			S	I/C					
	Source handling and installation(Pending who is on site) (RPS + Classified worker)	R	R/A									
	Depth control	R	A		I	I	C		I	I		
	QA of MLWD signals/corrective action(Pending who is on site)	R	R/A		A		S/C					
	Downlinking - Steering parameters	R	R/A			I	S/C	A				
	Downlinking - Tool parameters (data rate, diagnostic, testrak....)	R	A		I		S/C					
	ABPA	I	R/A				S/C					
	Downlink - IUR	R			I	A	S	I			C	
	Preparation,printing and distribution of Real time log	C			R/A				I			
	Tool comms /programming	R	R/A		I	I	C	I	I			
	Testing Cables/power comms	R/A	R				S					
	Trouble shooting tool comms	R	R/A				S/C				I	
	Well fluids monitoring	R/A		R		I						
	Return flow gas monitoring	R/A		R		I						
	Formation integrity evaluation	R/A		R		I						
	Catching, prepare and evaluate samples			R/A	I							
	Sample inventory, handling and dispatch			R/A								I
	Wellbore placement		I			I			R/A	I		
	Anticollision		I		I				R/A	I		
	Drilling performance		I				R/A		C		C	
	Bit evaluation						R/A		C		C	
	BHA performance						R/A		C		C	
	Bit Grading		R/A			I			I			
Reservoir Navigation	I		I	R	I	S	C/I		R/A	I		
Post Operation/Reporting	Memory dump	R/A	R		C				I			
	Processing of memory data	C			R/A				I			
	QA and editing of data from downhole sensors	R			R/A	S		C		I		
	QA and editing of data from surface sensors	R/A			S/I	S		C		I		
	Logistics and handling of radioactive sources	R	R/A								I	
	HSE issues related to radioactive sources		R/A			S					C	
	Radiation paperwork		R/A								I	
	PC maintenance	R/A	R			C					I	
	Backups	R/A	R		R/A	C/S						
	Software updating	R	C			A						
	Database maintenance	R/A	R		I	S						
	Trouble shooting PC related problems	R/A	R			C						
	End of Well Report	R	R	R	A	R		R	I		I	
	Editing / QA of log data		C		R/A	S		C				
	Final log				R/A			C				
	Final deliverables - EOW to customer				R				A		I	
	Daily reports	R			R/A							
Job Tickets		R								A		
Inventory onboard and transit(Inventory within responsibility)	I	R								A	C	
Ordering tools and follow up on orders (Tools within responsibility)	I	R/A								A	C	
Packing of Equipment (QC) (equipment within responsibility)	I	R/A	R/A							I	I	
Tool Cleaning (tools within responsibility)	I	R/A										

Responsible	Accountable	Support	Consult	Inform
RESPONSIBLE FOR GETTING THE WORK DONE	ACCOUNTABLE FOR THE ACTIVITY	SUPPORT FOR GETTING THE WORK DONE	CONSULT APPROPRIATE EXPERTISE/KNOWLEDGE NECESSARY TO IMPROVE THE QUALITY OF WHAT GETS DONE	INFORMED ON WHAT IS DONE AND WHY
Single point for getting the work completed on time, within budget and at a high quality. Only one "R" per deliverable.	The final word. This is the person one should go to for the variance to plan performance.	Provides the critical capability to help complete the work and may execute the work. Provides analysis/data for decision-making.	Individuals with expertise to contribute to the quality of the decision. Will and must be consulted on the key issues, however, their advice may or may not be used in the final decision.	They will be informed of the decisions and the rationale for them, but are not approvers
	The "A" provides direction to the team and is ultimately accountable for the deliverable.			

Tabell 3: RASCI analyse Nivå 3, WP&ToS²³

RASCI-kartet for WP&ToS er under vurdering og vil kunne endres noe etter pilot testen for å optimalisere arbeidsprosess for hver stilling.

6 Tidligere studier

Den økonomiske gevinsten ved IO er betydelig. En rapport publisert av OLF så tidlig som i 2007 viser at implementering av IO på norsk kontinentalsokkel har økt oljeutvinningen med 3-4%, økt produksjonen med 5-10 % og redusert operasjonelle kostnader med 20-30%. I 2006 ble NPV som følge av bruk av IO anslått til å være 150 milliarder norske kroner.¹⁰

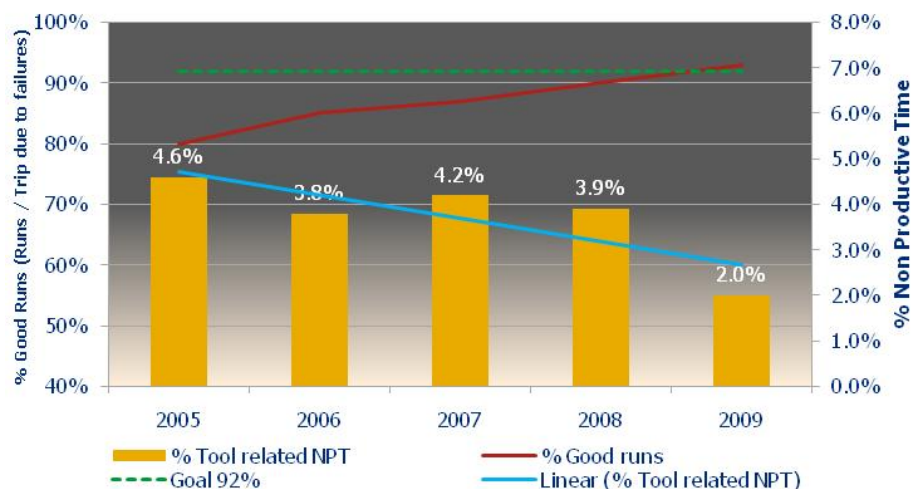
Det er laget et estimat på besparelsene ved å gå fra nivå 1 til nivå 2. Perioden Q4 2012 til Q3 2014 ble sammenlignet og det ble funnet ut at om man innfører nivå 2 på 70 % av dagens rigger sparte man 8 106 912 Dollar. Økte man innføringen av nivå 2 til 80 % vil man spare 9 445 781 Dollar BVA (Baker Value Added; internt dokument).

Ved å gå fra tradisjonelt oppsett til Beacon-modell har man redusert personell kostnadene. Videre har man også oppnådd forbedret pålitelighet og redusert risiko for eksponering for helse, sikkerhet og miljø basert på;

- Hurtigere beslutninger.
- Raskere og bedre informasjons strøm
- Tidslinjer i alle leveranser
- Proaktiv resultatoppfølging
- Proaktiv optimalisering av ytelse
- 24x7 støtte
- Effektiv ekstern og intern overføring av kunnskap og tettere samarbeid
- Tilgang til et globalt nettverk av eksperter

Økt pålitelighet:

En viktig faktor til optimalisering av ytelse er økt pålitelighet. Integreerte Operasjoner har vist seg å forbedre påliteligheten og redusere NPT. Nøkkelen til dette har vært pålitelig, konsistent og god arbeidsflyt, og et solid organisatorisk oppsett.³



Figur 16: Viser effekten av IO³

Effektiv læringskurve:

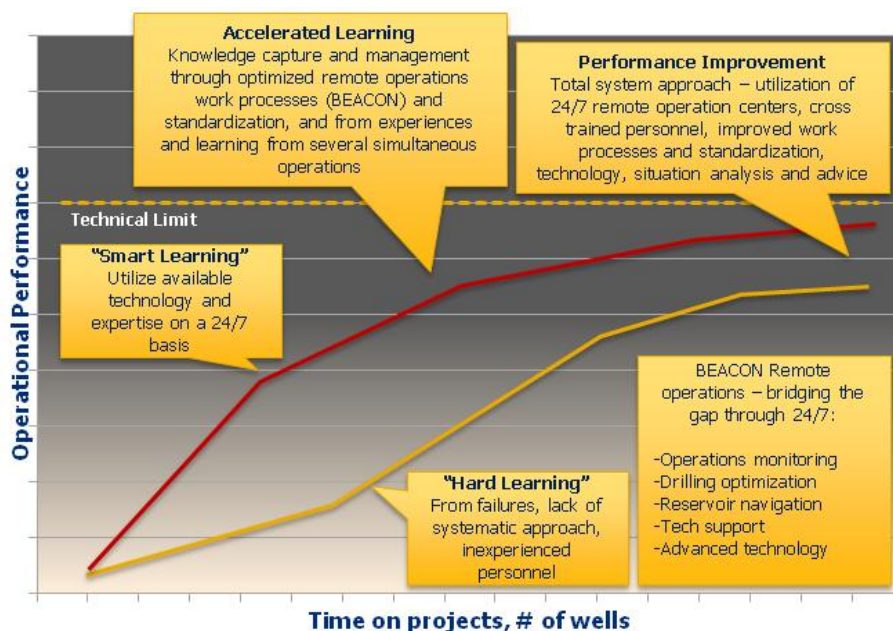
Ved hjelp av IO har det vist seg at man får en mer effektiv læringskurve. Erfaring fra Nordsjøen har vist at det er en klar sammenheng mellom hastighet på læring, kunnskapsoverføring og bedre ytelse, og antall parallelle operasjoner.

Ved å ha fjernstyrte operasjonssentre kan et mannskap overvåke 3- 5 rigger samtidig. Dermed vil et tradisjonelt offshore mannskap med vanlig rotasjon sammenliknet med fjernstyrte mannskap i operasjons senter bli eksponert for 3- 5 ganger mindre operasjonelle utfordringer over en gitt periode.

Ved fjernstyrte operasjonssentre gjør en det dermed mulig å optimalisere læringskurven som igjen vil være med på å fylle kompetansegapet som følge av generasjonsskifte som en nå står ovenfor i olje industrien.

I tillegg til at en blir eksponert for flere parallelle utfordringer, gir også fjernstyrte operasjonssentre mulighet for junior ingeniører til å samarbeide med flere erfarne ressurser og bli koblet til et nettverk av eksperter i et trygt arbeidsmiljø. Dette vil igjen fremme effektiv og rask kunnskapsoverføring.

Fjernstyrte operasjonssentre har vist seg å gi et mer strukturert miljø for læring.³



Figur 17: Viser effekten av IO³

Bedre ressursutnyttelse:

Ved å gå fra nivå 1 til nivå 2 får man bedre ressurs utnyttelse i form av at en kan håndtere flere rigger fra et fjernstyrt operasjonssenter. En vil dermed få en høyere grad av organisatorisk optimalisering både på land og offshore. Ved at 3-5 rigger kan håndteres av et mannskap fra et fjernstyrt operasjonssenter vil en oppnå betydelig reduksjon i offshore bemanning. Ved å sammenlikne den fjernstyrte modellen for fjernstyrt MWD tjeneste på 1-2 kontinuerlige og parallelle offshore operasjoner, med tradisjonelt oppsett, vil netto re-allokering av personell være mellom 2-14 mennesker. Dette vil ha stor betydning. En vil dermed få betydelige kostnadsreduksjoner for både operatør og tjenesteleverandør da flere operasjoner er inkludert.

En har også oppnådd redusert HMS risikoeksponering da mindre personell reiser til og fra riggen, redusert personell på riggen, samt forbedret 24/7 sanntidsovervåking og beslutninger.³

7 Dagens situasjon / Implementering av nivå 3:

Teknologi var gjennombruddet som gjorde det mulig og flytte personell fra rigg til et fjernstyrt operasjonssenter og derved få en bedre integrering av ulike typer personell, som igjen har ført til store kostnadsreduksjoner, bedret HMS og mer effektivt arbeid.

I Stavanger Aftenblad 17.mars 2015 var nettopp dette med teknologi oppe på dagsorden. Temaet var Sandnes-selskapet Sekal som har utviklet ny teknologi som kan gjøre boreoperasjoner til havs langt mer effektivt og derved spare oljeselskaper for millioner av kroner. Finansdirektør i Sekal, Richard Rettedal, sier at mellom 20 % og 40 % av all tid som går med i boreprosessen er ikke effektiv tid. Ved hjelp av den nye teknologien reduseres risikoen, en kan ta ut økt effektivitet og en vil oppnå store kostnadsbesparelser.

