



DET TEKNISK-NATURVITSKAPLIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industriell økonomi med spesialisering i prosjektledelse og petroleumsteknologi	Vårsemesteret, 2011 Konfidensiell
Forfatter: Ingvar Egeland (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Atle Øglend (UiS) Veileder: Pætur S. Danielsen (Statoil)	
Tittel på masteroppgaven: Tids- og kostnadsestimering av brønnintervensjoner på Statfjordfeltet Engelsk tittel: Time and cost estimates for well interventions at the Statfjord oilfield	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Brønnintervensjoner Statfjord Prosjektestimering Lognormalfordeling P10, P50, P90	Sidetall: 62 Stavanger, 06 / 2011

Forord

Med denne oppgaven avsluttes min mastergrad i Industriell økonomi, med spesialisering i prosjektledelse og petroleumsteknologi ved Universitetet i Stavanger.

Jeg vil først og fremst benytte anledningen til å takke min veileder ved Statoil, Pætur Danielsen, for meget god hjelp og veiledning underveis i oppgaven. Jeg vil også takke resten av intervensjonsteamet ved Statoil for en upåklagelig mottakelse, gode diskusjoner og hjelp underveis i prosessen.

Jeg vil også takke:

- Atle Øglend, veileder ved Universitetet i Stavanger, for hjelp til utforming av oppgaven.
- Siri Bjerga for gjennomgang og korrekturlesing av oppgaven.
- Medstudenter i studentorganisasjonen INDØKS for utallige diskusjoner og sosiale sammenkomster på brakka gjennom studiet.
- Arne Rettedal og Peter Hjartstam ved Statoil for deres tålmodighet og hjelp på kontoret.

Til slutt vil jeg rette en stor takk til venner og familie for all støtte og forståelse gjennom mine studier.

Stavanger, Juni 2011

Ingvar Egeland

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven var å lage en modell for tids- og kostnadsestimering av brønnintervensjoner på Statfjordfeltet. Det har frem til 2011 blitt brukt en teknisk grensekalkulator med utilstrekkelig dokumentasjon som estimeringsverktøy, noe som har medført større estimatavvik en Statoil sin interne krav ($\pm 10\%$).

Brønnintervensjonsprosessen ble brutt ned i flere underaktiviteter for å kartlegge hvilke variabler og faktorer som påvirker tids- og kostnadsestimeringen. Variablene som ble funnet benyttes til å etablere tekniske grenseverdier (minimum tid) for operasjoner som utføres i en intervensjon. Den tekniske grenseverdien blir deretter justert i forhold til historiske faktorer som påvirker virkelig tid og kostnad. Modellen kalkulerer dermed P10, P50 og P90 estimater ut i fra den tekniske grenseverdien til brønnintervensjon, med hensyn på historiske data.

Modellen ble videre brukt for å gjenskape tidsestimater for brønnintervensjoner gjort i 2010, for å sjekke dens pålitelighet og relevans. Disse intervensjonene ble i fjor underestimert med 20%, noe som er utenfor kravet til estimatavvik. Ved bruk av modellen ble intervensjonene i 2010 underestimert med 10%, kravet til estimatavvik ble dermed oppfylt. Etter flere diskusjoner med internt personell i Statoil, ble en alternativ estimeringsverdi til intervensjonene utarbeidet (middelverdi).

En endring i lognormalfordelte estimater fra P50 verdi til middelverdi, medfører en generell økning i estimatene. Ved bruk av middelverdi i modellen, ble det nye estimatavviket for intervensjoner i 2010 redusert igjen fra -10% til 4%. Selv om resultatet i seg selv er veldig positivt, ser enn en tendens til at enkelt intervensjoner blir overestimert ved bruk av middelverdi for å ta hensyn til ekstremtilfeller.

Anbefalingen min er å benytte modellen med P50 verdier som stemmer best overens med enkelt intervensjoner. I tillegg blir også overgangen fra tidligere estimeringsgrunnlag til den nye modellen litt mindre merkbar på denne måten. Modellens resultat for 2011 intervensjonene bør evalueres i fremtiden for å bestemme om estimatene skal justeres opp til middelverdi eller beholde P50 verdiene.

Innholdsfortegnelse

1 Innledning	5
1.1 Bakgrunn for oppgave.....	5
1.2 Problemstilling.....	5
1.3 Avgrensing	5
1.4 Målsetning	6
1.5 Disposisjon	6
2 Teori	7
2.1 Statfjordfeltet.....	7
2.2 Brønnintervensjoner.....	10
2.2.1 Wireline (WL)	11
2.2.2 Wireline traktor (WLT).....	14
2.2.3 Pumping.....	15
2.2.4 Coiled Tubing (CT)	16
2.2.5 Rigg	16
2.3 Prosessbeskrivelse	17
2.4 Feltutvikling og prosjektestimering	18
3 Metode	21
3.1 Valg av metode.....	22
3.2 Metodens relevans og pålitelighet	22
4 Undersøkellesmodell.....	23
4.1 Resultat.....	25
4.1.1 Teknisk grense.....	25
4.1.2 Tidsestimat.....	26
4.1.3 Kostnadsestimat	28
4.1.4 Modell for tids- og kostnadsestimering	29
4.1.5 Modellens resultat i estimering av brønnintervensjoner.....	32
4.2 Positive og negative erfaringer med gjennomføringen.....	34
5 Diskusjon	35
5.1 Drøfting av forskningsspørsmål	35
5.2 Drøfting av undersøkelsesmodell	42
6 Konklusjon.....	43
7 Kildeliste	44
8 Vedlegg.....	46
8.1 Vedlegg 1 - Brønnforhold	46
8.2 Vedlegg 2 - Type operasjon	47
8.3 Vedlegg 3 - Brukermanual til modellen.....	55
8.4 Vedlegg 4 - Brønnintervensjoner 2010.....	60
8.5 Vedlegg 5 - Estimeringresultat av intervensjoner i 2010	61
8.6 Vedlegg 6 - Evaluering av estimater.....	62

Liste over tabeller

Tabell 1.1 - Tid og kostnadsavvik Statfjord.....	5
Tabell 4.1 - Rigging av utstyr	25
Tabell 4.2 - Kjørehastigheter wirelinevinsj	25
Tabell 4.3 - Brønner med manglende datagrunnlag	26
Tabell 4.4 - Lognormalfordelte tider til operasjoner.....	26
Tabell 4.5 - Vente på været.....	27
Tabell 4.6 - Produktivitet.....	27
Tabell 4.7 - Riggkostnader.....	28
Tabell 5.1 - Resultat tidsestimat.....	39
Tabell 5.2 - Sammenligning av P50 og middelverdien	40

Liste over figurer

Figur 2.1 - Tidslinje Statfjord	7
Figur 2.2 - Statfjordplattformene	8
Figur 2.3 - Oversikt over Statfjordfeltet (Store norske leksikon, 2011).....	9
Figur 2.4 - Produksjon Statfjordfeltet (Oljedirektoratet, 2011)	9
Figur 2.5 - Boring, brønn og produksjonsaktiviteter (Statoil, WR1677, 2009).....	10
Figur 2.6 - Brønnintervensjonsmetoder.....	10
Figur 2.7 - Wireline opprigging	11
Figur 2.8 - DHSV	12
Figur 2.9 - Plugg.....	12
Figur 2.10 - Logging.....	12
Figur 2.11 - Perforering.....	13
Figur 2.12 - Gassløft ventil	13
Figur 2.13 - Sliding sleeve.....	13
Figur 2.14 - Wireline traktor (Aker Solutions, 2011).....	14
Figur 2.15 - Coiled tubing opprigging.....	16
Figur 2.16 - Prosessbeskrivelse brønnintervensjon (Statoil, WD1314, 2005).....	17
Figur 2.17 - Kostnader og inntekt for et felt (Odland, Cost and cost estimating, 2010).....	18
Figur 2.18 - Boring, brønn og produksjonsaktiviteter (Statoil, WR1677, 2009).....	19
Figur 2.19 - Tornadodiagram over ønsket nøyaktighet på estimater	19
Figur 2.20 - Lognormalfordeling av brønnintervensjoner (Statoil, Estimate operation time and cost, 2011)	20
Figur 2.21 - Elementer i tidsestimering (Statoil, Finalise time and cost estimate, 2011)	20
Figur 3.1 - Oppgavens bruk av metoder	22
Figur 4.1 - Oversikt over estimering	24
Figur 4.2 - Teknisk grensekalkulator.....	29
Figur 4.3 - Tidsestimat.....	30
Figur 4.4 - Kostnadsestimat	31
Figur 4.5 - Lognormalfordeling av brønnintervensjoner i 2010	32
Figur 4.6 - Lognormalfordeling (Odland, Cost and cost estimating, 2010)	33
Figur 5.1 - Modelloppsett for tids- og kostnadsestimering.....	38
Figur 5.2 - Lognormalfordeling av boreoperasjoner (Statoil, Plan well estimation, 2011).....	40

1 Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgave

Per dags dato benyttes en teknisk grensekalkulator med utilstrekkelig dokumentasjon som verktøy for tids- og kostnadsestimering av brønnintervensjoner på Statfjordfeltet. Dette medfører større avvik mellom budsjetterte og virkelige verdier enn ønsket. Estimeringsmålet for denne type operasjoner er $\pm 10\%$, mens det per dags dato er langt høyere avvik:

År	Tid	Kostnad	Forklaring
2006	-26%	-5%	+ = Overbudsjettert - = Underbudsjettert
2007	-21%	-8%	
2008	-20%	-10%	
2009	+15%	+7%	
2010	-20%	-15%	

Tabell 1.1 - Tid og kostnadsavvik Statfjord

1.2 Problemstilling

Tids- og kostnadsestimering av brønnintervensjoner på Statfjordfeltet.

- Hvilke variabler trengs for å estimere tid og kostnad?
- Hvilke interne og eksterne faktorer påvirker tids- og kostnadsestimeringen?
- Hvordan modellere tids- og kostnadsestimering?
- Hvordan passer modellen til tidligere og pågående operasjoner?

Ved å kartlegge og besvare de ovenstående forskningsspørsmålene vil det kunne tilbys en dokumentert modell til Statoil med forbedrede estimater.

1.3 Avgrensning

Hovedtemaet for oppgaven er tids- og kostnadsestimering av brønnintervensjoner. I denne oppgaven vil brønnintervensjoner bli avgrenset til wirelineoperasjoner (med / uten traktor) og pumpejobber. Hovedgrunnen til dette er tidsbegrensningen med oppgaven, samt at majoriteten av operasjonene som blir utført faller innenfor disse kategoriene. I tillegg vil estimeringen bli utført i forhold til de faste installasjonene Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C.

1.4 Målsetning

Målsetningen med denne oppgaven er å kunne utvikle en enkel modell til Statoil som vil gi bedre estimater for tid og kostnad ved brønnintervensjoner på Statfjordfeltet enn det de har per dags dato. Modellen vil bli basert på variabler som finnes i brønnoperasjoner og statistiske fordelinger av historiske data.

1.5 Disposisjon

Oppgaven er delt opp i fem hoveddeler: teori, metode, undersøkelse, diskusjon og avslutning. Den første delen tar for seg historien om Statfjord, brønnintervensjoner, ulike typer operasjoner og prosjektutviklingen. Den andre delen vil ta for seg metodene som er brukt for å finne svar på spørsmålene og nå målsetningen, samt litt teori rundt de forskjellige metodeformene. I den tredje delen vil undersøkelsene og resultatene bli kartlagt, noe som vil bli videre evaluert og diskutert i den fjerde delen. Her vil informasjonen fra undersøkelsen bli brukt til å svare på problemstillingene gitt ovenfor. Oppgaven avsluttes med en oppsummerende konklusjon av oppdagelsene.

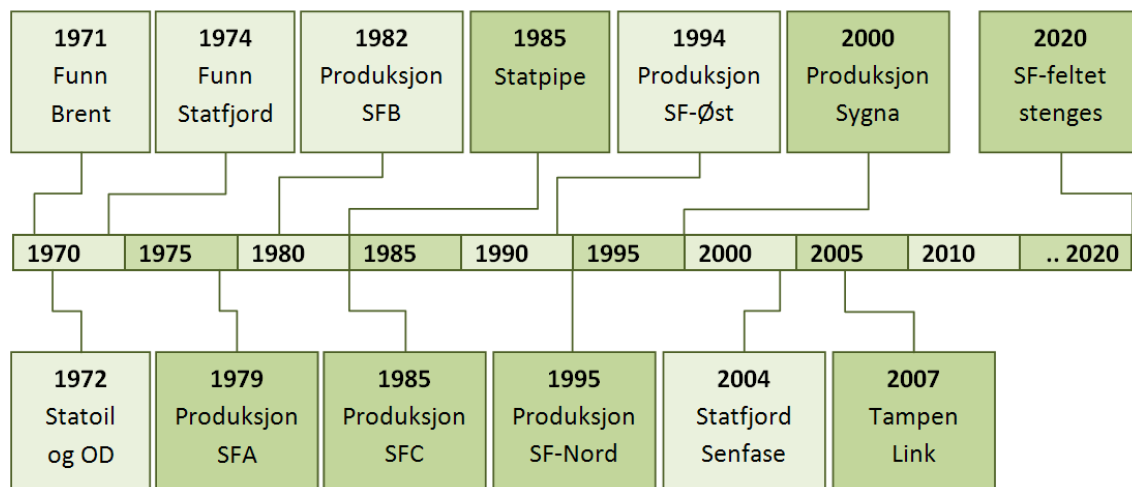
2 Teori

Her vil det bli fremstil informasjon om Statfjordfeltet med tilhørende brønnintervensjoner, prosessbeskrivelse for intervensjonene samt feltutvikling og prosjektestimering. Avsnittet om Statfjordfeltet er i stor grad hentet fra boken *Statfjord: Nordsjøens største oljefelt* (Lavik & Berge, 1997).