Sekal har videreutviklet og kommersialisert software teknologien (dataprogrammer) som er utviklet ved forskningssenteret IRIS, International Research Institute of Stavanger.¹⁸

Fjernstyrte operasjonssentre er mer enn bare teknologi. For å kunne utnytte og effektivisere på en optimal måte må en se på organisering og måten en jobber på. Uten å endre arbeidsprosesser og bemanning vil en ikke kunne utnytte potensialet til sitt fulle.

Gjennom lang erfaring med integrerte operasjoner og Beacon har Baker Hughes stadig utviklet nye "produkter" for å kunne tilby alternative fjernstyrte løsninger for å øke operasjonell effektivitet, redusere POB og kostnader.

Løsningen for Baker Hughes har vært å se på selve bemanning og måten en kan benytte seg av krysstrening for å oppnå effektivisering, redusere kostnader og risiko.

Baker Hughes mener at for å kunne ta det neste store steget videre må en helt eller delvis redefinere roller og ansvar. Dette ved å skape helt nye posisjoner som en konsekvens av de teknologiske fremskritt vi kjenner i dag.

Baker Hughes har gjort dette ved å opprette ARTE, BEACON FE, BEACON DOE, BEACON TS som nevnt ovenfor (nivå 2).

Neste skritt i utviklingen er kommersialisering av nivå 3. Baker Hughes har gode muligheter til å gjennomføre nivå 3 av IO. Dette på grunn av lang og omfattende erfaring, og at Baker Hughes siden 2005 har utført nivå 2 tjenestelevering på en god måte.

I tillegg har Baker Hughes allerede gjennomført nivå 3 tjenesteleveranser på en av Statoil sine rigger Oseberg Øst og mot BP operasjoner. Disse leveransene har gått ut på at man har flyttet ARTE fra offshore til land. Dette har vært mulig på grunn IKT-infrastruktur har vært på plass, herunder utstyr for overføring av UHF/VHF, tilgang til CCTV og direktelinje inn og ut til alle viktige funksjoner.

Per dags dato er ikke IKT-infrastruktur på de fleste installasjoner på dette nivået. Baker Hughes sin vurdering er derfor at ARTE bør være en offshore stilling inntil dette er blitt vanlig systemoppsett.¹⁶

Som et alternativ har Baker Hughes derfor sett på muligheten til å iverksette en endelig overgang fra nivå 2 til nivå 3 på andre måter, herunder DDx/DDRPS og WP&ToS.

En av grunnene til at Baker Hughes vant IDS kontrakten med Statoil i 2012 var tilbudet om å redusere antall personer offshore med 1. Tanken her var å slå sammen DD rollen og RPS rollen til DDx/DDRPS. Arbeidet strandet imidlertid da DD-gruppen sammen med fagforeningen og RPS-gruppen jobbet mot å akseptere en slik rolle endring (personlig kommunikasjon med Tom Williams).

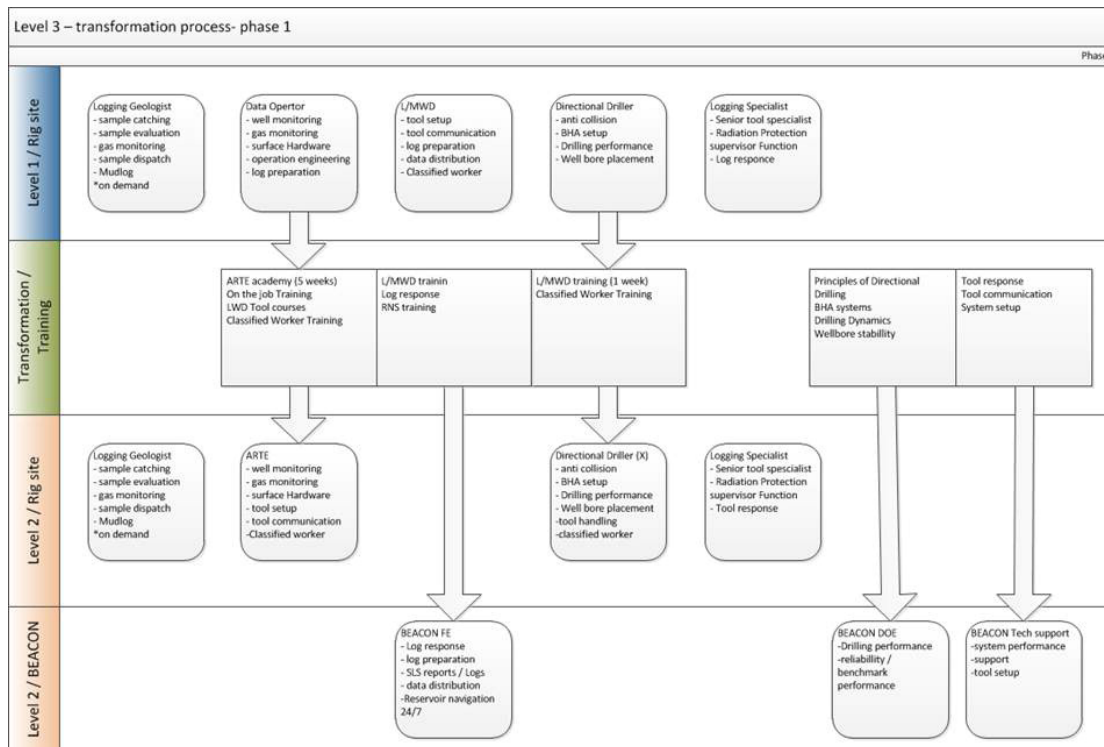
Videre har Baker Hughes sett på en tredje tilnærming WP&ToS. Denne skal pilottestes våren 2015.

Endring fra nivå 2 til nivå 3 krever omfordeling av arbeidsoppgaver og prosesser mellom on- og offshore. Viktig suksessfaktor for å kunne få til den reduserte bemanning som nivå 3 forespeiler er implementering av nye stillinger i BEACON senteret og justerte felt stillinger/posisjoner som er skreddersydd for de gjenværende oppgaver offshore.

En endelig overgang fra nivå 2 til nivå 3 vil kreve at eksisterende personell får opplæring i flere funksjoner. Målet er å gå fra LS/RPS til ToS. ToS rollen kan oppnås ved dagens LS/RPS rolle og dagens DD slås sammen

En ny stilling i BEACON vil bli utviklet, BEACON WP. Denne rollen vil gjennomføre noen av oppgavene som DD gjennomfører offshore i dag. Oppgaver som fortsatt må være offshore vil bli overført til ToS.¹⁶

Implementeringen av nivå 3 er vist i figurene 18 og 19 nedenfor. Figur 18 tar for seg overgangen fra nivå 1 til nivå 2 som allerede har blitt implementert og er en del av hvordan Baker Hughes leverer alternative tjenester i dag. Figur 19 viser hvordan Baker Hughes kan dra nytte av høstede erfaringer og hvor langt en har kommet i utviklingen av nivå 3.



Figur 18: Nivå 2¹⁶

Arbidsoppgaver i nivå 2 beskrives mer i detalj i det etterfølgende. Fase 1 :
Posisjoner/ stillinger offshore nivå 2

- 2 x krysstrent DD:
 - Håndtering av BHA og MWD «tools»
 - Grunnleggende oppsett av overflate system
 - System for dybde kontroll
 - Dumpe minnet med hjelp fra BEACON «support»
 - Radioaktive kilder
 - Generell DD arbeid
- 2 x ARTE:
 - Overvåking av brønnbanen
 - Overvåking av gass
 - Kommunikasjonen med «toolet»
 - Der hvor IKT-infrastruktur er på plass kan ARTE bli de-mobilisert for å kjøre denne tjenesten på land (fjernkontroll) (Oseberg Øst og BP operasjonssenter)
- Loggegeolog:
 - Denne posisjonen/stillingen blir mobilisert når det er behov for prøvetaking og analyse av prøver

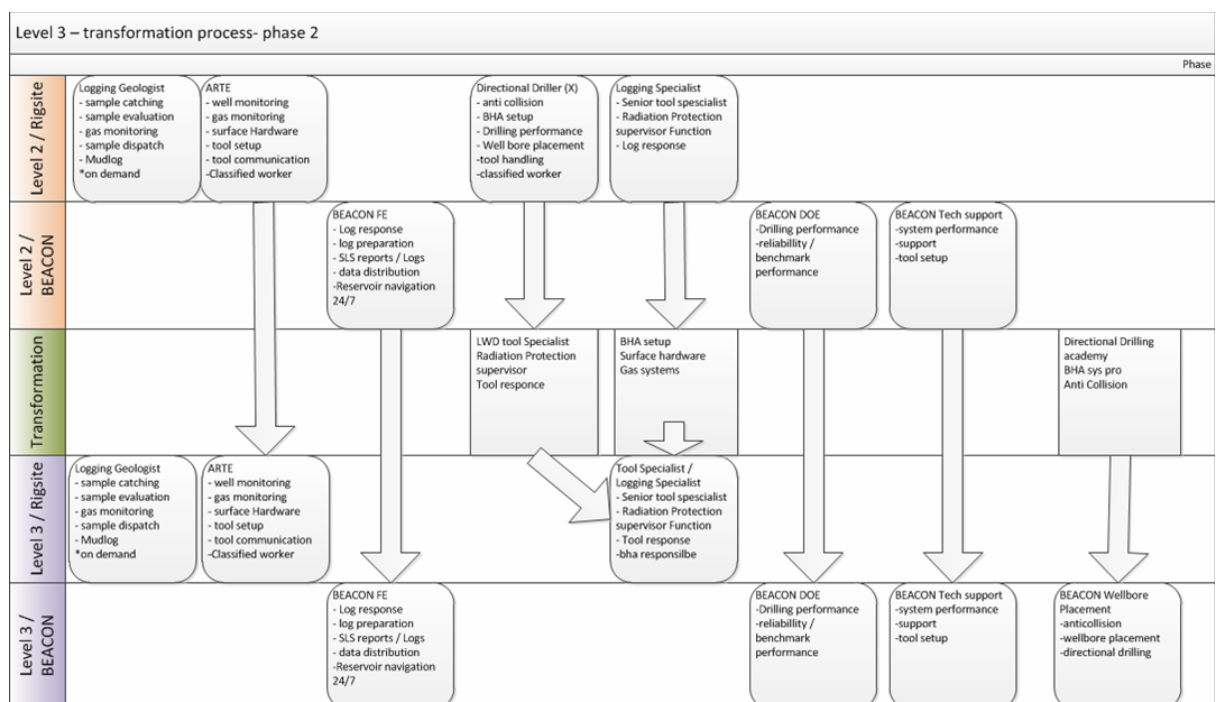
- 1 Loggespesialist/ RPS:
 - Senior verktøyspesialist
 - Hovedansvaret for «tool» og respons på logger
 - Håndtering av radioaktive kilder

BEACON stillinger nivå 2

- BEACON FE (Geosciene Engineers):
 - Noen av arbeidsoppgavene MWD ingeniører pleide å gjøre på riggområdet er overført til BEACON FE. I tillegg har de ansvar for rapportering osv. BEACON FE er også viktig når det gjelder tjenester innenfor Geostyring og navigasjon 24/7 «remote control»
- BEACON DOE (Drilling optimisation Engineers):
 - Overvåker boreresultat og BHA diagnostikk
- BEACON TS
 - Overvåker atferden til “toolet” og kommunikasjonen.
 - Hjelper til når en har utfordringer og vanskelige tool, og når en trenger hjelp til feilsøking og «tool» optimalisering.

Disse stillingene/ posisjonene er nøkkel “funksjoner” i å levere nivå 2 IO tjeneste.

Figur 19 viser fase 2 i implementering av nivå 3. Figuren viser overgang til en ferdig nivå 3 IO modell.



Figur 19: nivå 3¹⁶

Nedenfor er en liste over nøkkel-funksjoner for å kunne gjøre det mulig å levere en fullstendig nivå 3 IO tjeneste.

- 2 x ARTE
 - Overvåking av brønnbanen
 - Overvåking av gass
 - Kommunikasjonen med «toolet»
 - Der hvor IKT-infrastruktur er på plass kan ARTE bli de-mobilisert for å kjøre denne tjenesten på land (fjernkontroll) (Oseberg Øst og BP operasjonssenter)

- 2 x ToS
 - Senior «tool» spesialist
 - Hovedansvaret for «tool» og respons på logger
 - RPS
 - Sammenslåing av dagens LS/RPS og dagens DD.

- Loggegeolog
 - Denne posisjonen/stillingen blir mobilisert når det er behov for prøvetaking og analyse av prøver

BEACON stillinger/ posisjoner nivå 3

- BEACON FE
 - Noen av arbeidsoppgavene MWD ingeniører pleide å gjøre på riggområdet er overført til BEACON FE. I tillegg har de ansvar for rapportering osv. BEACON FE er også viktig når det gjelder tjenester innenfor Geostyring og navigasjon 24/7 «remote control»

- BEACON DOE
 - Overvåker borerresultat og BHA diagnostikk

- BEACON Wellbore Placement Engineer:
 - Ansvarlig for plassering av brønnbanen
 - Denne stilling vil bli dannet ved hjelp av eksisterende kompetanse som retningsborer har i dag knyttet til plassering av brønnenbane, 3D bore teknikker og unngå antikollisjon.

- BEACON TS
 - Overvåker atferden til “toolet” og kommunikasjonen.
 - Hjelper til når en har utfordringer og vanskelige tool, og når en trenger hjelp til feilsøking og «tool» optimalisering.¹⁶

8 SWOT -nivå 1- nivå 2

Under denne seksjonen ser en på overgangen fra nivå 1 til nivå 2 ved hjelp av en SWOT analyse. SWOT analyse er som nevnt under definisjoner et verktøy som brukes til å vurdere styrker, svakheter, muligheter og trusler.

<p>Styrker:</p> <ul style="list-style-type: none">• Kompetanseheving• Tilgang til et globalt nettverk av eksperter• Raskere og bedre informasjonsstrøm• Hurtigere beslutninger• 24/7 støtte• Redusert NPT• Reduserte kostnader• HMS-forbedringer• Flere tjeneste dimensjoner• Bedre overvåking av data• Kunde tilfredshet• Redusert POB• Raskere respons tid til problemer offshore• Bedre samarbeid mellom ulike disipliner• Større fokus på oss istedenfor "offshore vs onshore"• Økonomi	<p>Svakheter:</p> <ul style="list-style-type: none">• Mindre "hands on"• Distanse mellom onshore operasjonssenter og plattformer for lang• Flere arbeidsoppgaver per hode• Overarbeid• Mangel på god støtte fra onshore
<p>Muligheter:</p> <ul style="list-style-type: none">• Krysstrent personell• Mer effektiv ressursbruk• Flere arbeidsoppgaver per hode• Mulighet til å bruke kompetanse og ressurser mellom lisenser• Mer interessant arbeidsoppgaver	<p>Trusler:</p> <ul style="list-style-type: none">• Software/ hardware• Kommunikasjon• Redusert motivasjon offshore kan gå utover sikkerhet osv

Ut fra denne SWOT analysen ser en at listen over styrker og muligheter er større en listen over svakheter og trusler. Fordelene er og har vært store ved å gå fra nivå 1 til nivå 2.

9 Sammenlikning av personell, nivå 2 og nivå 3

Under dette kapittel gjennomføres en sammenlikning av personell for nivå 2 og nivå 3. Sammenlikningene er basert på personell en behøver under boring av en brønn (topphullseksjon, mellomseksjon, reservoarseksjon, samt komplettering) når man antar at en seksjon tar 14 dager.

Disse sammenlikningene vil være basis for kostnadsanalyse ved å gå fra nivå 2 til nivå 3 som gjennomføres i kapittel 10.

Fordeler og ulemper når det kommer til personell offshore og onshore vil bli diskutert og drøftet under denne seksjonen.

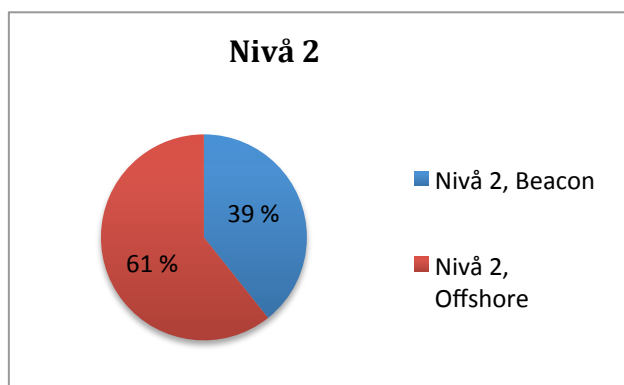
9.1 Nivå 2

Tabellen nedenfor viser distribusjon av personell under tjenesteleveranse, nivå 2. Tabellen er delt opp i personell offshore og onshore (Beacon), hvor man ser hvilke personell man behøver i de ulike seksjonene.

	Offshore				Beacon						Totalt offshore	Totalt Beacon	Totalt Beacon & Offshore
	ARTE	LS (TOS) RPS	DD	LG	FE	DOE	WP	TS	RNS	ARTE			
Tophull seksjon	2		2				0				4	0	4
Mellom seksjon	2		2		2	2	0	1			4	5	9
Reservoar seksjon	2	1	2	2	2	2	0	1	1		7	6	13
Komplettering	2										2		2
											17	11	28

Tabell 4: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 2

Under tjenesteleveranse, nivå 2 ser man at en trenger 28 personer totalt, hvorav 17 personer offshore og 11 personer i Beacon, når man tar utgangspunkt i å bore en brønn. Dette tilsvarer en fordeling på 61 % av total bemanning offshore og 39 % onshore i Beacon.



Figur 20: Nivå 2, % fordeling offshore vs Beacon

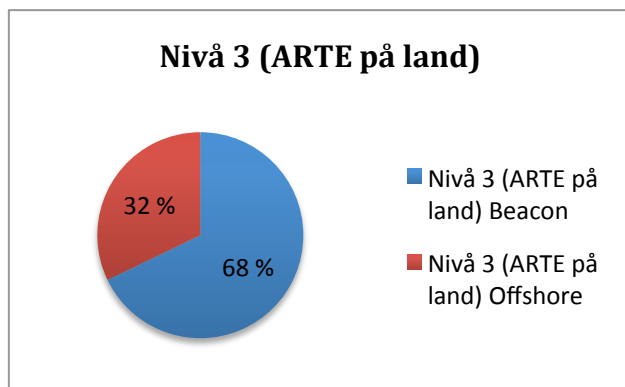
9.2 ARTE på land, nivå 3

	Offshore				Beacon							Totalt offshore	Totalt Beacon	Totalt Beacon & Offshore
	ARTE	LS TOS RPS	DD	LG	FE	DOE	WP	TS	RNS	ARTE				
Topp hull seksjon	0*		2								2*	2	2	4
Mellom seksjon	0*		2		2	2	0	1			2*	2	7	9
Reservoar seksjon	0*	1	2	2	2	2	0	1	1		2*	5	8	13
Komplettering	0*										2*	0	2	2
												<u>9</u>	<u>19</u>	<u>28</u>

Tabell 5: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3 (ARTE på land)

* Viser hvor endring skjer i forhold til nivå 2

Ved å gå over til nivå 3 "ARTE på land" reduserer man antall hoder offshore med 8. Dette tilsvarer en fordeling på 32 % offshore og 68 % på land, og man har oppnådd en forskyvning/effektivisering hvor største andelen av bemanningen er på land.



Figur 21: Nivå 3 (ARTE på land) % fordeling offshore vs Beacon

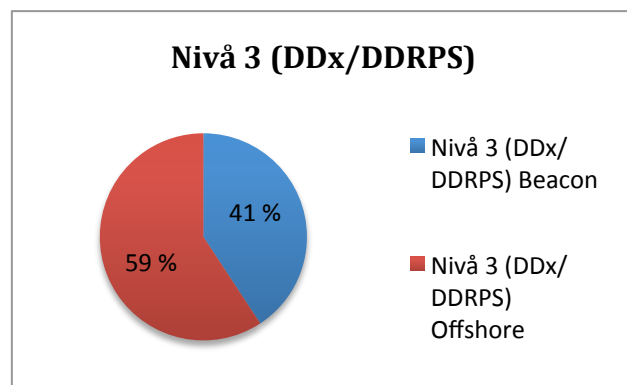
9.3 DDx/DDRPS, nivå 3

	Offshore						Beacon					Totalt offshore	Totalt Beacon	Totalt Beacon & Offshore
	ARTE	LS ToS RPS	DD	LG	FE	DOE	WP	TS	RNS	ARTE				
Topp hull seksjon	2		2				0					4	0	4
Mellom seksjon	2		2		2	2	0	1				4	5	9
Reservoar seksjon	2	0*	2	2	2	2	0	1	1			6	6	12
Komplettering	2											2		2
												16	11	27

Tabell 6: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3 (DDx/DDRPS)

* Viser hvor endring skjer i forhold til nivå 2

Ved å gå fra nivå 2 til nivå 3 (DDx/DDRPS) oppnår man reduksjon i total bemanning på 1, hvor denne reduksjonen er 1 person offshore i reservoar seksjonen.



Figur 22: Nivå 3 (DDx/DDRPS) % fordeling offshore vs Beacon

Ved kun å fjerne en stilling offshore vil man fortsatt ha flertallet offshore, her 59% offshore og 41 % onshore i Beacon.

9.4 WP & ToS, nivå 3

Innenfor WP & ToS har man sett på 2 ulike bemanninger (alternativ 1 og alternativ 2). Forskjellen på alternativ 1 og alternativ 2 er hvor mange ToS man trenger i de ulike seksjonene. WP&ToS alternativene er imidlertid ikke direkte sammenlignbare med de to foregående løsningene da denne gir muligheter for ytterligere besparelser om man ser på overvåkning av flere rigger i sammenheng. Dette vil man komme mer tilbake til under kapittel 10.