2.1 Statfjordfeltet

Statfjordfeltet blir av mange betegnet som starten på det norske oljeeventyret. Det hele startet i 1971 da Shell og Esso fant det britiske oljefeltet Brent. De hevdet at deler av feltet krysset norsk sokkel, og ønsket derfor lisens til de norske områdene (33/12 og 33/9). Norske myndigheter ønsket derimot ikke å gi fra seg lisenser utenom de faste konstitusjonsrundene som var utarbeidet. Henvendelsen fra Shell og Esso førte derimot til at norske myndigheter ble klar over den fremtidige problematikken med olje reservoarer som deles mellom norsk / britisk sokkel, og hvordan den norske oljevirkosomheten skulle være. Dette førte til opprettelsen av *Oljedirektoratet (OD)* og *Den norske stats oljeselskap (Statoil)* i 1972.

Regjeringen bestemte at de ønsket å dele ut lisenser etter en modell som gav størsteparten av eierandelene til norske selskaper (henholdsvis statlige Statoil, det halvstatelige Norsk Hydro og det private Saga Petroleum). Mobil godtok i 1973 lisensvilkårene til den norske regjeringen og ble operatør for feltet (15% eierandel), med opsjonsavtale om at Statoil (50% eierandel) kunne overta operatøransvaret 10 år etter at feltet var drivverdig.



Figur 2.1 - Tidslinje Statfjord

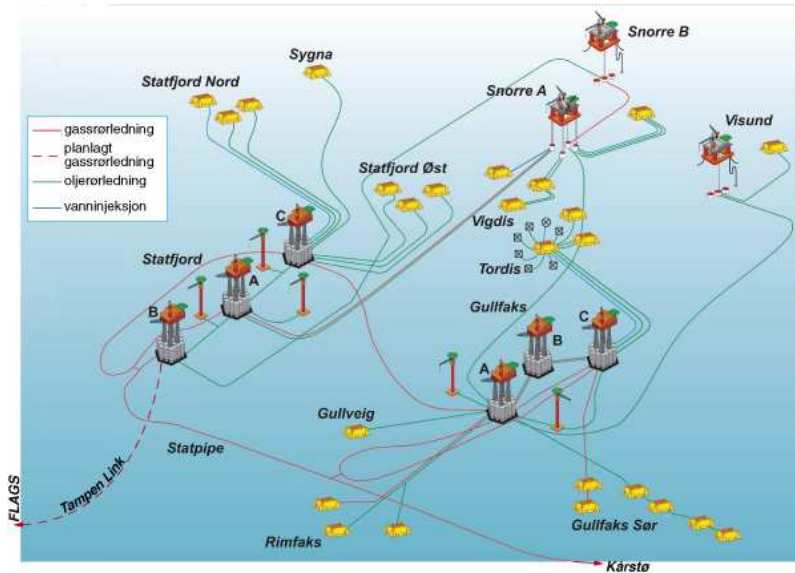
Med lisensen på plass startet det norske pionerarbeidet med utviklingen av feltet, og det første funnet ble gjort i 1974. Statoil gav feltet navnet *Statfjord* til tross for kritikk fra operatøren Mobil. Under byggingen av den første plattformen (Statfjord A) var det mye nytt arbeid for norsk industri, noe som medførte store forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Det opprinnelige budsjettet for SFA var 1,75 milliarder kroner, men sluttsommen ble på hele 7,6 milliarder kroner. Mye av grunnen til de store overskridelsene, var at plattformkonstruksjonen ble større og større etter hvert som feltets størrelse ble mer klart. Dette førte til at en del av arbeidet med ferdigstillelse måtte gjøres offshore, og svære floteller lå ved siden av SFA. På det meste arbeidet omkring 1300 mennesker med klargjøring av SFA (på den tiden verdens største plattformdekk), og den ble klar for produksjon i 1979. Flere mente det var uforsvarlig mye penger og at prosjektet aldri ville bli lønnsomt.

Til tross for kritikken, tok det bare 96 dager¹ før kostnadene var inntjent. Etter erfaringene som ble gjort med den første plattformen gikk de to neste (Statfjord B i 1982 og Statfjord C i 1985) som planlagt og har vært store bidragsyttere til det norske oljeeventyret. Oljen fra feltet blir pumpet inn i lagringscellene under plattformene og transportert til land via båter, mens gassen transporteres til land via undersjøiske rør (henholdsvis Statpipe og Tampen Link). Oversikt over Statfjordfeltet med tilhørende rørforbindelser illustreres i figuren på neste side.

<p>Statfjord A (SFA) Vekt: 600.000 tonn Høyde: 270 meter Sengeplasser: 206 Produksjonsstart: 24.11.1979 Pris: 7,6 milliarder kroner Totalt antall brønner: 40 Antall intervensjoner siste 10 år: 295</p>
<p>Statfjord B (SFB) Vekt: 816.000 tonn Høyde: 271 meter Sengeplasser: 228 Produksjonsstart: 05.11.1982 Pris: 10,4 milliarder kroner Totalt antall brønner: 42 Antall intervensjoner siste 10 år: 326</p>
<p>Statfjord C (SFC) Vekt: 643.700 tonn Høyde: 290 meter Sengeplasser: 345 Produksjonsstart: 26.06.1985 Pris: 10,6 milliarder kroner Totalt antall brønner: 42 Antall intervensjoner siste 10 år: 324</p>

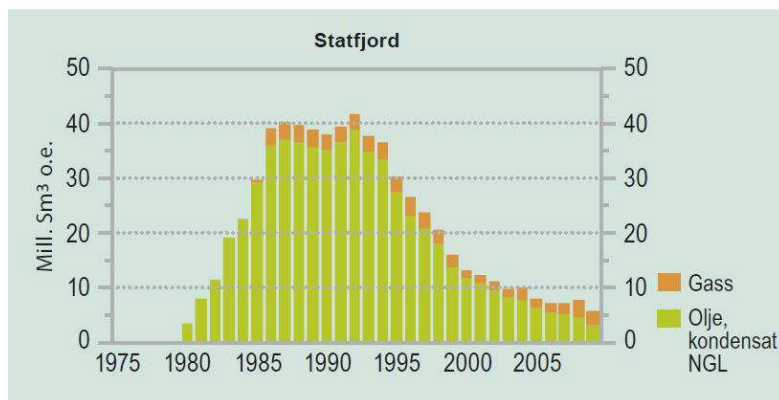
Figur 2.2 - Statfjordplattformene

¹ Teknisk Ukeblad - <http://www.tu.no/nyheter/offshore/article31216.ece>



Figur 2.3 - Oversikt over Statfjordfeltet (Store norske leksikon, 2011)

Statfjordfeltet satte 16. januar 1987 en døgnrekord for produksjon på hele 850 204 fat olje, mens det i 2010 var ventet en produksjon på 27 000 fat olje per dag. I senere tid har det blitt utviklet 3 satellittfelt til Statfjord (illustrert i figuren over) for å øke produksjonen, henholdsvis Statfjord Øst (1994), Statfjord Nord (1995) og Sygna (2000). Planen var å stenge SFA i 2003 og resten av feltet i 2010, men har (takket være utviklingsprogrammet Statfjord senfase) fått utvidet levetid til 2020. Statfjord senfase er et utviklingsprogram som endrer Statfjord fra et oljefelt med assosiert gass til et gassfelt med assosiert olje. Modifisering av plattformer og brønner fører til at utvinningsgraden av olje (fra 60% til 66%) og gass (fra 54% til 71%) vil øke betraktelig for Statfjordfeltet². Produksjonsprofilen til Statfjordfeltet illustreres i figuren under, og den viser at gass har blitt en større andel av produksjonen.



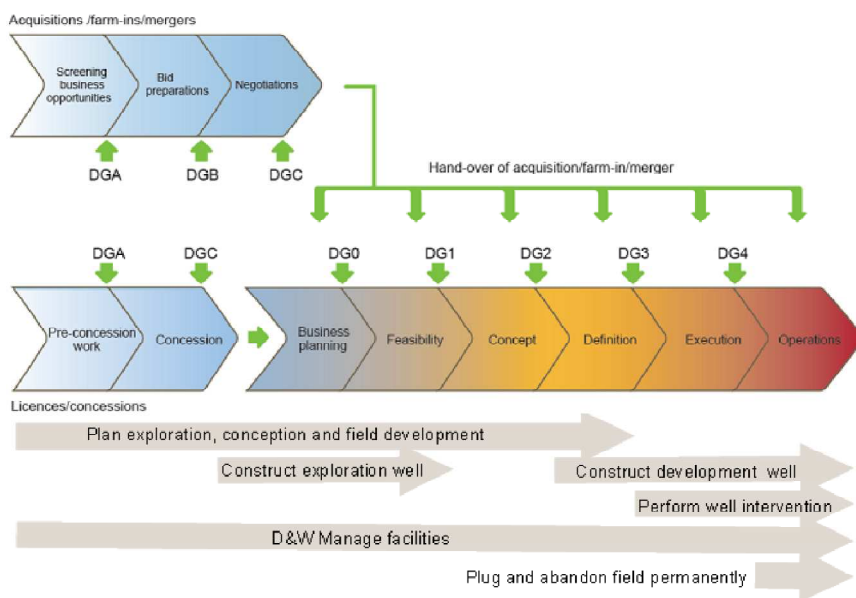
Figur 2.4 - Produksjon Statfjordfeltet (Oljedirektoratet, 2011)

² <http://www.statoil.com/no/ouoperations/explorationprod/ncs/statfjord/pages/default.aspx>

2.2 Brønnintervensjoner

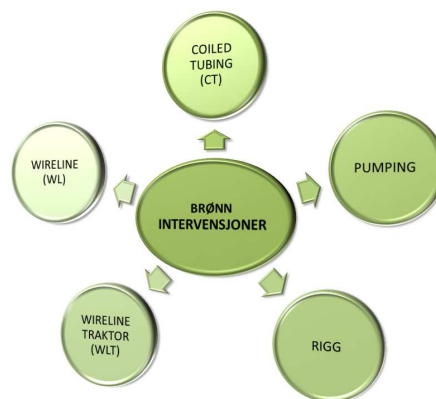
Brønnintervensjoner er en aktivitet innen boring og brønn som finner sted etter utviklingen av et felt (se illustrasjon under). Først planlegges leteaktiviteter, konsept og feltutvikling for boring og brønn. Deretter blir det boret letebrønner og utvikling av et eventuelt felt. Når feltet er ferdig utviklet vil det være behov for optimalisering og vedlikehold av brønnene, også kalt brønnintervensjoner. Brønnintervensjonene bidrar med ny og tilgjengelig teknologi for å øke utvinningsgraden (IOR - Increased oil recovery) og opprettholde optimal produksjon av feltet.

”En brønnintervensjon er enhver operasjon utført på en brønn, under eller mot slutten av dens produktive liv, som endrer tilstanden i brønnen og/eller brønngeometri, gir brønnndiagnostikk eller styrer produksjonen av brønnen.” (Odland, Drilling and wells, 2010)



Figur 2.5 - Boring, brønn og produksjonsaktiviteter (Statoil, WR1677, 2009)

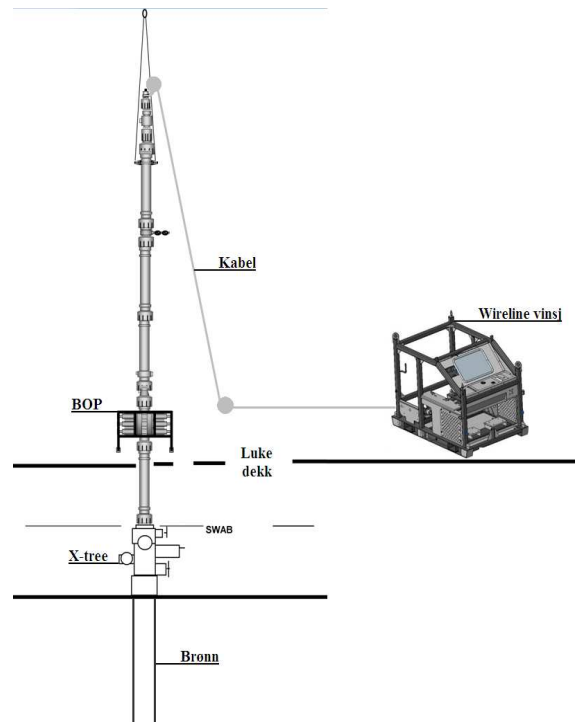
Det finnes mange forskjellige måter å utføre brønnintervensjoner på, og Statfjordfeltet benytter metodene vist i figuren til høyre. Intervensjoner ved hjelp av wireline (WL og WLT) og pumping er mest normalt på Statfjordfeltet. Derfor vil det bli fokusert på disse intervensjonsmetodene videre i oppgaven.