Alternativ 1

	Offshore						Beacon					Totalt offshore	Totalt Beacon	Totalt Beacon & Offshore
	ARTE	LS ToS RPS	DD	LG	FE	DOE	WP	TS	RNS	ARTE				
Topp hull seksjon	2	2*	0			1	2	1				4	4	8
Mellom seksjon	2	2*	0		2	2	2	1				4	7	11
Reservoar seksjon	2	2	0	2	2	2	2	1	1			6	8	14
Komplettering	2											2		2
												<u>16</u>	<u>19</u>	<u>35</u>

Tabell 7: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3 (WP&ToS) alternativ 1

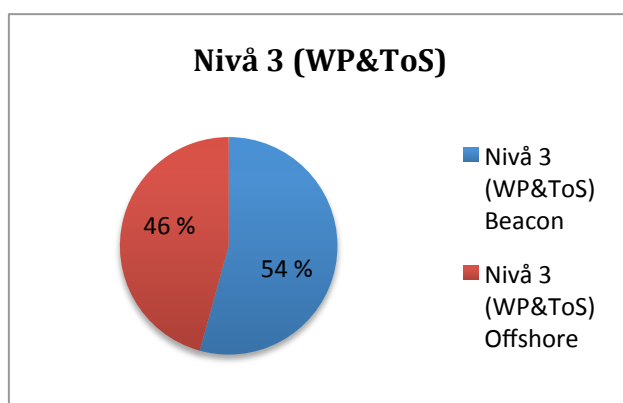
*Viser hvor endring skjer i forhold til nivå 2 (WP&ToS)

Ved å gå fra nivå 2 til nivå 3 oppnår man følgende endring;
Offshore:

- 1 RPS til 2 ToS i reservoarseksjonen
- 0 RPS til 2 ToS i mellomseksjonen
- 0 RPS til 2 ToS i topphullseksjon
- 2 DD topphull-, mellom-, reservoarseksjon og komplettering til 0 i hver seksjon

Beacon:

- 0 DOE til 1 DOE topphullseksjon
- 0 WP i topphull-, mellom-, reservoarseksjon og komplettering til 2 i hver seksjon



Figur 23: Nivå 3 (WP&ToS, alternativ 1) % fordeling offshore vs Beacon

Alternativ 2

	Offshore						Beacon					Totalt offshore	Totalt Beacon	Totalt Beacon & Offshore
	ARTE	LS ToS RPS	DD	LG	FE	DOE	WP	TS	RNS	ARTE				
Topp hull seksjon	2	1*	0			1	2	1			3	4	7	
Mellom seksjon	2	1*	0		2	2	2	1			3	7	10	
Reservoar seksjon	2	2	0	2	2	2	2	1	1		6	8	14	
Komplettering	2										2	0	2	
											<u>14</u>	<u>19</u>	<u>33</u>	

Tabell 8: Bemanning under tjenesteleveranse nivå 3 (WP&ToS) alternativ 2

*Viser hvor endring skjer i forhold til nivå 2

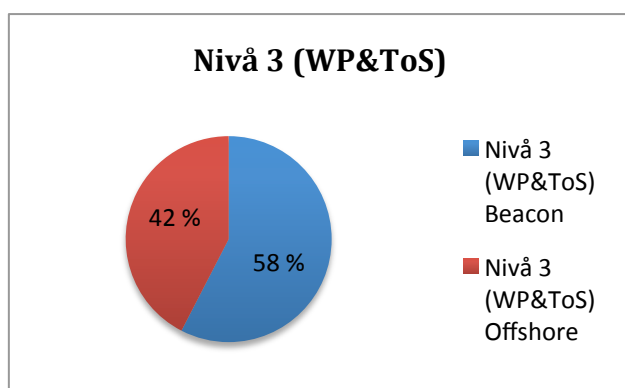
Ved å gå fra nivå 2 til nivå 3 (WP&ToS) oppnår man følgende endring;
Offshore:

- 1 RPS/LS til 2 ToS i reservoarseksjonen
- 0 RPS/LS til 1 ToS i mellomseksjonen
- 0 RPS/LS til 1 i topphullseksjonen.
- 2 DD til 0 i reservoarseksjon
- 2 DD til 0 i mellomseksjon
- 2 DD til 0 i topphullseksjon
- ARTE = ingen endring
- LG = ingen endring

Beacon:

- 0 WP til 2 WP reservoarseksjon
- 0 WP til 2 WP mellomseksjon
- 0 WP til 2 WP topphullseksjon
- Beacon DOE går fra 0 til 1 i topphullseksjonen
- Beacon FE ingen endring
- Beacon TS ingen endring
- Beacon Geoscience / Beacon RNS; ingen endring

Totalt ved å gå fra nivå 2 til nivå 3 så reduserer man offshore personell med 3 og øker onshore personell med 8. Dette gir totalt 5 personer mer ved bruk av nivå 3 (fra 28 til 33 personer) ved å se på en brønn.

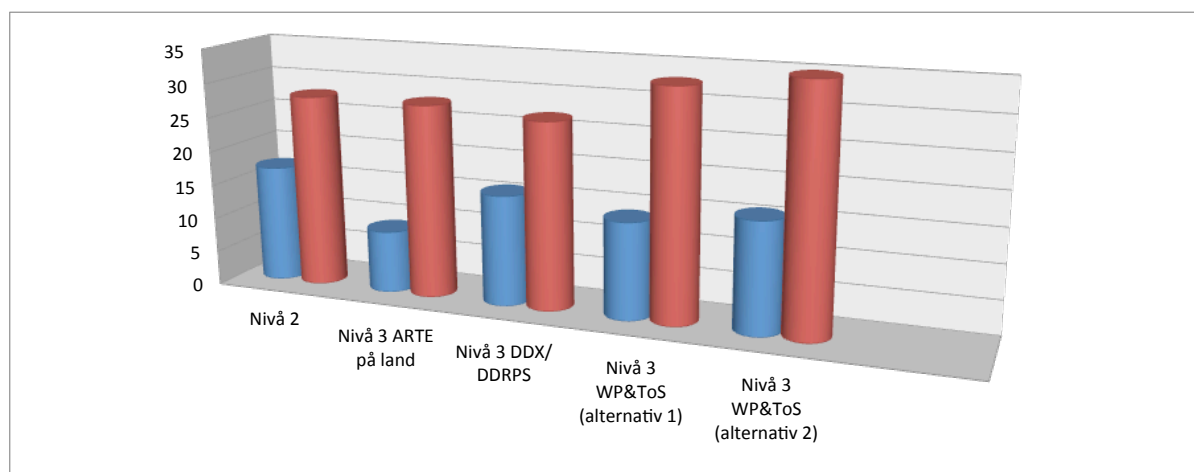


Figur 24: Nivå 3 (WP&ToS alternativ 2) % fordeling offshore vs Beacon

Under nivå 3 (WP&ToS) vil en oppnå en større prosentandel på land i Beacon 58% enn offshore hvor man har 42 %.

9.5 Diskusjon/ konklusjon

Tabellen nedenfor viser total bemanning (**røde stolper**) for de ulike nivåene og offshore (**blå stolper**) for de ulike nivåene tatt i betraktning boring av en brønn.



Figur 25: Stolpediagram nivå 2 og nivå 3; ulike alternativer

Ut fra total bemanning ser en at man får en økning ved å gå over til WP&ToS ved boring av 1 brønn. Tanken her er at man ved hjelp av IO fjerner DD stillingen offshore og oppretter WP stilling i Beacon, som da har mulighet til å overvåke flere rigger samtidig. Tatt i betraktning at 1 WP overvåker flere rigger vil total bemanningen reduseres. Dette vil bli tatt opp under kapittel 10, kostnadsanalyse, hvor man ser på hvor mange rigger 1 WP må overvåke for at det skal være økonomisk forsvarlig.

Ut fra offshore bemanning, oppnår man størst reduksjon ved nivå 3 ARTE på land, hvor man oppnår en reduksjon på 8. Videre oppnår man en reduksjon på 3 personer offshore ved alternativ 1 WP&ToS. For DDx/DDRPS og alternativ 2 WP&ToS oppnår man en reduksjon på 1 person.

Ut fra redusering av personell offshore er nivå 3, ARTE på land, den beste tilnærmingen.

Ytterligere reduksjon i personell offshore fra nivå 2 til nivå 3 er et viktig bidrag når det gjelder:

- Sengeplasser offshore
- Helikopter turer
- HMS-eksponering
- Jobb tilfredshet
- Jobbe i et miljø nær hjemmet

Sengeplasser offshore er en knapphetsfaktor. Mye tid og penger går tapt på grunn av en må vente med å sende ut nytt personell til å gjennomføre en jobb på grunn av plassmangel.

Antall helikopterturer, som er en risiko, reduseres ved hjelp av videreutvikling av IO. Selv om helikopterulykker sjelden skjer, kan det ha katastrofale konsekvenser når det skjer. I 2013 var det en stor ulykke hvor et helikopter havarerte og 3 omkom da helikopteret gikk ned ved Shetland. I 2012 var det en ulykke hvor et helikopter styrtet, men ingen omkom. I 2009 var det også en ulykke hvor 16 mennesker omkom da et helikopter styrtet i sjøen på britisk side av Nordsjøen.²⁵

Offshore kan det oppstå skader ved at man jobber direkte i feltet. Tallet på personskader offshore i Baker Hughes var lavt i 2014 (personlig kommunikasjon HMS avdeling Baker Hughes), men målet er 0% skader noe en lettere kan oppnå ved å jobbe fra land i Beacon. Da sitter man i kontorlandskap hvor risikoen for de fleste typer skader er mindre en ute på feltet.

Reduksjon i antall personer offshore er, som tidligere nevnt, et viktig tiltak for å effektivisere. Det er også viktig med tanke på HMS, da opphold på en plattform er en risiko i form av helse, miljø og sikkerhet. Offshore blir man eksponert for kjemikalier og arbeider i et miljø med mye støy og risiko for fallende gjenstander etc. I tillegg er det en viss risiko for mann over bord. Den 15. februar i år falt en mann over bord på Scarabeo 8 på Goliatfeltet. Selv om HMS prioriteres høyt offshore og noe det stadig jobbes med å forbedre, så vil det alltid være en tilleggs risiko forbundet med å være stasjonert i feltet.

Været offshore kan også i seg selv utgjøre en risiko.

Ved å flytte flere arbeidsoppgaver til land vil man være nær familie, man vil jobbe i et sikrere miljø samtidig som man slipper påkjenningen med å bli sendt til og fra riggen, gjerne med bare 2 dagers mellomrom da det ikke er sengeplasser nok. Erfaringsmessig er dette tungt. (Fra egen erfaring, da som LG

opplevde jeg å bli sendt fra riggen, og få telefon samme dag om å gjøre meg klar til å bli sendt ut igjen dagen etter).

Å redusere POB ved hjelp av integrerte operasjoner er tiltak som er med på å gjøre arbeidsmiljøet bedre for den enkelte arbeidstaker, både med tanke på HMS og med tanke på det familiære. Samtidig frigjør det sengeplasser som er en stor knapphetsfaktor offshore.

10 Kostnader Baker Hughes

10.1 Lønnskostnader

Lønnskostnader er utgiftene en virksomhet har i form av utgifter til dem som er ansatt i virksomhetene. Andre begrep på lønnskostnad er personalkostnad. Lønnskostnader kan være både direkte og indirekte.

Med direkte kostnader menes den direkte lønnen. Indirekte kostnader er kostnader som kommer i tillegg til lønnen som blant annet feriepenger, arbeidsgiveravgift, sykepenger osv.²⁰

Når jeg har sett på lønnskostnader har det blitt gjort noen forenklinger. For å få så nøyaktige og realistiske tall som mulig har jeg vært i kontakt med Halvdan Hysda, finansanalytiker i Baker Hughes. Jeg fikk total lønnskostnader for året 2014. Jeg har videre gjort noen forenklinger i form av de ulike stillingene. Da MWD stillingen består av både MWD og RPS, SLS/ARTE består av ARTE, LG, DO og Beacon består av FE, DOE, TS.

De direkte kostnadene, direkte lønn er basert på forskjellige avtaler for de enkelte stillingene.

- ARTE/SLS er lønnet etter OSA-matrise
- RPS har individuell kontrakt
- DD er lønnet etter en særavtale
- Beacon er lønnet etter en egen Beacon matrise

10.2 Generelt

Året 2014 ble tradisjonelt rig crew, nivå 1 brukt på 30 % av riggene, og Beacon modell, nivå 2 brukt på 70 % av riggene (internt dokument). Disse tallene inkluderer flere operatørselskap. Statoil benyttet seg av nivå 2 på alle sine rigger, unntatt 2 hvor nivå 1 ble brukt på Transocean Spitsbergen og nivå 3 på Oseberg Øst.

I min analyse av overgang fra nivå 2 til nivå 3 ser man bort fra investeringer i teknologi, da overgangen baserer seg på dagens teknologi og hovedessensen er å oppnå effektivitet ved å redefinere roller og ansvar.

Utgangspunktet for kostnadsanalysen er sammenlikningen gjort i kapittel 9, hvor en så på distribusjon av personell under nivå 2 og de 3 alternativer/muligheter av nivå 3.

Som nevnt har Baker Hughes allerede implementert nivå 3 ARTE på land på en av Statoils rigger, Oseberg Øst. I denne analysen tar man med nivå 3 ARTE på land som allerede er implementert, og gjør en antakelse på at teknologien er tilrettelagt, selv om dette per dags dato er uaktuelt da man må gjøre betydelige investeringer i ny og bedre teknologi for at dette skal bli normal praksis.

Lønnskostnadene vil gi et godt bilde av kostnader med å implementere nivå 3.

Innen gruppen Surface Logging System (SLS), som omfatter LG, DO og ARTE er det mange nyansatte. Dermed er snittet på lønnskostnader for denne gruppen noe lavt (personlig kommunikasjon Halvdan Hysda). Jeg har antatt at alle innenfor denne gruppen er i samme lønnsgruppe.

10.3 Lønnskostnader for de ulike stillingene

Tabellen under viser lønnskostnader rundet opp til hele tusen for de ulike stillingene offshore og i Beacon.

Stilling:	Forkortelse:	Lønnskostnad per hode:
Logge Geolog	LG	kr 720 000,00
Dataoperatør	DO	kr 720 000,00
Advanced Realtime Engineer	ARTE	kr 720 000,00
Measurement While Drilling	MWD	kr 914 000,00
Radiation Protection Supervisor	RPS/LS	kr 1 545 000,00
Directional Driller	DDx	kr 1 603 000,00
Tool Specialist *	ToS	kr 1 545 000,00
Directional Driller Radiation Protection Supervisor **	DDx/DDRPS	kr 1 603 000,00
Beacon Formation Evaluation	FE	kr 1 055 000,00
Beacon Drilling Optimization Engineer	DOE	kr 1 055 000,00
Beacon Technical Support	TS	kr 1 055 000,00
Beacon Well Placement Engineer***	WP	kr 1 603 000,00

Tabell 9: Lønnskostnader per årsverk beregnet ut fra 2014 total lønnskostnader.

* ToS "Ny stilling/ under utvikling", verdien er en antakelse basert på dagens stillinger og lønnskostnader. (Antakelse, vil bli individuelt lønnet som RPS)

** DDx/DDRPS, verdien er en antakelse basert på dagens stillinger og lønnskostnader. (Antakelse, samme lønnskostnad som DDx)

*** WP "ny stilling/ under utvikling" verdien er en antakelse basert på dagens stillinger og lønnskostnader. (WP vil få samme lønn som DD)

10.4 Kostnadsanalyse

I denne delen av oppgaven gjennomføres en kostnadsanalyse basert på nivå 2 og de tre forskjellige "typer" av nivå 3 (WP&ToS, ARTE på land og DDx/DDRPS)

En har tatt utgangspunkt i 5 halvt nedsenkbare borerigger (flytere) ;

- COSL Innovator
- COSL Promoter
- Deep Sea Bergen
- Stena Don
- West Venture



Figur 26: Bilde av en halvt nedsenkbar plattform (flyter) COSL Innovator²⁴

For å finne et mest mulig realistisk tall på hvor mye man kan spare ved overgang fra nivå 2 til nivå 3 har en tatt utgangspunkt aktiviteten for 2014. Her har man gått gjennom lister over antall personer sendt ut til riggene, og hvor lenge de har vært på riggen. Dette har så blitt gjort om til timer, hvor en har funnet et gjennomsnitt av timer per rigg for å finne lønnskostnader per rigg.

I beregningene inngår flere feilkilder da man har tatt et gjennomsnitt og basert seg på 2014 lønnskostnader, aktivitet og antall turer. Dette er noe som vil variere fra år til år. Videre har en ikke tatt med feilkilder som venting på været (WOW), nedetid etc, og man har tatt en forutsetning at alle har 2-4 schedule. Analysen vil gi et bilde over hva Baker Hughes og Kunde (her Statoil) ville ha spart/tapt i 2014 om de hadde benyttet seg av nivå 3.

Tabell 10 nedenfor viser en oversikt over 5 av Statoils flyte-rigger, antall dager, samt gjennomsnittlig timer per rigg. Tabellen viser kun time-antall per stilling som endrer seg fra nivå 2 til nivå 3, da resten holdes konstant.

	DD (vaktskift = 12 timer, 2 DD i døgnet)	RPS (vaktskift = 12 t, 1 rps i døgnet)	DOE
COSL Innovator	498	191	728
COSL Promoter	422	144	728
Deep Sea Bergen	342	69	728
Stena Don	448	145	728
West Venture	411	135	728
Sum Skift (5 rigger)	2121	684	3640
Sum døgnet (5 rigger)	1060,5	684	1820
Sum Skift per rigg	424,2	136,8	728
Sum døgnet per rigg	212,1	136,8	364
Sum timer per rigg	5090,4	1641,6	8736

Tabell 10: Gjennomsnittlig antall timer per rigg 2014

Videre for å kunne gjøre beregninger på overgang fra nivå 2 til nivå 3 har totalt gjennomsnittlig timeantall blitt delt opp per seksjon.

For å finne antall timer per seksjon har man ved hjelp av boken Modern Well Design av Bernt S. Aadnøy tatt utgangspunkt i tiden det tar å bore de ulike seksjonene. Disse tallene har man gjort om til prosent som videre er brukt for å estimere timer per seksjon.

Tabellen nedenfor viser antall timer per seksjon for nivå 2, har antatt at RPS er ute hele reservoarseksjonen og deler av mellomseksjonen (der hvor en har kjørt Lithotrak, radioaktivekilder).

	min/meter	%
Topp hullseksjon	17,99	26,91 %
Mellomseksjon	26,14	39,10 %
Reservoarseksjon	22,72	33,99 %
	66,85	100,00 %

Tabell 11: Tiden det tar å bore en seksjon

	DD (timer per seksjon per rigg)	RPS(timer seksjon per rigg)	DOE (timer per seksjon per rigg)
Topp hullseksjon	1369,88		1369,88
Mellomseksjon	1990,47	776,57	1990,47
Reservoarseksjon	1730,05	865,03	1730,05
Komplettering			3645,60
Sum timer per rigg	5090,40	1641,60	8736,00

Tabell 12: Timer per seksjon for nivå 2

Tabellen nedenfor viser lønnskostnader per time.

	DD/DDx	RPS /LS/ToS	DOE	WP	ARTE
Lønnskostnad i året	kr 1 603 000,00	kr 1 545 000,00	kr 1 055 000,00	kr 1 603 000,00	kr 720 000,00
Årsverk	1460	1460	1752	1460	1460
Lønnskostnad per time	kr 1 097,95	kr 1 058,22	kr 602,17	kr 1 097,95	kr 493,15

Tabell 13: Lønnskostnader per time

Tabellen nedenfor viser total lønnskostnad for nivå 2 per rigg, når en kun tar i betraktning de stillingene hvor det skjer endring fra nivå 2 til nivå 3.

Lønnskostnader fordelt på seksjoner nivå 2	DD	RPS	DOE	WP	Totalt
Topp hullseksjon	kr 1 504 050,19		kr 0,00	kr 0,00	
Mellomseksjon	kr 2 185 429,24	kr 821 786,20		kr 0,00	
Reservoarseksjon	kr 1 899 500,85	kr 915 386,40		kr 0,00	
Totalt	kr 5 588 980,27	kr 1 737 172,60			kr 7 326 152,88

Tabell 14: Lønnskostnad nivå 2

10.5 ARTE på land

Her vil en ikke få noen endringer i lønnskostnader, da en tar utgangspunkt i at en flytter hele staben av ARTE fra offshore til land og de opprettholder samme lønn og 2-4 rotasjon.

En vil få kostnader i forbindelse med fly, hotell og diettenger om ARTE beholder 2-4 schedule da ikke alle bor i Stavanger.

Kostnadene forbundet med diettenger etc kompenseres med at Statoil må betale en ekstra pris for nivå 3 (personlig kommunikasjon Glen Houghton).

Et alternativ her vil være å si at staben av ARTE er nødt til å bo i Stavanger og ha Beacon Schedule.

10.6 DDx/DDRPS

Tabellen nedenfor viser reduksjon i lønnskostnader ved å gå over til DDx/DDRPS.

Topp hull seksjon	
Mellom seksjon	-kr 821 786,20
Reservoar seksjon	-kr 915 386,40
Totalt økning/ reduksjon i kostnader	-kr 1 737 172,60

Tabell 15: Differanse lønnskostnader nivå 2 og nivå 3

Ved å velge DDx/DDRPS som tilnærming til nivå 3 vil man oppnå en reduksjon i lønnskostnader på nærmere 30 millioner norske kroner per år om en tar utgangspunkt i at DDx/DDRPS blir innført på alle 16 Statoil riggene, og en tar utgangspunkt i 2014 aktivitet og gjennomsnittlig lønnskostnader for 5 flyterigger. Her inngår det feilkilder som blant annet at flytere borer mer enn plattformer og man har ulik kompleksitet på brønner.

10.7 WP&ToS

Under dette del kapittelet ser en på lønnskostnader for nivå 3 WP&ToS. For nivå 3 WP&ToS har en to ulike alternativer for hvor mange ToS en trenger i hver seksjon som vist i kapittel 9.

- Alternativ 1 antar man 2 ToS i hver seksjon
- Alternativ 2 antar man 2 ToS i reservoarseksjon og deler av mellomseksjon, og 1 Tos i deler av mellomseksjon og topphullseksjon

Videre har en innenfor de 2 alternativer sett på ulike scenarioer for hvor mange rigger 1 WP må overvåke for at det skal være lønnsomt.

Alternativ 1

Antar at man trenger 2 ToS i hver seksjon.

Lønnskostnader fordelt på seksjoner nivå 3	DD	RPS/LS/ToS	DOE	WP	Totalt
Topp hull seksjon	kr 0,00	kr 1 449 630,41	kr 824 897,56	kr 1 504 050,19	
Mellom seksjon	kr 0,00	kr 2 106 355,69	kr 0,00	kr 2 185 429,24	
Reservoar seksjon	kr 0,00	kr 1 830 772,81	kr 0,00	kr 1 899 500,85	
Totalt		kr 5 386 758,90	kr 824 897,56	kr 5 588 980,27	kr 11 800 636,74

Tabell 16: Lønnskostnader nivå 3, WP&ToS (alternativ 1)

Differanse nivå 2 & nivå 3 (1 WP per rigg)	kr 4 474 483,86
--------------------------------------------	-----------------

En ser at ved overgang til alternativ 1 av WP&ToS, går kostnadene opp med 4,5 millioner per rigg. Dermed må 1 WP overvåke flere rigger for at det skal være lønnsomt å gå over til nivå 3.

Alternativ 2

Antar at en kun trenger 1 ToS i topp hull seksjon og deler av mellom seksjon og 2 ToS i reservoar seksjonen og deler av mellom seksjon.

Lønnskostnader fordelt på seksjoner nivå 3	DD	RPS/LS/ToS	DOE	WP	Totalt
Topp hull seksjon	kr 0,00	kr 724 815,20	kr 824 897,56	kr 1 504 050,19	
Mellom seksjon	kr 0,00	kr 1 874 964,04	kr 0,00	kr 2 185 429,24	
Reservoar seksjon	kr 0,00	kr 1 830 772,81	kr 0,00	kr 1 899 500,85	
Totalt		kr 4 430 552,05	kr 824 897,56	kr 5 588 980,27	kr 10 844 429,89

Tabell 17: Lønnskostnader nivå 3, WP&ToS (alternativ 2)

Differanse nivå 2 & nivå 3 (1 WP per rigg)	kr 3 518 277,01
--------------------------------------------	-----------------

En ser at kostnadene går opp med 3,5 million per rigg. For alternativ 2 må også 1 WP overvåke flere rigger for at det skal være lønnsomt å gå over til nivå 3 ToS&WP.

Det er ikke lønnsomt å gå over til nivå 3 dersom 1 WP kun kan overvåke 1 rigg for verken alternativ 1 eller 2. Målet med å flytte personell til land er at 1 person kan overvåke og manøvrere flere rigger samtidig.