Figur 2.6 - Brønnintervensjonsmetoder

2.2.1 Wireline (WL)

Wireline (eller kabeloperasjoner) er den enkleste og raskeste metoden for å gjøre operasjoner i brønnen. Opprigging av denne type operasjoner illustreres i figuren ved siden av. En utblåsningsventil (BOP) blir plassert på toppen av ventiltreet (X-tree) og brønnen. På toppen av BOP kommer sluserør (lubricator) og pakningsboks (stuffing box) som benyttes til å koble sammen utstyr (BHA) og kabel for å kjøre ned i brønnen. Operasjonen blir styrt fra wireline vinsjen med flere måleapparater. Det brukes 3 typer kabler i forskjellige dimensjoner:



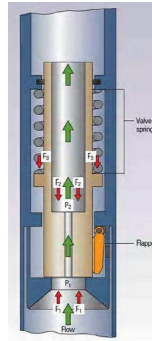
Figur 2.7 - Wireline opprigging

- ✓ Slickline (pianotråd): En enkel, rask og billig kabeltype. Har en glatt overflate som gjør den lett å bruke, men er den tynneste kabeltypen og tåler derfor minst belastning.
- ✓ Braided line (flettet kabel): Større dimensjoner, og har ikke den samme glatte overflaten som slickline. Dette medfører at en må ha et *grease hode* som tetter åpningene rundt kabelen med den ruglete overflaten for å stå imot brønntrykket. Benyttes i operasjoner hvor en trenger ekstra belastningskapasitet.
- ✓ E-line (elektrisk kabel): En flettet kabel med en eller flere elektrisk ledere i midten. Bruker samme greaseinjeksjonssystem som flettet kabel og finnes også i forskjellige størrelser. Benyttes i operasjoner hvor en må kunne kommunisere med utstyret i brønnen (BHA).

Operasjonene nedenfor er de mest normale på Statfjordfeltet ved bruk av wireline, og de operasjonene det vil være fokus på i undersøkelsesdelen. Beskrivelse og illustrasjon av operasjonene er hentet fra Schlumberger , 2011.

Sikkerhetsventil (DHSV)

DHSV er en sikkerhetsventil som står i brønnen, og er designet for å lukkes automatisk i en nødssituasjon. Det er to grunnleggende mekanismer: ventiler som drives av en økning i strømmingen i brønnen, og ventiler som drives av en nedgang i omgivelsestrykket. På Statfjordfeltet finnes det per 2011 115 DHSV, og de befinner seg mellom 260-280m under plattformen. Sette / trekke operasjoner av DHSV blir som regel utført med slickline, men braided line (eventuelt CT) kan bli benyttet dersom den sitter fast og en trenger mer kraft.



Figur 2.8 - DHSV

Plugg

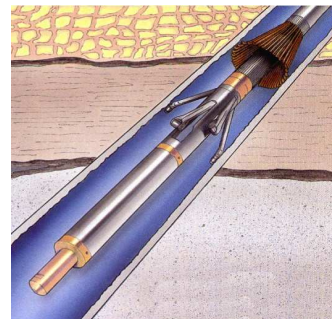
Dersom en skal stenge hele/deler av brønnen i en gitt periode, benyttes en plugg (for eksempel for å isolere soner, stenge av uønsket produksjon eller som barriere). Det finnes både trekkbare plugg og permanente plugg med varierende trykktoleranse og størrelse. Operasjonen utføres som oftest med slickline, men kan også utføres med braided line eller CT dersom en trenger mer kraft. Det benyttes spesielle sette/trekke verktøy for å installere/trekke pluggen. Pluggen har en *fiskenakke* som kobler den sammen med sette / trekke verktøyet.



Figur 2.9 - Plugg

Logging

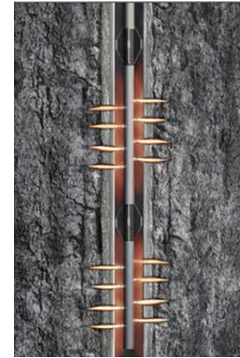
For å få mer informasjon om brønnen og omgivelsene rundt, benyttes forskjellig verktøy for å samle inn data om disse egenskapene. På Statfjordfeltet er det i hovedsak 4 typer logging som blir utført med elektrisk kabel: Caliper, RST, PLT og USIT. Caliper er et verktøy med følere (antall varierer etter behov) som måler brønnens innvendige diameter. RST (Reservoir Saturation Tool) brukes for å måle reservoarmetning, finne forbigåtte hydrokarboner, vurdere formasjonen bak casing, bestemme produksjonsvæskeprofiler med mer. PLT (Production Logging Tool) blir brukt for å måle strømningsraten og reservoaregenskapene. En USIT (Ultrasonic Imaging Tool) logg gir en høyoppløselig 360 graders evaluering av sementen og dens forbindelse til casing.



Figur 2.10 - Logging

Perforering

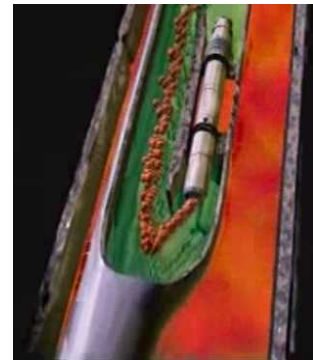
For å skape kommunikasjon mellom brønnen og reservoaret skytes det hull i casing/liner og ut i formasjonen. Dette fører til strømming av hydrokarboner fra reservoaret og inn i brønnen. Den mest normale måten å perforere hull er ved hjelp av eksplosiver og wireline. Denne type operasjon krever som oftest kommunikasjon mellom perforeringsverktøyet og plattformen, dermed benyttes elektrisk kabel.



Figur 2.11 - Perforering

Gassløft

Gassløft benyttes for å redusere det hydrostatiske trykket i brønnens væskekolonne ved å injisere gass i produksjonsrøret. I en brønn kan det være flere sidelommer (SPM) som illustrert på bildet til høyre. SPM inneholder alltid en ventil, men funksjonen kan variere fra en blokkeringsventil til en gassløftventil. Derfor utføres det mange operasjoner i en brønn ved skifting av ventiler i forhold til produksjonen. Denne type operasjon utføres som oftest ved hjelp av slickline, ettersom sette/trekke verktøyet er mekanisk.



Figur 2.12 - Gassløft ventil

Sliding sleeve

Sliding sleeve er en skyvbar sylinder som benyttes for å åpne / stenge strømmingen mellom produksjonsrøret og ringrommet. Befinner seg langt nede i brønnen, og det er ofte behov for bruk av flettet eller elektrisk kabel for å kunne utføre operasjonen.



Figur 2.13 - Sliding sleeve

2.2.2 Wireline traktor (WLT)

Wirelineoperasjon med elektrisk kabel som forsyner traktoren med strøm. Oppriggingen er lik wirelineoppriggingen beskrevet ovenfor, den eneste forskjellen er at BHA består av traktor for å komme til ønsket dybde i brønnen. Benyttets i brønner med vinkler over ca.70° og / eller med vanskelig fremkommelighet. Traktorene kan kjøre i begge retninger og forsyne utstyr lenger nede i brønnen med strøm.



Figur 2.14 - Wireline traktor (Aker Solutions, 2011)

Operasjonene nedenfor er de mest normale på Statfjordfeltet ved hjelp av wireline traktor, og de operasjonene det vil være fokus på i undersøkelsesdelen.

Logging

Perforering

Sliding sleeve

Beskrivelsen av disse operasjonene er lik wirelineoperasjonene beskrevet ovenfor.

2.2.3 Pumping

Å pumpe væske ned i brønnen er en intervensjonsmetode som blir mye brukt. Væsken pumpes ned i brønnen for å vedlikeholde og optimalisere brønnen på forskjellige måter. Ved pumpeoperasjoner kan en benytte seg av faste pumper på plattformen (cement unit) eller en kan mobilisere egne pumper fra land til å utfører operasjonen. Pumperaten varierer, men er som oftest 400-500 liter per minutt ved pumping av diesel og lignende væsker, mens raten kan økes til 900-1000 liter per minutt ved saltvann og lignende. Maksimalt trykk i brønnen ved pumpeoperasjonen må ikke overstiges (kalkuleres for hver enkelt operasjon), og noen væsker (spesielt syrer) trenger en gitt virkningstid.

Behandling mot leire i brønnen (BMA)

Avleiring i brønnen kan dannes ved forskjellig væske, trykk og temperaturforhold i brønnen. En metode for å bekjempe dette problemet, er å pumpe kjemikalier ned i brønnen for å løse opp avleiringen.

Rengjøring av sikkerhetsventil (DHSV)

Dersom det ligger uønskede partikler rundt / på toppen av ventilen som gjør det vanskelig å trekke den, pumpes væske ned for å rengjøre ventilen.

Etablere en ønsket tilstand i brønnen

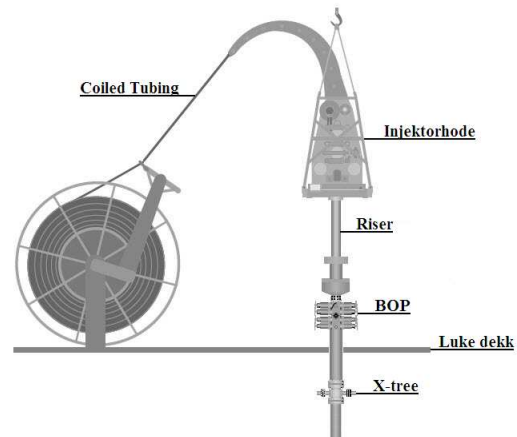
Dersom en ønsker å bytte til en lettere / tyngre hydrostatisk kolonne i brønnen for å utføre spesielle operasjoner. For eksempel bytte ut gass med væske før en loggeoperasjon, eller drepe trykket i brønnen før en skal bytte ventiltre.

Reservoar stimulering

Forbedre permeabiliteten (væskestrøm gjennom en bergart) i reservoaret ved bruk av for eksempel syre.

2.2.4 Coiled Tubing (CT)

Coiled tubing er på mange måter en videreutvikling av wireline med større dimensjoner. Kabelen er byttet ut med et kveilet rør som det er mulig å pumpe væske gjennom. Dette fører til at en kan utføre flere og kraftigere operasjoner, men det er en dyr og tidskrevende intervensjonsmetode. Benyttes ofte ved vasking av brønn og andre operasjoner hvor massiv kraft er nødvendig.



Figur 2.15 - Coiled tubing opprigging

2.2.5 Rigg

Ved tunge operasjoner blir rigg / boretårn brukt. På grunn av tid og kostnad forbundet med denne type operasjon blir den bare benyttet dersom andre intervensjonsmetoder ikke kan benyttes.

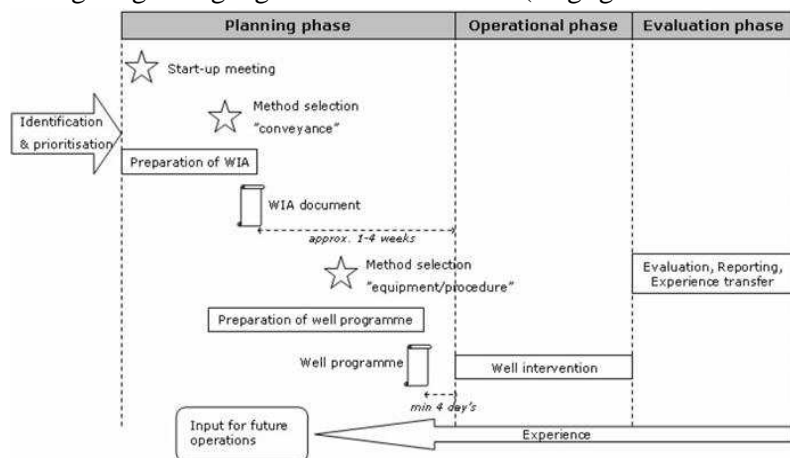
2.3 Prosessbeskrivelse

PETEK (petroleumsteknologi) avdelingen er ansvarlig for å ”identifisere, kvalifisere og vurdere det økonomiske potensialet av brønnintervensjoner og å prioritere disse på grunnlag av forventet optimal tid i forhold til dreneringsstrategi, utbyggingsplanene for reservoaret, gjeldende lønnsomhet kriterier, brønn/rigg tilgjengelighet, og brønnforhold.” (Statoil, WD1314, 2005)

Når PETEK har identifisert intervensjoner som skal utføres, blir brønnintervensjonsteamet informert for å planlegge operasjonene. Første del i planleggingsfasen er et oppstartsmøte hvor alle involverte parter kommer med innspill og krav i forhold til intervensjonen. Brønningeniøren vil deretter arbeide med å kartlegge alternative løsninger for å tilfredsstille kravene. Når alternativene er redegjort for, innkalles det til et metodevalgsmøte hvor programingeniøren forklarer hva som er hensikten med intervensjonen, hvilke operasjoner en kan gjøre og hvilke konsekvenser de medfører. Her blir det sammen med alle involverte parter (PETEK, brønningeniører og leverandører) bestemt hvilke operasjonsalternativ som skal benyttes.