Dermed vil en under dette kapittel besvarer spørsmålet om hvor mange rigger 1 WP må overvåke for at det skal være økonomisk lønnsomt. Ved bruk av flere scenarier har en sett på hvor sensitiv profitten/ besparelsen er med hensyn til endring i antall rigger en WP kan overvåke. Hvor mange rigger en WP kan overvåke er ad hoc. Uforutsette hendelser og kompleksitet av brønnen spiller inn her. Ved å se på ulike scenarier, her 6, får en et innblikk i hvor mange rigger 1 WP må overvåke for at det skal være lønnsomt for Baker Hughes. Resultatet er systematisert i to ulike tabeller (alternativ 1 og alternativ 2).

Differanse per rigg nivå 2 & nivå 3 Økning/reduksjon i kostnader	
Scenario 1 (1 WP per rigg)	kr 4 474 483,86
Scenario 2 (1/2 WP per rigg)	kr 1 679 993,73
Scenario 3 (1/3WP per rigg)	kr 748 497,01
Scenario 4 (1/4 WP per rigg)	kr 282 748,66
Scenario 5 (1/5 WP per rigg)	kr 3 299,64
Scenario 6 (1/6 WP per rigg)	-kr 182 999,70

Tabell 18: Alternativ 1, WP&ToS

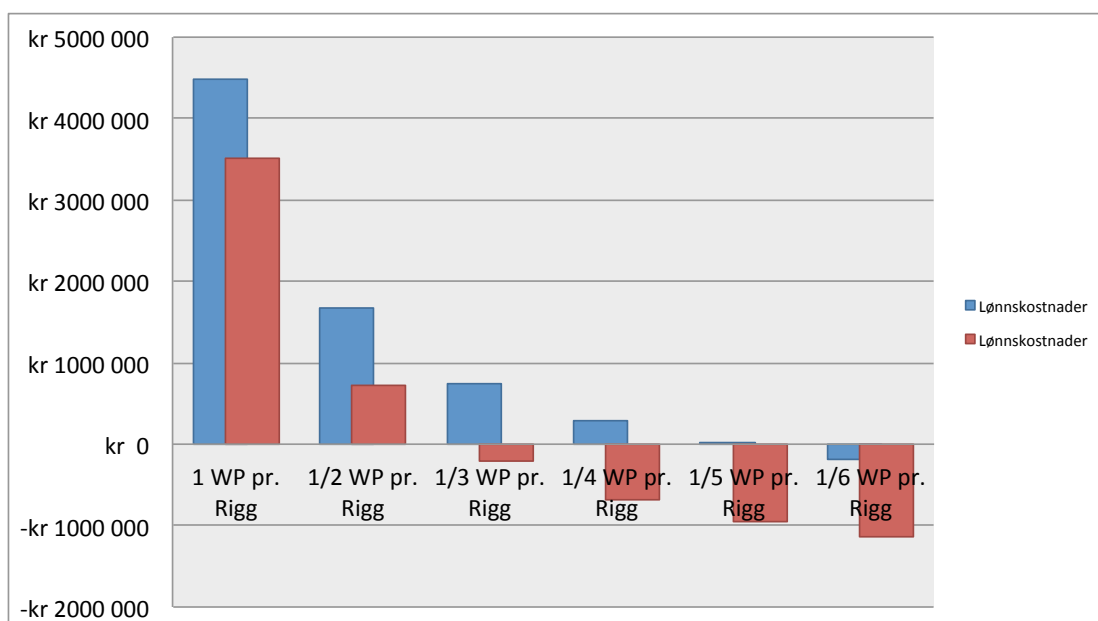
Under Alternativ 1 må man opp i 6 rigger for at det skal være lønnsomt å gå over til nivå 3. For 6 rigger tilsvarer dette en besparelse på rundt 1 million norske kroner per år.

Differanse per rigg nivå 2 & nivå 3 Økning/reduksjon i kostnader	
Scenario 1 (1 WP per rigg)	kr 3 518 277,01
Scenario 2 (1/2 WP per rigg)	kr 723 786,88
Scenario 3 (1/3WP per rigg)	-kr 207 709,84
Scenario 4 (1/4 WP per rigg)	-kr 673 458,19
Scenario 5 (1/5 WP per rigg)	-kr 952 907,21
Scenario 6 (1/6 WP per rigg)	-kr 1 139 206,55

Tabell 19: Alternativ 2, WP&ToS

Under alternativ 2 må 1 WP overvåke minst 3 rigger for at det skal være lønnsomt. For 3 rigger tilsvarer det ca 600 000 norske kroner.

Nedenfor viser et stolpediagram av effekten av rigger per WP på lønnskostnader for alternativ 1 (blå stolper) og alternativ 2 (røde stolper).



Figur 27: Viser effekten av WP på lønnskostnader (blått alternativ 1 - rødt alternativ 2)

Avhengig av hvor kompleks brønnen er kan 1 WP overvåke flere rigger. Dette vil gi reduserte kostnader. På den andre siden kan hver enkelt WP ikke være like grundig involvert i hver enkelt operasjon da det forventes flere rigger per hode.

Kvaliteten på leveransen vil falle, samtidig som lønnskostandene vil gå ned.

11 Kursing – krysstrening

Under dette avsnittet ser man på kostnader ved å kryss- trene personell.

11.1 Nivå 3 – ARTE på land

Her er allerede krysstrening gjennomført fra nivå 1 til nivå 2. Under nivå 3 ARTE på land flytter en ARTE fra offshore til land. Her trenger en ingen kurs, da rollen til ARTE er den samme.

11.2 Nivå 3 – DDx/DDRPS

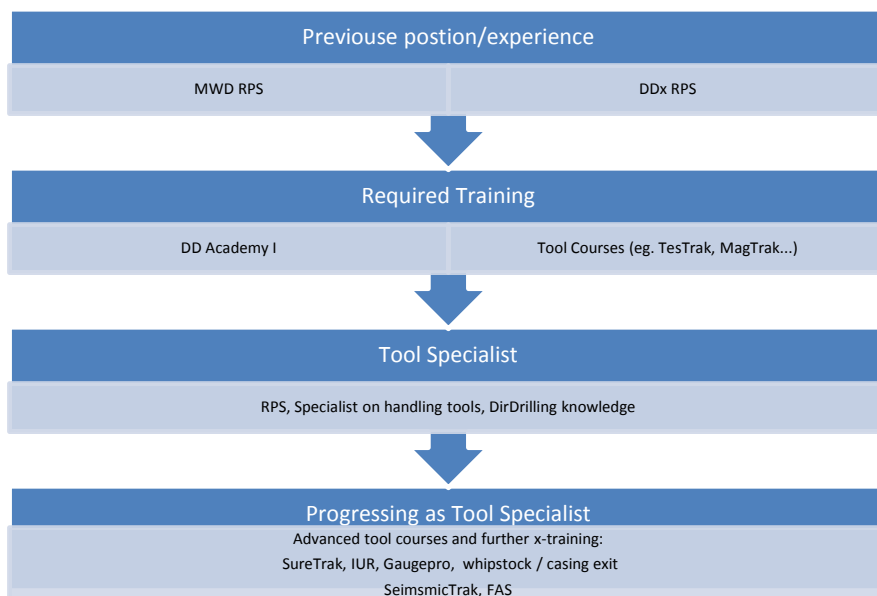
DD staben består av 68 DD, hvorav 13 i dag er sertifisert til å gjøre RPS arbeid, (personlig kommunikasjon Tom Williams). Resten av staben er kvalifisert til å være med å håndtere radioaktive kilder. For DD som ikke er sertifisert, trenger de 2-3 trainee turer sammen med en assessor som kan godkjenne at de kan gjennomføre arbeidet (personlig kommunikasjon Glen Houghton).

11.3 Nivå 3 – WP & ToS

For å kunne gå fra nivå 2 til nivå 3(WP & ToS) må en gjennom en del kursing.

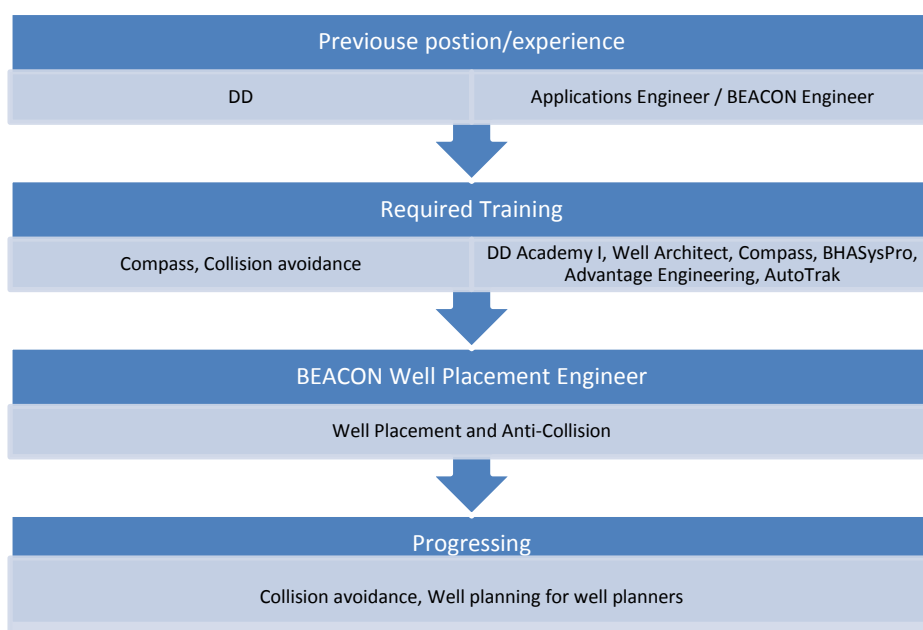
Den nye ToS stillingen offshore vil bli bemannet med DD som er kvalifisert til å gjøre RPS arbeid og som har god erfaring og kunnskap med MWD "tools" og/eller av RPS som da trenger trening i grunnleggende retningsboring.

Ved å krysstrene både RPS (MWD) og DD RPS vil en oppnå mer fleksibilitet.



Figur 28: Kurs for å bli ToS²³

Den nye stillingen i Beacon, WP vil i all hovedsak bli dannet ved å krysstrene DD og ingeniører med erfaring fra "application engineering" og brønn planlegging.



Figur 29: Kurs for å bli WP²³

Kostnadene ved å ta kurs for å kunne bli WP og ToS kommer hovedsakelig i form av;

- Kurs: 2893 kr (\$350) per dag per student ("Global policy for tuition rebills")
- Hotell: 1000 kr per natt per person (antakelse)
- Fly: 10 000 kr per pers tur/retur (antakelse, sas.no)
- Diett/kost :
 - Dagdiett med fravær 6-12 timer 280 kr
 - Dagdiett med fravær 12 timer og mer 520 kr
 - Døgndiett med fravær 24 timer og mer 710 kr
 - Natt tillegg ved tjenester i Norge 430 kr
 (mail angående diett fra SLS supervisor)

Tabellen under viser kostnadene for kurs for å bli ToS per person. Tabellen er delt opp etter om en har vært MWD (RPS) eller DDx/DDRPS. Feilkilder her er at man ikke har tatt i betraktning hvilke kurs DDx og MWD(RPS) har fra før av.

Kurs ToS

Tidligere erfaring/stilling	MDW (RPS)	DDx
		"Tool Courses" • Testrak • Magtrak • Startrak • Copilot • Gyrotrak • BCPMII/NRZ • Soundtrak • Azitrak • Autotrak • Lithotrak • Advanced decoding
Nødvendig opplæring/trening	"DD Academy 1"	
Antall uker		3
Kostnad per kurs per person (NOK 2893)		kr 43 395,00
Fly tur-retur		kr 10 000,00
Horell (1000 kr per natt)		kr 21 100,00
Diett penger (520 kr per dag)		kr 10 920,00
Total kostnad per person		kr 85 315,00

Tabell 20: Kostnad for kurs ToS

Ved overgang til ToS vil det økonomisk sett svare seg å benytte seg av MWD (RPS) da en får mer en 3 ganger så høye kostnader per person ved å velge DDx.