Brønningeniøren utarbeider et brønnintervensjonsprogram som blant annet inneholder en detaljert beskrivelse av operasjonen, brønnhistorikk, barrieretegninger, risikomatrix, tid og kostnadsestimater. Når programmet er signert og godkjent av lederne, distribueres det ut til offshorepersonellet som skal utføre operasjonen.

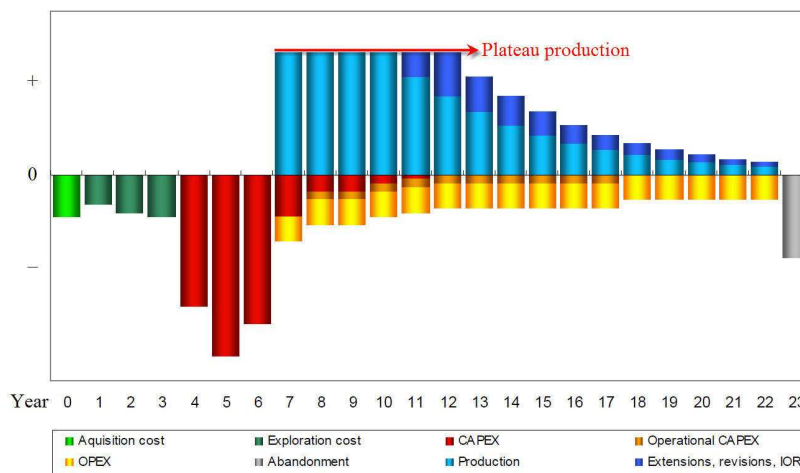
Under og etter operasjonen blir erfaringer og fremgang dokumentert i DBR (Daglige Bore Rapporter). Planlagte aktiviteter blir sammenlignet med virkelige for å kartlegge forbedringspotensialet i operasjoner og dokumenterer eventuelle tids- og kostnadsavvik. Prosessen er illustrert i figuren til høyre.



Figur 2.16 - Prosessbeskrivelse brønnintervensjon (Statoil, WD1314, 2005)

2.4 Feltutvikling og prosjektestimering

I forbindelse med utvikling av et felt vil prosjektet gjennomgå flere forholdsvis faste faser. En vil starte med hovedfokus på leting og utbygging av feltet. Etter at installasjonene er kommet på plass, vil fokuset være produksjon og vedlikehold, og inntektene kan begynne. En vil ha en såkalt *plata produksjon* hvor en produserer veldig mye hydrokarboner, før produksjonen etter hvert vil synke (haleproduksjon) på grunn av lavere trykk i reservoaret. Brønnintervensjoner finner sted etter at installasjonene er på plass og det trengs vedlikehold/optimalisering av brønnen. Kostnadene forbundet med slike operasjoner faller under kategorien operasjonelle kostnader (OPEX). Målet med brønnintervensjoner er å opprettholde eller øke produksjonen, slik at en klarer å drenere mer ut av reservoaret (IOR). Inntekter og kostnader for et felt er illustrert i figuren under.

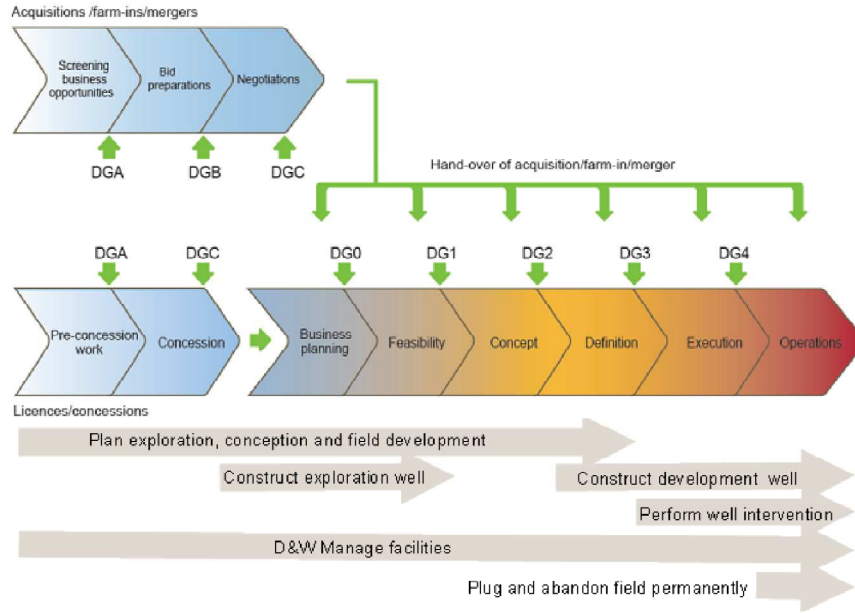


Figur 2.17 - Kostnader og inntekt for et felt (Odland, Cost and cost estimating, 2010)

Statoil benytter ulike *decision gates*³ (DGx) for å bestemme i hvilken fase av et prosjekt en befinner seg:

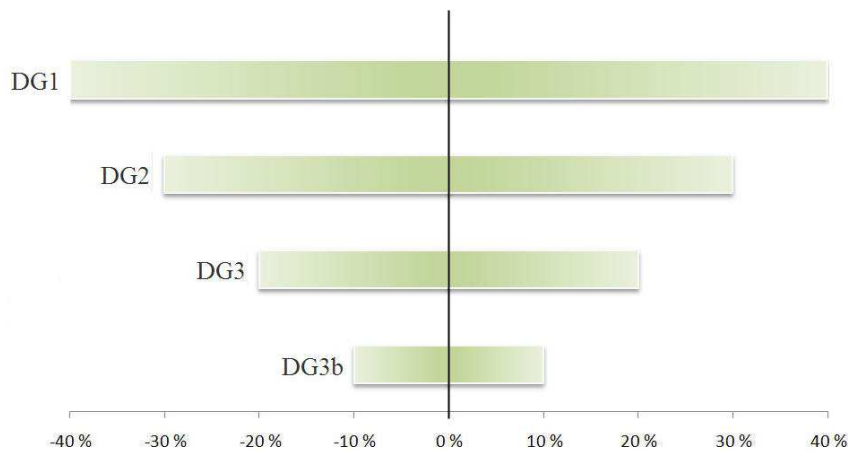
- Hovedformålet med planleggingsperioden DG0 til DG3 er å utvikle en forretningsmulighet som tilfredsstiller Statoil sine krav til en prosjektgodkjenning (DG3).
- Hovedformålet med prosjektgjennomføringsperioden DG3 til DG4 er å utvikle prosjektet videre til en realiserbar operasjon inkludert overlevering til operasjonsansvarlig.

³ DG - Et forhåndsdefinert punkt i prosjektmodellen der Statoil må gjøre nødvendige beslutninger om å gå til neste trinn, midlertidig stans eller avslutte prosjektet. (Statoil, FR-05, 2010)



Figur 2.18 - Boring, brønn og produksjonsaktiviteter (Statoil, WR1677, 2009)

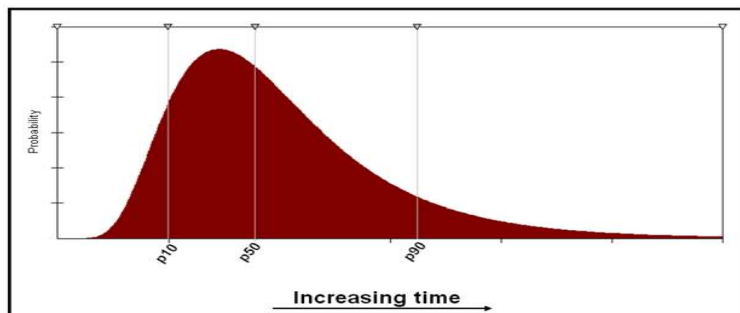
Som figuren over illustrerer befinner brønnintervensjoner seg i fra fasen DG3 og utover, det vil si at de overordnede avgjørelsene allerede er tatt og vi er nede på detaljplanlegging. Når en skal planlegge en enkelt intervensjon, DG3b nivå, er det blant annet strengere krav til beskrivelse av spesifikke operasjonssekvenser og estimering av tid og kostnad (illustrert i figuren under).



Figur 2.19 - Tornodiagram over ønsket nøyaktighet på estimater

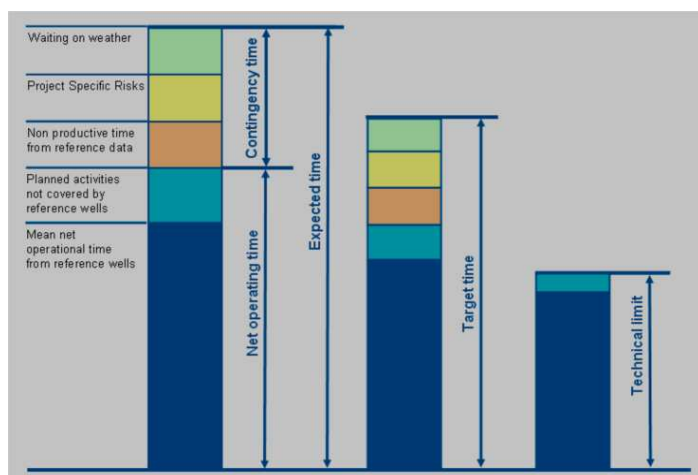
Estimatene til spesifikke brønnintervensjoner skal (i henhold til Statoil sine interne krav) ha en nøyaktighet på $\pm 10\%$ i forhold til virkelig tid og kostnad.

For å kunne lage estimater med $\pm 10\%$ nøyaktighet, trengs et verktøy med flere parametere basert på historiske data. Gjennomgang av Statoil sine operasjoner (Statoil, Plan well estimation, 2011) har påvist at den distribusjonen som passer best med tidsestimering er lognormalfordeling (illustrert i figuren under). Når en skal estimere tiden av en operasjon kan en alltid si hvor lang tid operasjonen vil ta (teoretisk) dersom alt går etter planen, dette kalles for en teknisk grense som det er umulig å komme under dersom en gjør operasjonen som planlagt.



Figur 2.20 - Lognormalfordeling av brønnintervensjoner (Statoil, Estimate operation time and cost, 2011)

Etter at teknisk grense er planlagt, må det tas forbehold om at uforutsette ting kan oppstå underveis i operasjonen. Dette kan for eksempel være værforhold, menneskelig produktivitet, brønnforhold eller riggforhold. Det er vanskelig å forutse slike påvirkninger, men ved hjelp av lognormalfordelingen og historiske data kan en lage estimater for hvilken påvirkning de vil ha for den gitte operasjonen. Som illustrert i figuren under kan uforutsette hendelser være en betydelig del av operasjonen, og dersom en skal nå målet om $\pm 10\%$ nøyaktighet må påvirkningsfaktorene estimeres med best mulig grunnlag. P10 (Target), P50 (Expected) og P90 skal estimeres. PXX er estimat med XX% sannsynlighet for ikke å bli overskredet.



Figur 2.21 - Elementer i tidsestimering (Statoil, Finalise time and cost estimate, 2011)

3 Metode

Det finnes mange måter å definere metode på:

- *”Læren om å samle inn, organisere, bearbeide, analysere og tolke sosiale fakta på en så systematisk måte at andre kan kikke oss i kortene”.* (Halvorsen, 2003)
- *”En fremgangsmåte for å frembringe kunnskap eller etterprøve påstander som fremsettes med krav om å være sanne, gyldige eller holdbare”.* (Tranøy, 1986)

Det benyttes i hovedsak to forskjellige metoder for å oppnå målet, henholdsvis kvalitativ og kvantitativ metode.

Det kvalitative forskningsbegrepet

”Kvalitativ orientert metode benyttes for å få data som kan karakteriseres som et fenomen”.
(Dalland, 2007)

Dette er en metode hvor det er vanskelig å tallfeste eller måle dataene. Resultatene kommer som oftest i form av tekst eller verbale utsagn som vil bli tatt opp til vurdering i videre forskning. Ønsket med en kvalitativ metode er å undersøke i dybden, mens en kvantitativ metode går mer i bredden.

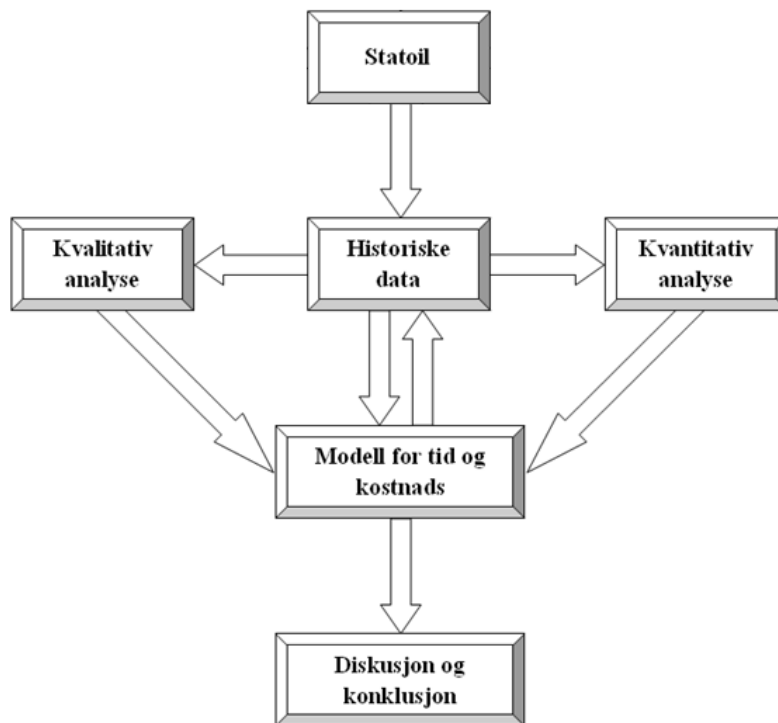
Det kvantitative forskningsbegrepet

”Kvantitativ metode er en forskningsmetode med data som kan tallfestes og måles. Dette muliggjør gjennomgang og analyse av dataene”. (Dalland, 2007)

Metode som benyttes når dataene kan tallfestes og måles for vurdering og evaluering.

3.1 Valg av metode

Denne oppgaven er i hovedsak basert på historiske data, som vil bli tolket både kvalitativt og kvantitativt. Dataen vil danne grunnlaget for parametere til estimeringsmodellen, som vil bli grundig undersøkt ved hjelp av intern kompetanse fra Statoil. På denne måten vil modellen for estimering i stor grad være basert på historisk data med kvalitetssikring av interne ressurspersoner. Metodene som er lagt til grunn og deres innvirkninger illustreres i figuren under. Modellen vil ved hjelp av inndata om intervensjonen generere tid og kostnadsestimat basert på historiske data frem til 2009. Deretter vil den bli brukt til å gjenskape tidsestimater til brønnintervensjoner gjort i 2010, for å kartlegge og evaluere modellens resultater.



Figur 3.1 - Oppgavens bruk av metoder

3.2 Metodens relevans og pålitelighet

Datagrunnlaget for denne oppgaven er flere hundre intervensjoner gjort over flere år på Statfjordplattformene. Flere historiske og fremtidige intervensjoner har klare likhetstrekk. Kun intervensjoner med fullstendig datagrunnlag er benyttet for å beregne spredningen i tid og kostnad. Internt personell i Statoil vil være en stor bidragsyter ved å teste modellens relevans og pålitelighet i forhold til virkelige intervensjoner.

4 Undersøkellesmodell

For å undersøke / kartlegge hva som påvirker virkelig tid og kostnad er det viktig å bryte aktiviteten ned i prosesser på en oversiktlig måte. Da blir det lettere å finne faktorene som påvirker resultatet, og sammenhengen mellom inndata og utdata blir mye tydeligere. I denne oppgaven ble det mest naturlig å dele intervensjonsplanleggingen opp i tre hoveddeler med tilhørende underkategorier:

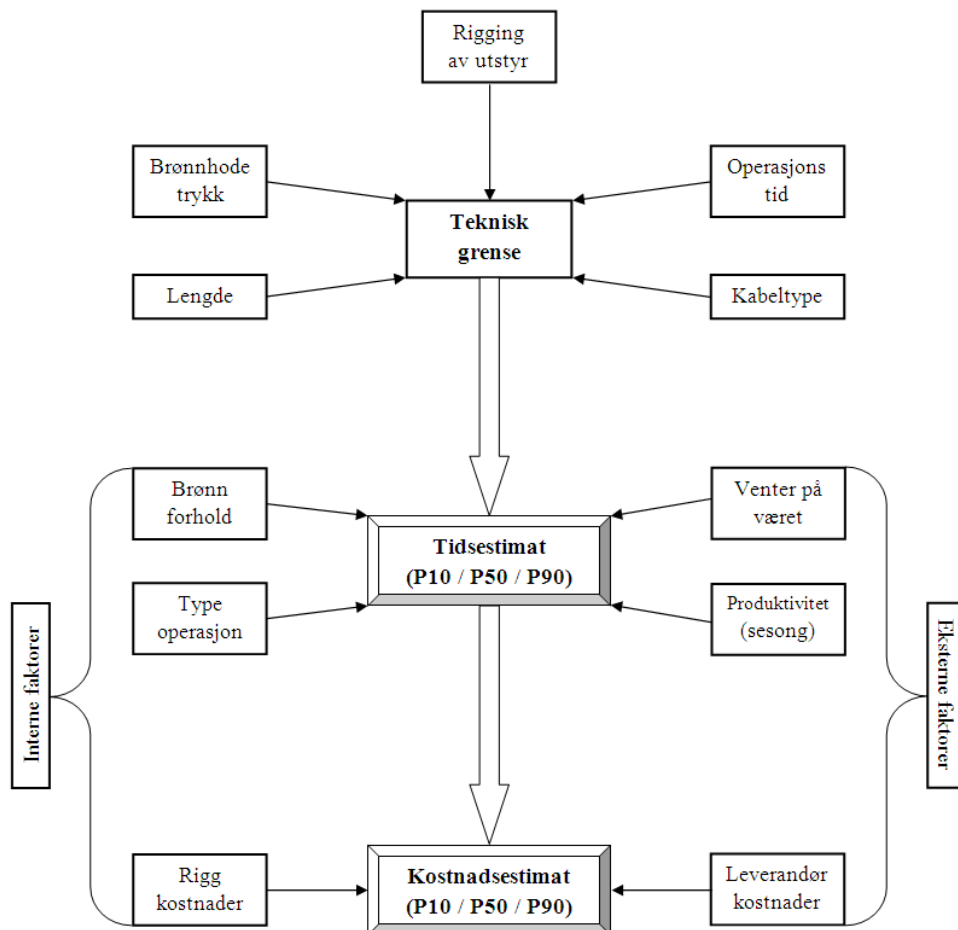
- **Teknisk grense:** Hvor lang tid operasjonen tar teoretisk sett dersom alt fungerer optimalt.
 - ✓ Rigging av utstyr: Tiden for å finne, rigge opp / ned utstyr til en operasjon avhenger av hvilken plattform operasjonen skal utføres på og hvor på plattformen operasjonen skal utføres i forhold til forrige brønnintervensjon.
 - ✓ Brønnhodetrykk: Kjørehastigheten til kabelen varierer i forhold til hvor stort trykk som finnes i brønnen under operasjonen.
 - ✓ Kabeltype: Kjørehastigheten til kabelen varierer i forhold til kabelens tykkelse.
 - ✓ Lengde: Lengden på hullet avgjør sammen med kjørehastighet hvor lang tid det tar før operasjonsdybde er nådd.
 - ✓ Operasjonstid: Tiden det tar for å utføre selve operasjonen. For eksempel hvor lang tid tar det å pumpe kjemikalier og hvor lenge skal de virke, eller hvor lang tid tar det å sette pluggen i en wirelineoperasjon.

- **Tidsfaktorer:** Faktorer som påvirker tidsestimater i forhold til teknisk grense.
 - ✓ Brønnforhold (intern faktor): Hvilke typer egenskaper har brønnen. Varierer den indre diameteren, injeksjonsbrønn, produksjonsbrønn, sand eller leire i brønnen? Forhold som historisk sett har innvirkning på virkelig tid i forhold til estimert tid.
 - ✓ Type operasjon (intern faktor): Noen typer operasjoner har historisk sett større tidsmessige variasjoner enn andre.
 - ✓ Venter på været (ekstern faktor): Operasjoner kan bli forsinket på grunn av dårlige værforhold.
 - ✓ Produktivitet (ekstern faktor): Produktiviteten til mannskapet kan variere i forhold til årstider.

- **Kostnadsfaktorer:** Faktorer som påvirker kostnadsestimatet, inklusiv tidsfaktorer.
 - ✓ Riggkostnader (intern faktor): Kostnader forbundet med fast offshorepersonell samt eventuelt utstyr og nedetid.
 - ✓ Leverandørkostnader (ekstern faktor): Kostnader for kjøp / leie av utstyr og personell.

Modell for tids- og kostnadsestimering

Modellen har til hensikt å generere tids- og kostnadsestimat for en intervensjon basert på inndata om intervensjonen med hensyn på tids- og kostnadsfaktorer. Datagrunnlaget til modellen og sammenhengen mellom estimer, variabler, inndata og utdata er illustrert i figuren under.



Figur 4.1 - Oversikt over estimering

4.1 Resultat

Avsnittene nedenfor beskriver resultatet til teknisk grense, tids- og kostnadsvariabler. Etter dette illustreres det hvordan resultatene blir koblet sammen i en modell for å estimere tid og kostnad ved brønnintervensjoner, samt kartlegging av modellens estimeringsresultater.

4.1.1 Teknisk grense

➤ Rigging av utstyr

Selskapet DeepWell har kontrakt på å utføre brønnintervensjoner på Statfjordplattformene. De har utført flere hundre operasjoner på alle plattformene, og utarbeidet egne kalkyler for hvor lang tid de bruker på å utføre forskjellige opprigginger (illustrert i tabellen).

Spotting (hrs)	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C
New on rig	10	6	6
Same well area	3	2	2
Opposite well area	24	8	8
On derrick	8	8	8
Under derrick	N/A	17	17
Rigup (hrs)	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C
Slickline	10	9	9
Braided line	10	9	9
E-line	14	11	11
Change BHA (hrs)	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C
Slickline	2	2	2
Braided line	2	2	2
E-line	4	4	4
Change cable (hrs)	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C
	10,25	6	6
Rigdown (hrs)	Statfjord A	Statfjord B	Statfjord C
	8	6	6

Tabell 4.1 - Rigging av utstyr

➤ Brønnehodetrykk og kabeltype

Maksimal kjørehastigheten til wirelinevinsjene gitt brønnehodetrykk og kabelstørrelse:

Speed (m/min)	Under 100 bar	100-200 bar	Over 200 bar
0,125" (Slickline)	75	75	75
7/32"	40	25	25
5/16"	40	23	20
7/16"	40	18	10
Tractor	15	15	15

Tabell 4.2 - Kjørehastigheter wirelinevinsj

4.1.2 Tidsestimat

➤ Brønnforhold (intern faktor)

Differansen mellom virkelig tid og budsjettert tid i de enkelte intervensjonene i forhold til laveste avvik. Sammenlignet totalt 343 intervensjoner fra 2000 til 2009 som gav resultater til 119 av 124 brønner. Faktoren varierer fra 1,00 til 1,15, og de brønnene med manglende grunnlag har blitt tildelt nøytral faktor 1,00 (se vedlegg 1). En intervensjon i brønn med faktor 1,10 tar historisk sett 10% lenger tid som følger av vanskelige brønnforhold. Følgende brønner har manglende datagrunnlag:

A-09	Ikke foretatt intervensjoner siden januar 2002
A-25	Ikke foretatt intervensjoner siden februar 2000
A-28	Ikke foretatt intervensjoner i nyere tid
B-14	Kun en intervensjon desember 2004
C-10	Kun en intervensjon juni 2007

Tabell 4.3 - Brønner med manglende datagrunnlag

➤ Type operasjon (intern faktor)

Dette er kanskje den viktigste faktoren for å lage gode tids- og kostnadsestimater. Ut i fra historiske P10, P50 og P90 verdier (kombinert med teknisk grense og de andre tidsvariablene) kan en lage en god modell som tar hensyn til variasjon i forhold til hvilken type operasjoner som utføres. Det er ikke alle typer operasjoner som er like vanlige, derfor er det kun operasjoner med tilfredsstillende kvalitativt og kvantitativt grunnlag som er med i analysen. Som nevnt tidligere i oppgaven fokuseres det på wirelineoperasjoner (med / uten traktor) og pumpeoperasjoner. Tabellen under viser forventede verdier (i dager) ved lognormalfordeling av historiske operasjonsdata fra 2001 til 2009. (Se vedlegg 2)

Lognormal distribution (@Risk)	P10	P50	P90
Wireline, DHSV	0,80	1,75	3,83
Wireline, Logging	1,58	2,79	4,91
Wireline, Perforate	1,72	3,68	7,86
Wireline, Plug	1,20	3,20	8,67
Wireline, GLV	2,49	3,99	8,08
Wireline Tractor, Logging	1,90	3,65	9,58
Wireline Tractor, Perforate	2,42	4,70	9,15
Wireline Tractor, Plug	1,77	4,47	5,49
Wireline Tractor, Sleeve	3,64	5,16	7,74
Pumping	0,68	2,26	5,94

Tabell 4.4 - Lognormalfordelte tider til operasjoner

➤ **Venter på været (ekstern faktor)**

Ekstratiden som brukes til å vente på været er utarbeidet av Statoil i forhold til bore- og brønnoperasjoner i Tampenområdet. Det er derfor ikke laget en egen værfaktor spesifikt for intervensjoner ved Staffjordplattformene. Av tabellen under ser en at været fører til 0,5% ekstra operasjonstid om sommeren (april - september) og 3,7% ekstra operasjonstid om vinteren (oktober - mars).