Tabellen under viser kostnadene for kurs for å kunne bli WP per person. Tabellen er delt opp etter om en har vært DD eller Application Engineer/Beacon Engineer tidligere.

Kurs WP

Tidligere erfaring/stilling	DD	Application Engineer/Beacon Engineer
	• "Compass" • "Collision avoidance"	• "DD Academy 1" (inkludert "Well Architect") • Compass • BHASysPro • Advantage Engineering • AutoTrak
Nødvendig opplæring/trening		
Antall uker		1
Kostnad per kurs per person (NOK 2893)		kr 20 251,00
Fly tur-retur		kr 10 000,00
Horell (1000 kr per natt)		kr 6 000,00
Diett penger (520 kr per dag)		kr 3 640,00
Total kostnad per person		kr 39 891,00

Tabell 21: Kostnad for kurs WP

Ved overgang til WP vil det svare seg å benytte seg av tidligere DD, da kostnadene er mer en 5 ganger så høye ved å benytte seg av tidligere Application ingeniører/Beacon ingeniører.

12 Kostnader – kunde (operatør)

Ved å gå over til nivå 3, vil kunden redusere kostnadene i forbindelse med helikopter, kost og losji, samtidig som det vil føre til forbedret HMS og frigjøring av sengekapasitet. Dette vil igjen føre til mindre venting om ting ikke går som planlagt og arbeidet vil bli gjort fortere. En vil dermed også oppnå reduksjon i NPT.

Kostnader per person for helikopter, kost og losji er følgende:

- Helikopter – 10 000 per vei (tall fra ansatt i Wintershall)
- Kost og losji - 1000 per dag (tall fra ansatt i Wintershall)
- Pakkepris fra nivå 2-3 (Rune Koldal)

12.1 Helikopterturer

Antall helikopterturer er beregnet ut fra time-antall per rigg, hvor dette videre er gjort om til dager, som igjen er gjort om til antall personer sendt til og fra riggen. Her har man gjort en antakelse på at 1 offshore tur varer 14 dager.

Tabellen nedenfor viser antall helikopterturer for DD, RPS/LS og ARTE for 2014 nivå 2, da en antar hele 14 dagers turer.

	DD turer	RPS turer	ARTE turer
Toppullseksjon	16		16
Mellomseksjon	24	10	24
Reservoarseksjor	20	10	20
Komplettering			44
Totalt	60	20	104

Tabell 22: Antall helikopterturer (tur-retur)

I realiteten er tallet noe høyere da RPS og DD blir sendt til og fra riggen når det oppstår problemer og stans, og at turene ikke alltid er 14 dagers turer.

12.1.1 ARTE på land

Differanse helikopterturer per rigg nivå 2 & nivå 3	-104
Kostnad 10 000 per vei	-kr 1 040 000,00
Differanse kost&losji (1000 per dag)	-kr 728 000,00

Tabell 23: Kostnad helikopter, kost og losji, nivå 3 ARTE på land

Ved å gå over til tjeneste leveranse nivå 3, ARTE på land vil en i løpet av et år på en rigg spare 104 helikopterturer.

Besparelsen ved å innføre ARTE på land er 1 768 000 per rigg per år tatt i betraktning boring av de ulike hullseksjonene, samt komplettering.

12.1.2 DDx/DDRPS

Differanse helikopterturer per rigg nivå 2 & nivå 3	-20
Kostnad 10 000 per vei	-kr 200 000,00
Differanse kost&losji (1000 per dag)	-kr 140 000,00

Tabell 24: Kostnad helikopter og kost&losji, nivå 3 DDx/DDRPS

Ved kun å fjerne RPS/LS offshore oppnår man en reduksjon i 20 helikopterturer per år per rigg. Besparelsen for helikopterturer, kost og losji ved å gå over til DDx/DDRPS er 340 000 norske kroner per rigg per år.

12.1.3 WP&ToS

Alternativ 1

(2 ToS i hver seksjon)

Differanse helikopterturer per rigg nivå 2 & nivå 3	-20
Kostnad 10 000 per vei	-kr 200 000,00
Differanse kost&losji (1000 per dag)	-kr 140 000,00

Tabell 12: Kostnad helikopter og kost&losji, nivå 3 WP&ToS (alternativ 1)

Under alternativ 1 WP&ToS vil en spare like mange helikopterturer som ved overgang til DDx/DDRPS, det samme gjelder kost og losji.

Alternativ 2

(2 ToS reservoarseksjon, og deler av mellomseksjon , 1 ToS i deler av mellomseksjon samt topphullseksjon)

Differanse helikopterturer per rigg nivå 2 & nivå 3	-29
Kostnad 10 000 per vei	-kr 290 000,00
Differanse kost&losji (1000 per dag)	kr 203 000,00

Tabell 26: Kostnad helikopter og kost&losji, nivå 3 WP&ToS (alternativ 2)

Under alternativ 2 WP&ToS vil en spare 29 helikopterturer årlig. Dette svarer til 290 000 kroner, tar en med kost og losji vil besparelsen være nærmere 500 000 kroner per rigg per år.

12.1.4 Ekstra pris nivå 3

Kunden må betale en ekstra pris for nivå 3, da det vil bli flere hotellovernattinger på Baker sin regningen grunnet Beacon arbeid (personlig kommunikasjon Glen Houghton).

Se tabell under for differanse i pris for nivå 3.

Drilling non reservoar	1008 kr per rigg per dag
Drilling reservoar	665 kr per rigg per dag
Komplettering	12560 kr per rigg per dag

Tabell 27: Differanse i pris for nivå 3

Tabellen nedenfor viser summen Statoil måtte ha betalt per rigg i 2014 for nivå 3. Tabellen er basert på antall dager boret i reservoar og ikke reservoar (topphull og mellom seksjon) for året 2014.

Drilling non reservoir	kr 282 269,34
Drilling reservoir	kr 95 873,64
Ekstra pris level 3	kr 378 142,98

Tabell 28: Ekstra pris nivå 3

For å gå over til tjenesteleveranse, nivå 3, må Statoil betale 378 143 kroner. For at Statoil skulle velge dette alternativet måtte det enten være andre økonomiske fordeler eller en kvalitet på leveransen som minst oppveier kostnadsøkningen. Dette er videre kort berørt under kapittel 13.

13 Besparelse

13.1 Baker Hughes

	ARTE på land	DDx/DDRPS	ToS&WP (Alternativ 1)	ToS&WP (Alternativ 2)
Besparelse lønnskostnader per rigg	Kr 0	Kr 1 737 172	Kr 182 999 (1/6 WP)	Kr 207 709 (1/3 WP)

Tabell 29: Besparelse Baker Huges, nivå 3

Når det kommer til kursing vil man få en "engangsutgift" ved å lære opp personell. Krysstrening er en verdi i seg selv ved at man som bedrift får mer kompetent og fleksibelt personell.

Videre vil en få kostnader i forbindelse med diettenger, fly og hotell da ikke alle bor i Stavanger. Kunden må her betale en ekstra pris for nivå 3 grunnet Beacon arbeid som dermed kompenserer det tapte som går med til diettenger, fly og hotell.

En ser at rent økonomisk sett vil DDx/DDRPS være det mest fordelaktige om man kun vurderer lønnskostnader.

Innenfor ToS&WP metodikken vil alternativ 2 være det beste alternativet. Men for at dette alternativet skal være lønnsomt må 1 WP overvåke minst 3 rigger.

13.2 Kunde

Økonomisk:

	ARTE på land	DDx/DDRPS	ToS & WP (Alternativ 1)	ToS&WP (Alternativ 2)
Helikopter per rigg	Kr 1 040 000	Kr 200 000	Kr 200 000	Kr 290 000
Kost&losji per rigg	Kr 728 000	Kr 140 000	Kr 140 000	Kr 203 000
Ekstra pris nivå 3 per rigg	Kr - 378 142	Kr - 378 142	Kr -378 142	Kr - 378 142
Total besparelse/tap	Kr 1 389 858	Kr - 38 142	Kr - 38 142	Kr 114 858

Tabell 30: Besparelse kunde, nivå 3

Ut fra kundens perspektiv ville det ha svart seg å velge ARTE på land om teknologien hadde vært tilrettelagt. En ville oppnådd stor økonomisk gevinst ved denne tilnærmingen. Da teknologien enda ikke er tilrettelagt vil alternativ 2 av

ToS&WP være det beste alternativet økonomisk sett da dette gir en besparelse på 114 858 kroner i året per rigg. DDx/DDRPS og ToS&WP (alternativ 2) vil gi tap.

14 Intervju/ organisatoriske forhold

Nedenfor følger et intervju med en erfaren offshorearbeider hvor man får et innblikk i synspunkt rundt utviklingen av Integreerte Operasjoner.

ToS&WP

N.N. ser muligheten Baker har med å spare penger på denne måten ved å la for eksempel DD(WP) på land overvåke flere rigger samtidig, da ikke alle riggene borer på samme tid.

N.N. ser ingen styrker ved å gjøre det på denne måten, unntatt at Baker Hughes kan spare penger.

N.N. ser flere negative sider;

- Kunde i feltet ønsker DD på begge skift for umiddelbar respons på problemer, og at beslutningene blir gjort "on the fly"
- Norge er den eneste regionen som prøver dette, og vi har fortsatt Beacon rigger og konvensjonelle rigger.
- Vil ende opp med personell som ikke kan jobbe noe annet sted i verden fordi de vil være ubrukelige etter flere år i Beacon
- Vi vil være en gruppe av land mennesker, og ingen vil være kvalifisert til å dra til havs hvis forholdene endrer seg, eller vi mister Statoil kontrakten.

DDx/DDRPS

N.N. mener det vil bli vanskelig å finne/lage nok DD/RPS som kan gjøre begge jobbene samtidig. N.N. legger til at DD jobb kan være hektisk til tider, og at de gangene er vanligvis sammenfallende med når RPS er opptatt med å få verktøyet klart. Å prøve å få "to jobber ut av en person" vil være vanskelig. Etter N.N.s mening, vil det ikke gi kunden en bedre tjeneste. Det vil muligens bare spare Baker for penger ved å gjøre det på denne måten.

ARTE på land

N.N sier at vi har bevist at ARTE kan arbeide fra land på BP kontrakten. N.N. tror personlig at det ville være bedre å ha ARTE på land, og beholde DD og RPS stilling offshore. N.N. kan ikke se en forbedring i kvaliteten på tjenesten.

"Oppsummert vil jeg si at jeg ikke liker hele ideen og måten vi prøver å effektivisere på. Jeg innrømmer jeg er gammel og har gjort offshore riggarbeid i 35 år. Så jeg er kanskje lei endring, men jeg ser fortsatt ikke at kvalitet på tjenesten blir bedre, som er hva jeg tror en servicebedrift bør strebe etter".

15 SWOT analyse

Nedenfor følger en SWOT-analyse av de tre hovedalternativene. Drøfting av alternativene følger i kapittel 16.