WoW	
Summer	0,5 %
Winter	3,7 %

Tabell 4.5 - Vente på været

➤ **Produktivitet (ekstern faktor)**

Produktiviteten til brønnmannskapet offshore er vanskelig å beregne ettersom innsatsen varierer fra person til person. For å beregne denne faktoren best mulig er det kun benyttet aktiviteter som er rutinepreget (finne utstyr, opprigging og nedrigging). Det er blitt sammenlignet over 800 aktiviteter over en 9 års periode (2000-2009). I løpet av denne perioden har det vært forskjellige leverandører av brønnmannskap til Statoil, men ettersom datagrunnlaget er såpass stort ignoreres dette. Inndelingen av sommer / vinter er i henhold til Statoil sine interne krav. Resultatet av produktivitetsfaktoren finnes i tabellen under. En produktivitetsfaktor på 1,04 tilsvarer 4% ekstra operasjonstid.

Productivity		
Summer	April - June	1,04
	July - Sept	1,01
Winter	Oct - Dec	1,00
	Jan - March	1,03

Tabell 4.6 - Produktivitet

4.1.3 Kostnadsestimat

➤ Riggkostnader

Tabellen under viser dagrater for kostnader forbundet med de forskjellige intervensjonsmetodene. Intervensjonstiden rundes opp til nærmeste hele dag ved fakturering.

NOK per day	Wireline	Wireline tractor	Pumping
Inernal costs	74 837	96 445	125 937
Halliburton	28 544	28 544	77 088
- Equipment	10 000	10 000	40 000
- Personnel	18 544	18 544	37 088
DeepWell	150 638	150 638	-
- Leader	27 470	27 470	-
- Operator	43 168	43 168	-
- Equipment	80 000	80 000	-
Aker Well Service	-	20 445	-
MI Swaco	-	-	25 000
Sum	254 019	296 072	228 025

Tabell 4.7 - Riggkostnader

➤ Leverandørkostnader

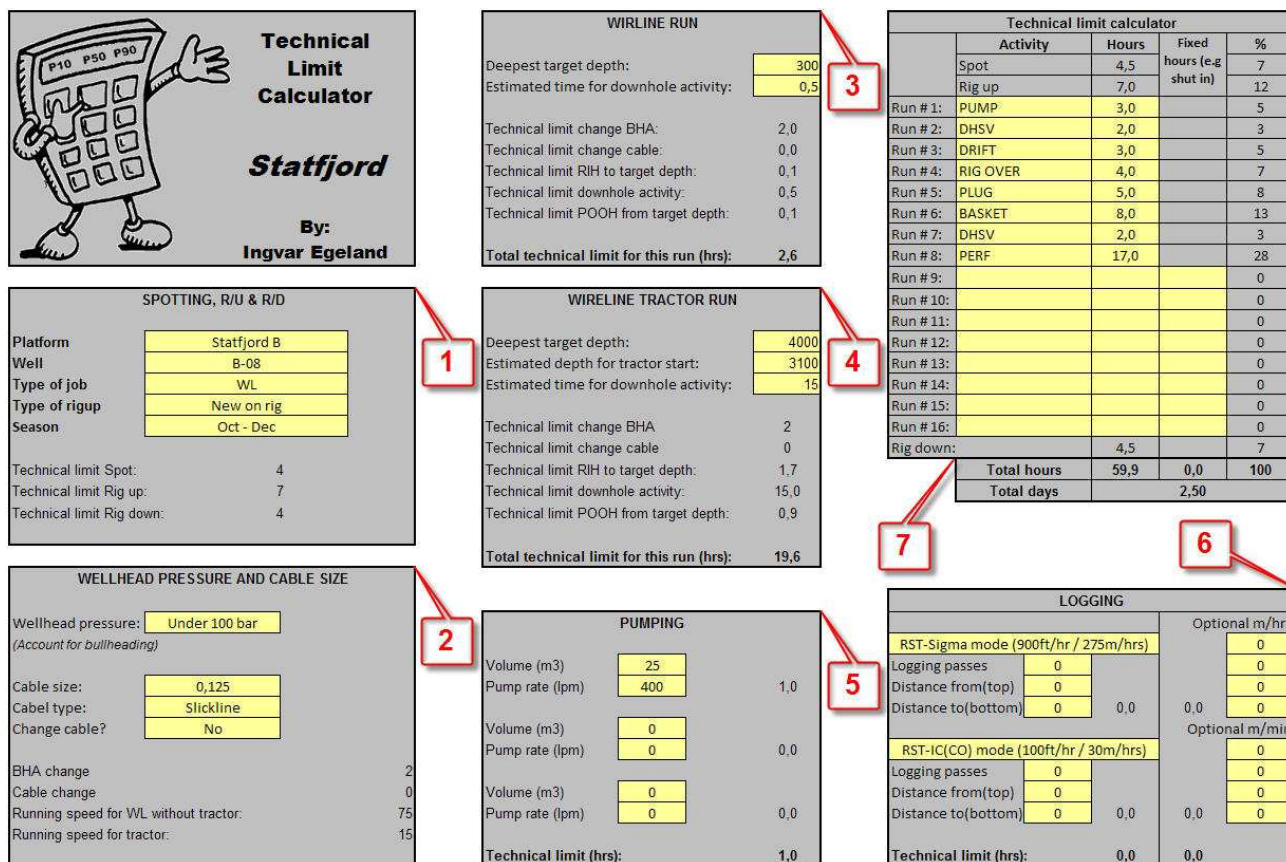
Kostnadene for leverandørene varier veldig i fra operasjon til operasjon. Prisene på utstyret som skal brukes til den enkelte operasjonen blir kalkulert av leverandør, og brønningeniøren må ta stilling til om kostnadene er i forhold til forventningene. Variasjonen i leverandørkostnader oppstår som oftest på grunn av at operasjonen tar lengre tid enn planlagt. Derfor er det viktig å skille ut leverandørkostnader som er avhengig av dagrate (variable kostnader) og faste kostnader.

4.1.4 Modell for tids- og kostnadsestimering

Modellen er delt opp i 3 deler: teknisk grensekalkulator, tidsestimat og kostnadsestimat. Det vil her bli illustrert hvordan modellen benytter seg av resultatene i de forrige avsnittene for å estimere tid og kostnad ved planlegging av en brønnintervensjon. For mer informasjon om modellens brukerfunksjoner, se vedlegg 3.

➤ Teknisk grensekalkulator

Den første delen av estimeringsverktøyet, teknisk grensekalkulator, har til hensikt å avdekke den tekniske tiden det tar for å utføre en gitt operasjon. Det vil si den tiden det er mulig å utføre operasjonen på dersom alt går etter de teoretiske planene. Skjermbildet for den tekniske grensekalkulatoren vises under, og det er kun de gule områdene som kan redigeres.



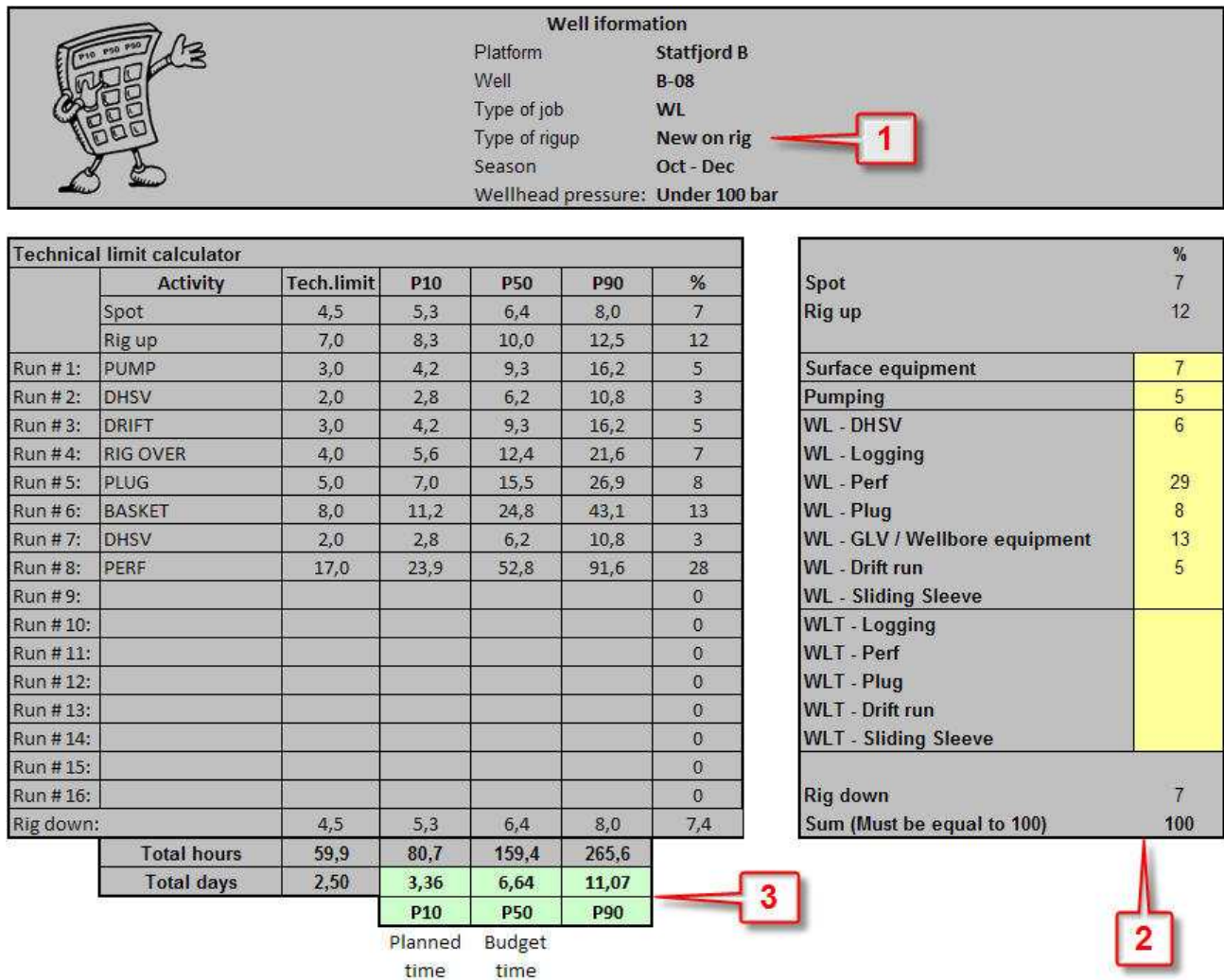
Figur 4.2 - Teknisk grensekalkulator

SPOTTING, R/U & R/D [1] og WELLHEAD PRESSURE AND CABLE SIZE [2] regulerer den tekniske grensen til intervensjonen ved å benytte seg av resultatene fra rigging av utstyr, brønnhodetrykk og kabeltype. *Technical limit calculator* [7] benyttes for å registrere den

tekniske tiden til de forskjellige operasjonene, som er beregnet ved å bruke de resterende rutene [3, 4, 5 og 6].

Tidsestimat

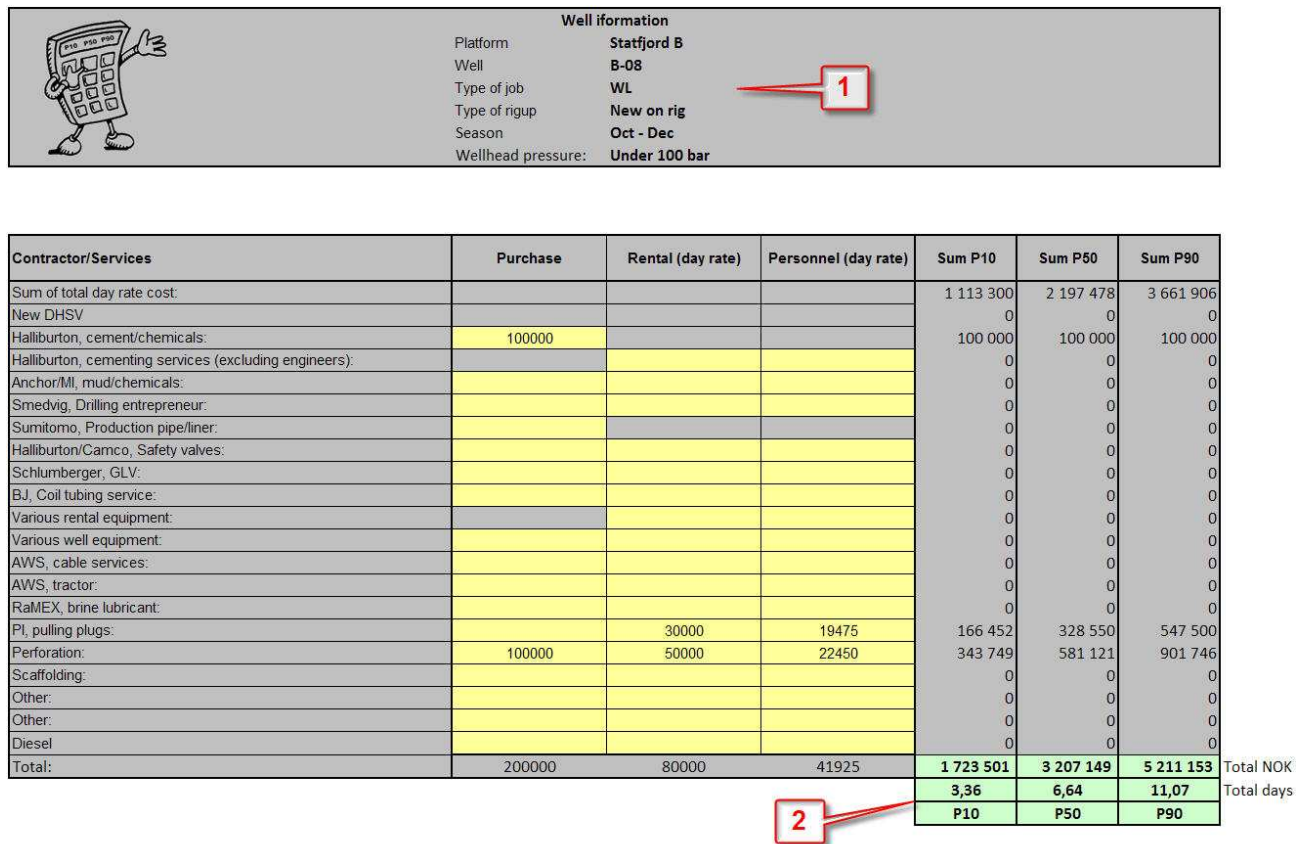
Tidsestimat delen har til hensikt å estimere P10, P50 og P90 verdier for intervensjonen ut i fra den tekniske grensen som er beregnet i forrige skjerm bilde. En definerer hvor mange prosent de forskjellige operasjonene tilsvarer i forhold til hele intervensjonen [2]. Skjerm bildet under illustrer hvordan den tekniske grensen blir endret til tidsestimater ved å ta hensyn til fordelingen av operasjoner, brønnforhold, værfaktor og produktivitet som ble funnet i avsnitt 4.1.2.



Figur 4.3 - Tidsestimat

Kostnadsestimat

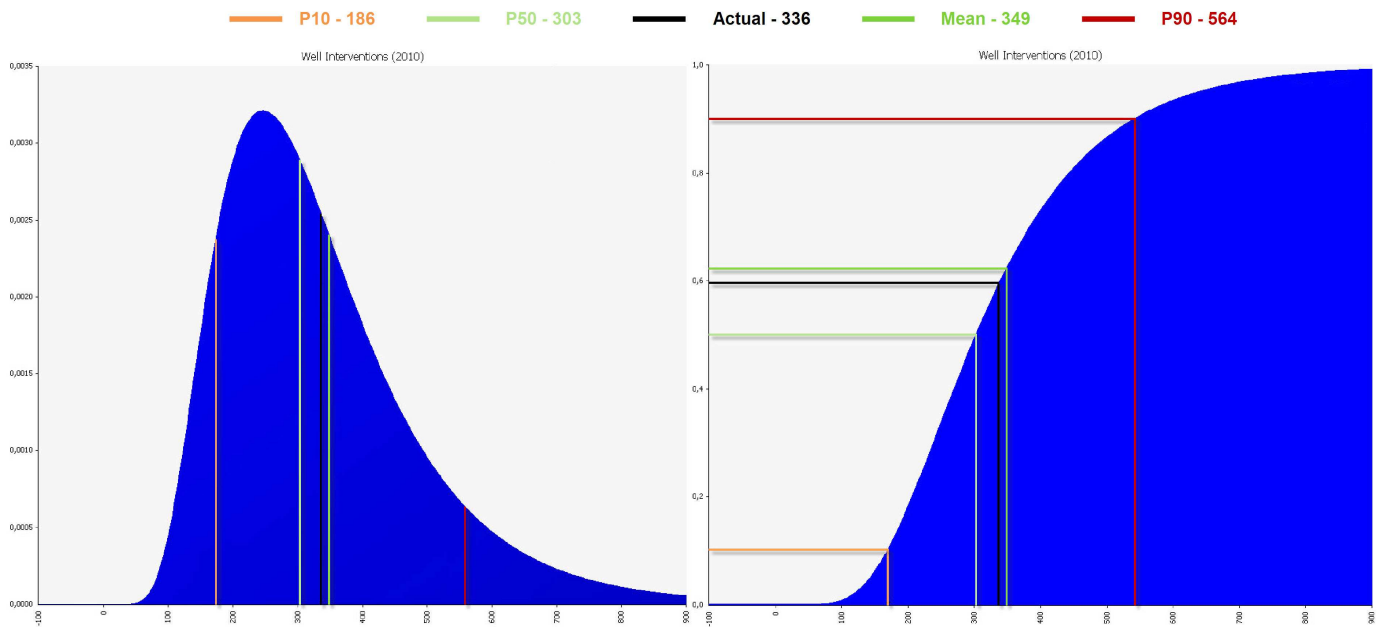
Siste del av modellen er kostnadsestimat, som har til hensikt å estimere P10, P50 og P90 verdier for operasjonen ut i fra den tekniske grensen som er beregnet, tidsestimatene og interne / eksterne kostnadsdata. Skjermbildet under illustrerer hvordan en registrerer faste og / eller variable kostnader i modellen. De faste kostnaden forblir uberørt av de beregnede tidsestimatene, mens de variable varierer med dem.



Figur 4.4 - Kostnadsestimat

4.1.5 Modellens resultat i estimering av brønnintervensjoner

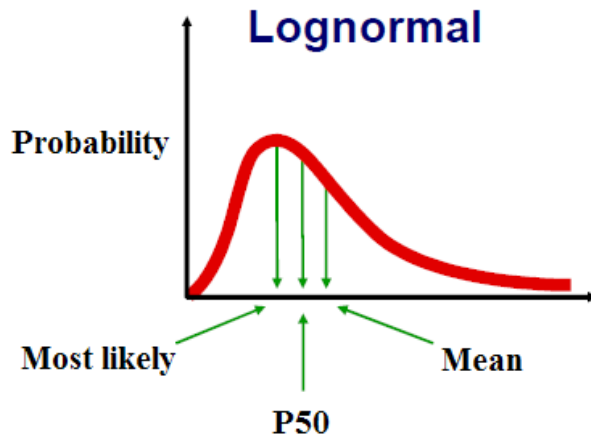
Det viktigste spørsmålet, etter at alle variabler og faktorer er på plass, er hvordan modellen passer i forhold til tidligere og pågående operasjoner. En fare er at estimatene løper løpsk når en kombinerer flere parametere i en og samme modell. I dette tilfellet gikk det ganske smertefritt å kombinere flere parametere, og estimatene for 2010 intervensjonene illustreres i lognormalfordelingen under.



Figur 4.5 - Lognormalfordeling av brønnintervensjoner i 2010

Som en ser av figuren over, førte bruk av modellen til et samlet estimat (P50) på 303 dager mot virkelig 336 dager med intervensjoner. Resultatene fra modellen har redusert estimatavviket (P50) fra -20% til -10%. Det betyr at en akkurat oppfyller de interne kravene til Statoil for DG3b operasjoner ($\pm 10\%$). P10 estimatene dekker 8% av intervensjonene, P50 estimatene dekker 45% av intervensjonene mens P90 estimatet dekker 90% av intervensjonene i 2010.

Ønsket om et litt høyere estimat førte til at middelveiden (mean) av operasjonene ble forsøkt brukt som estimeringsgrunnlag i stedet for P50. I en skjev fordeling (som lognormalfordeling) vil middelveiden ligge over P50 verdien (illustrert i figur under).



Figur 4.6 - Lognormalfordeling (Odland, Cost and cost estimating, 2010)

Ved bruk av middelveiden ble det nye estimatet 349 dager, mot virkelig 336 dager med intervensjoner. Dette resulterte altså i at estimatavviket til modellen ble reduserte ytterligere fra -10% til +4%, og estimatet dekket 61% av intervensjonene mot P50 sine 45%.

Etttersom store deler av kostnadsestimatet blir bestemt ut i fra spesifikke operasjonskostnader tilbudt av leverandører til den enkelte intervensjonen, er det ikke blitt gjort noen grundig undersøkelse av disse estimatene. Majoriteten av kostnadene har fast dagrate som reguleres av operasjonstiden, eller fastpris som er kartlagt før intervensjonen påbegynnes.

4.2 Positive og negative erfaringer med gjennomføringen

Nesten all informasjon som er benyttet i forbindelse med oppgaven er hentet fra interne arkiver i Statoil. Dermed var adgang til kontor og tilganger til forskjellige systemer en stor flaskehals i begynnelsen. Etter god hjelp fra intern veileder ved Statoil ble det tildelt eget kontor og alle tilgangene ble ordnet. Uten dette arbeidet hadde ikke oppgaven vært realiserbar. Statoil har også vært meget behjelpelige med tildeling av programvare for behandling av statistiske data og modellering.

Innsamlingen og behandling av historiske data har tidvis vært vanskelig. Grunnen til dette er at det benyttes flere systemer for å lagre informasjon om de forskjellige intervensjonene. I utgangspunktet er ikke dette noe problem, men ettersom dataene ikke alltid stemte overens ble det en del ekstraarbeid for å finne korrekte data.

Tilbakemeldinger fra internt personell i Statoil gikk mye bedre enn antatt. Ettersom personellet sitter i en operativ avdeling med underbemanning, var frykten for nedprioritering til stede. Dette har ikke vært tilfelle, og flere personer fra hele avdelingen har brukt mye tid på å forklare vanskelige spørsmål.

Modellen ble brukt til å gjenskape data for intervensjoner utført på Statfjordfeltet i løpet av 2010. Dette kunne med fordel vært redusert noe, i og med at arbeidsmengden ble relativt stor. Modellen ble ikke benyttet til å planlegge pågående / fremtidige intervensjoner ettersom det tok lenger tid enn antatt å ferdigstille den, og underbemanning av brønningeniører førte til tidsbegrensning ved planlegging av fremtidige intervensjoner. Fremleggelse av modellens resultat (med P50 estimater) til Statoil personell, medførte forslag om et alternativt estimat ved bruk av middelvei. Alternativt estimat ble kartlagt, og tatt med videre i oppgaven.

5 Diskusjon

Oppgaven har som hovedmål å utvikle en modell til Statoil for estimering av tid og kostnad forbundet med brønnintervensjoner på Statfjordfeltet. I begynnelsen av oppgaven ble det utledet en problemstilling med tilhørende forskningsspørsmål som vil bli diskutert i denne delen.

5.1 Drøfting av forskningsspørsmål

➤ Hvilke variabler trengs for å estimere tid og kostnad?

Ved å bryte intervensjonen ned i flere aktiviteter, var det forholdsvis enkelt å kartlegge hvilke faktorer som påvirker tid. Variablene som ble funnet i denne oppgaven:

- ✓ Rigging av utstyr
- ✓ Brønnhodetrykk
- ✓ Kabeltype
- ✓ Lengde
- ✓ Operasjonstid

Disse 5 variablene regulerer i stor grad hvor lang tid en bruker på operasjonene i intervensjonen. Det er viktig å være klar over at tidene som her kommer frem er tekniske grenser, med veldig liten sannsynlighet for å kunne oppnås. Tidene er ofte beregnet i forhold til perfekte omgivelser hvor alle deler av operasjonene går som planlagt. Ved brønnintervensjoner offshore tilhører det sjeldenheten at en har perfekte omgivelser hvor alt går etter planen. Derfor var det videre i oppgaven veldig viktig å redegjøre for hvilke forhold som påvirker operasjonstiden.