15.1 Nivå 2- nivå 3 ARTE på land

<p>Styrker:</p> <ul style="list-style-type: none"> • HMS • Kunde tilfredshet • Redusert POB • Bedre samarbeid mellom ulike disipliner • Nærmere familie • Reduserte kostnader der infrastrukturen er på plass • Slipper helikopter • Økonomi om infrastruktur er tilrettelagt 	<p>Svakheter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mer arbeid på DD, RPS og LG • Mindre "hands on" • Teknologi ikke tilrettelagt • For store kostnader der infrastrukturen ikke er på plass
<p>Muligheter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mer effektiv ressurs bruk • Styrket konkurransekraft 	<p>Trusler:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Konkurrenter • Software/hardware

15.2 Nivå 2- nivå 3 DDx/DDRPS

<p>Styrker:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Minimum antall personer offshore • HMS • Redusert POB • Redusert helikopter • Reduserte kostnader 	<p>Svakheter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mindre "hands on" • Overarbeid • For mye ansvar per person • mangel på god støtte fra onshore • "For effektiv" på bekostning av faglig utvikling og kvalitet • Villighet • For mye arbeid på TS
<p>Muligheter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redusert NPT • Mer effektiv ressursbruk • Økt konkurransekraft 	<p>Trusler:</p> <ul style="list-style-type: none"> • NPT • Konkurrenter • HMS → jobber ikke med det hele tiden

15.3 Nivå 2- nivå 3 WP&ToS (pilot)

Styrker: <ul style="list-style-type: none">• Ytterligere krysstrening/fleksibilitet• Reduserte kostnader• Mindre personer offshore• HMS• Kunde tilfredshet• Reduksjon i antall helikopter turer• Større fokus på oss istedenfor "offshore vs sonshore"• Bedre læring	Svakheter: <ul style="list-style-type: none">• Mindre "hands on"• Mer arbeid på RPS offshore →ny stilling ToS• Mindre forståelse for prosessen• Tar tid å få det integrert
Muligheter: <ul style="list-style-type: none">• Redusert NPT• Mer effektiv ressurs bruk• Krysstrent personell• Mulighet å brukes globalt• Økt effektivitet/konkurranseskraft• Bedre læring• Fleksibilitet	Trusler: <ul style="list-style-type: none">• NPT• Misnøye blant ansatte• Konkurrenter• Misnøye blant kunde (offshore)• Dårlig kommunikasjon

16 Drøfting og diskusjon

Å gå over til nivå 3 metodikk for tjenesteleveranse vil ta tid, da det krever omstilling og krysstrening. Gjennom analyser har en sett på hvilke av de 3 tjenesteleveransmodellene innenfor nivå 3 som er mest effektiviserende både for Baker Hughes og kunde i perspektiv av kostnader, HMS og organisatoriske forhold.

16.1 ARTE på land

Økonomi

Her vil kunden spare mest når det kommer til helikopterturer, kost og losji. Hadde infrastrukturen vært tilrettelagt ville dette vært den beste og også enkleste tilnærmingen til nivå 3.

En frigjør mest sengeplasser ved denne tilnærmingen som igjen er et kostnadsbesparende tiltak da mye tid og penger går bort i venting.

Baker Hughes vil ikke spare noe lønnsmessig da en antar 2-4 schedule, men endring i schedule gir et potensialet også her. Kvaliteten levert til kunden vil være bra, da 1 person overvåker 1 brønn. Dette kan igjen føre til at Baker Hughes vinner flere kontrakter.

Samtidig som man beholder DD og RPS offshore som kan ta avgjørelser "on the fly". Dette vil igjen gi kunden en god tjeneste, som igjen vil skape verdier for Baker Hughes.

HMS

Ved å flytte ARTE fra offshore til land reduserer man HMS-eksponering. ARTE vil også komme nærmere hjem/familie, noe som kan slå ut positivt på trivsel og arbeidsmiljø.

Organisatorisk forhold

Organisatorisk vil effekten kun være at en funksjon overføres fra offshore til land. Arbeidsoppgavene vil bli de samme.

16.2 DDx/DDRPS

Økonomi

Tilbudet om å kunne redusere antall personer offshore var en av grunnene til at Baker Hughes vant IDS kontrakten i 2012. Tanken var å krysstrene DD til å gjøre RPS arbeid og at RPS stillingen offshore skulle forsvinne (personlig kommunikasjon Tom Williams). Ut ifra rent lønnsmessige forhold kan en spare mest ved denne tilnærmingen.

HMS

Som foregående alternativ vil HMS-eksponering reduseres ved at færre personer arbeider offshore. Men om en slik omlegging gir overbelastning og dårlig arbeidsmiljø, kan man også få negative HMS-effekter.

Organisatoriske forhold

Ut i fra organisatoriske forhold opplevde en storm i gruppene ved å luften denne ideen. Denne tilnærmingen ble ikke godt mottatt av verken DD staben eller RPS staben. DD sammen med fagforeningen og RPS arbeidet mot løsningen.

Det finnes flere ulemper enn fordeler med denne, om man ser på SWOT analysen. Tilnærmingen har likevel muligheter som redusert NPT og mer effektiv ressursbruk, så man vil trolig se videre på alternativet. En eventuell implementering krever imidlertid modning.

16.3 WP&ToS

Økonomi

Som vist gir både alternativ 1 og alternativ 2 økonomisk gevinst om man lar en WP overvåke flere rigger. Type operasjon på hver rigg vil være den definerende faktoren på hvor mange operasjoner en WP har mulighet til å håndtere på en god måte samtidig. Flere faktorer spiller inn på hvor kompleks en brønn er.

I alternativ 1 må en WP overvåke minimum 6 rigger for at det skal være lønnsomt. Dette kan være svært krevende å håndtere, og kan føre til økt NPT og økte kostnader.

I alternativ 2 må en WP overvåke minimum 3 rigger for at det skal være lønnsomt. Dette vil trolig være et bedre alternativ, da 3 rigger kan være overkommelig.

HMS

HMS-konsekvenser vil i all hovedsak være som foregående alternativ.

Organisatorisk forhold

Organisatorisk er dette noe mer omfattende en foregående alternativ, men konsekvensene vil i all hovedsak være de samme.

Det positive er at det kan gi betydelig effektivitet og fleksibilitet i organisasjonen. Fra arbeidstakersynspunkt kan det også være av interesse å øke ferdighetene og få mer varierte jobber. Dette kan også ha positive HMS- effekter.

17 Konklusjon

Å implementere nivå 3 i stor skala vil ta betydelig mengde med tid og krefter. Det vil kreve krysstrening, utarbeidelse av nye prosedyrer etc. Videre vil det i større eller mindre grad kreve nyinvesteringer og /eller oppgradering av infrastruktur.

Om pågående pilottest av nivå 3 WP & ToS viser seg å være gjennomførbar vil dette være denne beste tilnærmingen til "ny" nivå 3 tjenesteleveranse. Fordelene er både økonomiske, organisatoriske og HMS-messige. Denne tilnærmingen krever heller ikke så stor grad av oppdatering av infrastruktur som det å flytte ARTE til land. Men, som analysen foran viser, vil man også møte trusler underveis.

Alt tyder på at nivå 3 vil være neste skift i en alternativ løsning og tjenesteleveranse av Integrerte Operasjoner. Forandringen vil imidlertid trenge modning både hos kunde og leverandør (Baker Hughes og Statoil) før det kan bli en standard tjenesteleveransemodell.

Baker Hughes Norge har valgt om å innføre nivå 3 istedenfor nivå 2. Nivå 2, dagens standard, er kjent både av kunde og av leverandør. For å gå over til nivå 3 må man ha en løsning som samlet sett er bedre enn dagens modell. Dette gjelder for økonomi, kvalitet, fleksibilitet i bemanning, HMS og ikke minst hvordan kunden oppfatter modellen. Slik sett er det også fornuftig at man arbeider sammen med kunden i pilotprosjekt før modellen tilbys i "fullskala".

Man må unngå en situasjon hvor man lanserer en modell som fungerer dårlig og som kan gi Baker Hughes et dårlig renommé i markedet. Dette kan få fatale økonomiske konsekvenser fordi kontrakter til milliarder av kroner kan gå tapt.

Endringer vil ofte møte motstand slik det bl.a. kommer frem under kapittel 14. Men uavhengig av dette så vil utviklingen gå videre. Både leverandør og kunde vil søke etter synergier og bedre måter å levere tjenester på. Svakere oljepris vil ikke minst stimulere oljeselskapene til å sette fokus på kostnadsbesparelser og effektiv ressursutnyttelse.

18 Kilder

1. 2014, *The RASCI Model*
http://www.valuebasedmanagement.net/methods_raci.html
2. Jostein Alexandersen Høst 2014 "SWOT forklaring og eksempler"
(Forelesningsnotat Entreprenørskap IND620)
3. E.Saeverhagen, K.Thompson, J.Dagestad, M.Tardio, Baker Hughes;
K.Bersaas, L Grøvik, Statoil, "Knowledge Transfer and Introduction of a
Remote Operations Model Developed over a Decade- From North Sea to
Brazil", SPE 143749 14-17 june 2011
4. Erlens Skarsaune, "Robot klar til å overta oljeboringen" *Stavanger
Aftenblad*, 11.04.2015
5. <http://www.statoil.com/no/Pages/default.aspx>
6. Tom Rosendahl , Asbjørn Egir, Lars Kristian Due Sørensen, Hans Jørgen
Ulsund Beta," *Integrated Operations: Change Management in The
Norwegian Oil and Gas Industry*", Vol 26 Iss.1,2012 pp 40-63
7. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/oljev/aar/2014-12-15?fane=tabell&sort=nummer&tabell=211515>
8. Lewis Yim, "Digital Oilfield How IT enables the Oil and Gas Industry",
<http://aberdeen.bcs.org/presentations/Digital-Oilfield.pdf>, 20 October
2011
9. OLF 2006,"*Verdipotensialet for Integrerte Operasjoner på Norsk Sokkel*",
April 2006,
[http://www02.abb.com/global/seitp/seitp161.nsf/0/2143c6873c414893c125718b004cd56b/\\$file/060329_Verdipotensiale_IO_NS\[1\].pdf](http://www02.abb.com/global/seitp/seitp161.nsf/0/2143c6873c414893c125718b004cd56b/$file/060329_Verdipotensiale_IO_NS[1].pdf)
10. E.Nathan and J.O Dagestad,SPE, Baker Hughes, and T Lilleng and
T.Pedersen "Proven Commercial Implementation of Second-Generation
Integrated Remote Drilling Operations Center", IADC/SPE 99066, SPE,
Norsk Hydro Drilling Conference held in Miami, Florida, U.S.A,21-23
February 2006
11. M.Wahlen, Baker Hughes INTEQ, S.Sawaryn, SPE, BP, M.Blaasmo, Baker
Hughes INTEQ "Improving Team Capability and Efficiency by Moving
Traditional Rig-Site Services Onshore" SPE 78336, 2002

12. Baker Hughes, "*History*"
<http://www.bakerhughes.com/company/about/history>
13. Jo Andre Aavik, "Vil la 1 av 10 ansatte gå", *E24*, 20.01.2015,
<http://e24.no/energi/baker-hughes-vil-nedbemanne-1-av-10-ansatte/23378199>
14. Thorbjørn Kaland "*Integrated operations From well drilling's point of view*" Master programme Module MPE190 – Well Intervention, høst 2014.
15. Statoil, "*Kontrakt for Integrerte boretjenester tildelt Baker Hughes*",
 21.08.2012,
http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2012/Pages/21Aug_BakerHughes.aspx
16. Tender Attachment 11B – IO and Onshore Centers Statoil Petroleum AS
 Enquiry 023072 – Integrated Drilling Services 5 may 2014
17. Glen Houghton "*Beacon Remote Services-Level 3*" (powerpoint)
18. "Unik Teknologi kan spare oljeselskap for millioner" *Stavanger Aftenblad*,
 side 20, 17 mars 2015
19. OSA-matrise,
<http://www.industrienergi.no/content/uploads/2014/12/OSA-OSBA-lønnstabell-01.01.2015-del-2.pdf>
20. E-conomic, "*Lønnskostnad- hva er lønnskostnad*"
<https://www.e-conomic.no/regnskapsprogram/ordliste/lonnskostnad>
21. Bernt S. Adnøy, *Modern Well Design, Second Edition*, Taylor & Francis
 Group, London, UK 2010
22. Powerpoint fra ARTE kurs, *Beacon overview, 2013*
23. Glen Houghton "*Beacon – Level 3*" 2014
24. Rigzone, "*COSL Aims to go Global*", 28.10.2009,
http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/80784/Analysis_COSL_Aims_to_Go_Global
25. Offshore.no, "*Tre omkommet, en savnet etter helikopterulykke*",
 24.08.2013,
http://www.offshore.no/sak/59484_tre_omkommet_en_savnet_etter_helikopterulykke