I hovedsak er det 4 typer kostnader ved brønnintervensjoner:

- ✓ Faste interne kostnader
- ✓ Variable interne kostnader
- ✓ Faste eksterne kostnader
- ✓ Variable eksterne kostnader

Faste interne kostnader er kontraktsfestet over en gitt periode. Det samme gjelder for variable interne kostnader, men her er det en prisindeks som varierer i forhold til bruk av ressurser (for eksempel hvor mange operasjonstimer wirelinepersonellet har). Eksterne kostnader er spesifikke operasjonskostnader som personell og utstyr. Her avtales det fastpris på noen leveranser, mens andre reguleres av operasjonstiden. Dermed er den viktigste variabelen i kostnadsestimatet tid.

➤ **Hvilke interne og eksterne faktorer påvirker tids- og kostnadsestimeringen?**

Ettersom tid er hovedfaktoren i estimering av kostnad, har fokuset vært på hvilke faktorer som påvirker estimering av tid. Som nevnt tidligere er det mulig å kalkulere teknisk grense ut i fra inndata om operasjonene i intervensjonen. Formålet med dette forskningsspørsmålet var å kartlegge hvilke interne faktorer som påvirker tidsestimatets tekniske grense i forhold til virkelig verdi. De er i hovedsak funnet 2 interne faktorer:

- ✓ Brønnforhold
- ✓ Type operasjon

Med brønnforhold menes hvordan tilstanden til brønnen er (oljeproducent, gassinjektor og lignende) og hvor smertefritt operasjonene historisk sett har gått i forhold til teknisk grense. Det var ikke alle brønnene det var mulig å gjennomføre en slik analyse av, ettersom datagrunnlaget var for tynt. I disse tilfellene antas det nøytrale brønnforhold (ingen påvirkning).

Valgt operasjonstype har den største påvirkningen i forhold til de tekniske grenseestimatene. Grunnen til dette er at som oftest kan usikkerhet og avvik knyttes til hvilke operasjoner som er utført i intervensjonen. Kompleksiteten til forskjellige operasjoner er varierende, og historiske data om lignende operasjoner er dermed veldig viktig i beregning av estimatene. Historiske data ble lognormalfordelt for å gi P10, P50 og P90 estimater til konkrete operasjoner. Disse estimatene blir brukt som faktorer i forhold til hvor stor del av intervensjon de enkelte operasjonene er, og på denne måten klarer en å kombinere flere typer operasjoner i en intervensjon. Samspillet mellom flere typer operasjoner i en og samme intervensjon var et av mulige problemområder for estimeringen, men resultatene har vist at samhandling mellom flere operasjoner ikke har noen nevneverdig konsekvens for modellens utfall.

Med eksterne faktorer som påvirker tids- og kostnadsestimering menes forhold som en internt i Statoil ikke kan gjøre noe med. Det er i hovedsak 2 eksterne faktorer:

- ✓ Vente på været
- ✓ Produktivitet (i forhold til sesong)

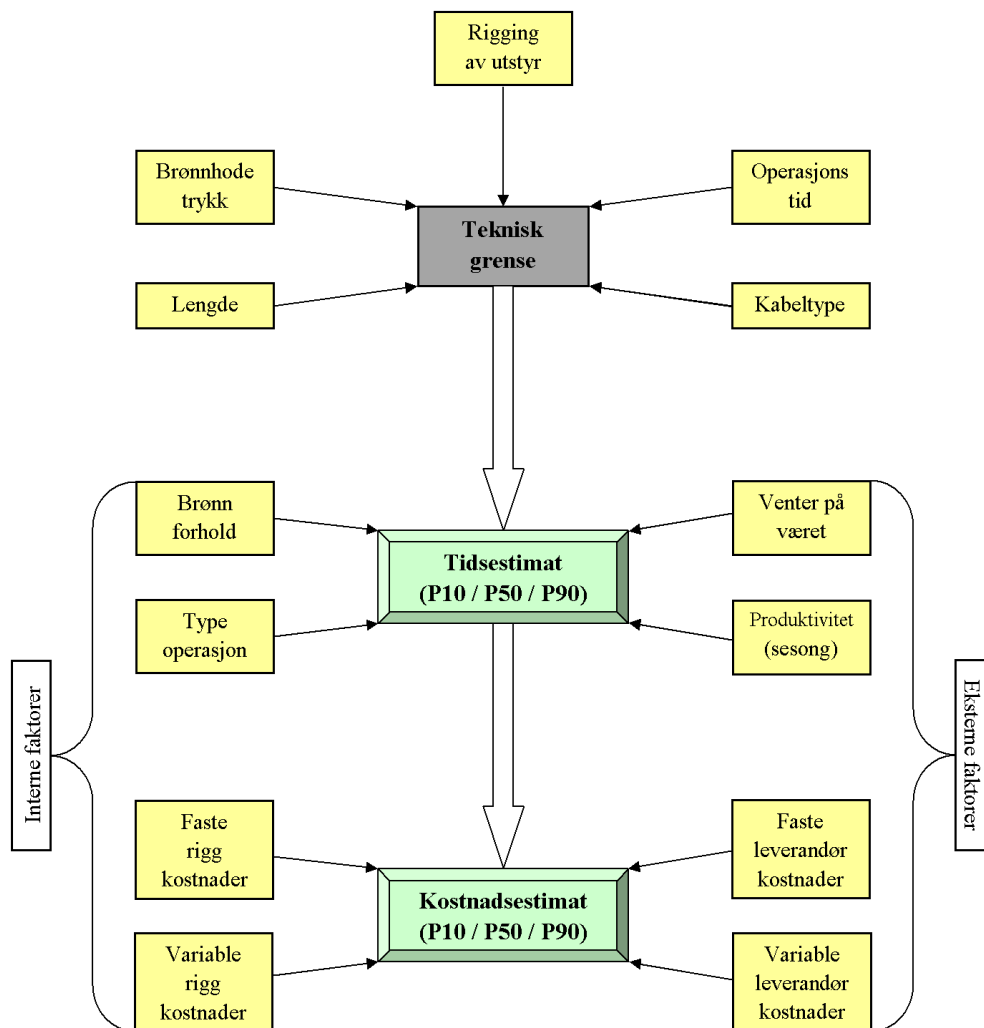
Værforholdene kan spille en stor rolle på alle aktiviteter offshore. Statfjordfeltet består av faste installasjoner og er mindre utsatt for værforholdene enn andre flytende enheter. De er allikevel utsatt i den forstand at forsyningsbåter ikke kan laste om bord utstyr, kranene på plattformene kan ikke benyttes eller helikoptre klarer ikke supplere plattformene med mannskap. Ettersom det er veldig tidkrevende og vanskelig å estimere slike faktorer, er det i denne oppgaven brukt Statoil sine estimater for hvor stor del av operasjonene som påvirkes av været i Tampenområdet. Dette medfører at en ikke får en spesifikk værfaktor for Statfjordfeltet, men estimatene er godt dokumentert for området plattformene befinner seg i gjennom flere års analyser.

Produktiviteten til brønnmannskapet offshore påvirker tids- og kostnadsestimeringen av brønnintervensjoner. Det kan være forskjellig effektivitet mellom enkelt personer, mellom team eller i forhold til årstider. Ettersom det er vanskelig å fastsette hvilke personer og team som skal utføre den enkelte intervensjonen, er det sett på produktiviteten til brønnmannskapet i forhold til årstider. Sammenligningen av rutineaktiviteter over en 9 års periode har ført til gode, men noe overraskende resultater. Resultatene er overraskende i den forstand at produktiviteten er best mellom juli og desember, mens det er lavere produktivitet mellom januar og juni. Ettersom resultatene er godt dokumentert, og faktoren ikke er dominerende i estimatet, er det ikke gjort noen videre analyse av hvorfor denne fordelingen ble resultatet.

➤ **Hvordan modellere tids- og kostnadsestimering?**

Hovedformålet med oppgaven var å lage en modell som kunne gi gode estimater for tid og kostnad ved planlegging av brønnintervensjoner på Statfjordfeltet. Modellen skulle etablere tekniske grenser for operasjonene ved hjelp av variabler, for deretter å estimere tid og kostnad ved hjelp av historiske faktorer som påvirker operasjonene. Microsoft Excel ble valgt som estimeringsverktøy for å gjøre modelleringsprosessen, vedlikeholdsprosessen og brukerprosessen lettest mulig.

I figuren under er samhandlingen mellom variabler og faktorer i modellen illustrert. Gult representerer endringsceller for spesifikke intervensjoner / operasjoner, grått representerer låste inndataceller, mens grønt representerer utdataceller.



Figur 5.1 - Modelloppsett for tids- og kostnadsestimering

➤ **Hvordan passer modellen til tidligere og pågående operasjoner?**

For å teste modellens pålitelighet og relevans ble den testet mot brønnintervensjoner gjort i 2010. Som forklart tidligere ble estimatavviket redusert fra -20% til -10% ved bruk av P50 verdier, og fra -20% til +4% ved bruk av middelveier (mean). Begge estimatmetodene førte til måloppnåelse med estimatavvik mindre enn $\pm 10\%$ (illustrert i tabellen under).

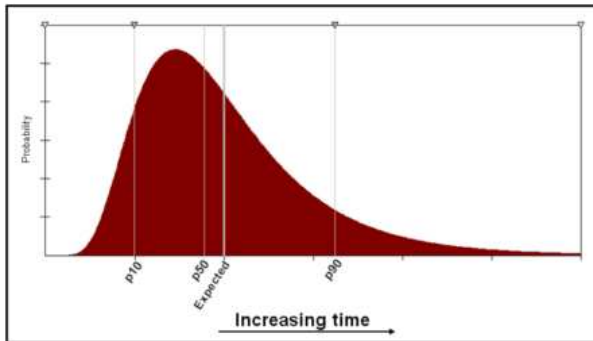
Actual days: 336	Model P10	Model P50	Model P90	Model Mean
Days	186	303	564	349
Error	-45 %	-10 %	68 %	4 %
% operations covered by estimate	8 %	45 %	90 %	61 %
Under 60%	10 %	3 %	0 %	3 %
-60% -> -40%	40 %	6 %	2 %	3 %
-40% -> -20%	23 %	18 %	3 %	13 %
-20% -> -10%	15 %	15 %	2 %	10 %
-10% -> -00%	5 %	13 %	3 %	10 %
00% -> 10%	3 %	18 %	6 %	15 %
10% -> 20%	2 %	5 %	2 %	11 %
20% -> 40%	0 %	6 %	18 %	13 %
40% -> 60%	2 %	3 %	10 %	6 %
Over 60%	2 %	13 %	55 %	16 %

Tabell 5.1 - Resultat tidsestimert

P10 dekket 8% av intervensjonene, P50 dekket 45% av intervensjonene og P90 dekket 90% av intervensjonene. Dette viser at modellen klarer å behandle flere operasjoner i en og samme intervensjon, og beholde tilnærmet lognormalfordeling av estimatene. Ved bruk av middelveier som estimeringsgrunnlag ble estimatet som forventet høyere enn ved bruk av P50 verdi. Dette medførte at estimatet dekket 61% av operasjonene.

Dersom en ser nærmere på lognormalfordelingen av brønn intervensjoner i 2010 og grunnmodellen for estimering av boreoperasjoner i Statoil, kan en se likheter med borings konklusjon om å benytte middelveier (mean) for å kalkulere budsjettet tid og kostnad. I boreoperasjoner blir middelveieren estimert til å ligge mellom P50 og P70, og det er dette

estimatet (fremfor P50) som blir brukt som budsjettgrunnlag. Fordeling av estimatene i boreoperasjoner illustreres i figuren under, hvor middelveiden representeres ved *Expected*.



Figur 5.2 - Lognormalfordeling av boreoperasjoner (Statoil, Plan well estimation, 2011)

Det kan hevdes at det er stor forskjell på å planlegge en boreoperasjon og en brønnintervensjon med tanke på risikonivået. En forbinder ofte større usikkerhet med en boreoperasjon (i og med det er en mer tidkrevende prosess), noe som kan resultere i at det trengs et høyere estimat enn brønnintervensjoner.

Tabellen nedenfor illustrerer hvor stor andel av intervensjonene i 2010 som ble dekket av P50 estimatet og middelveiden (mean).

Actual days: 336	Model P50	Model Mean		
Days	303	349		
Error	-10 %	4 %		
% operations covered by estimate	45 %	61 %		
Estimate < -10%	42 %	3 %	3 %	29 %
		6 %	3 %	
		18 %	13 %	
		15 %	10 %	
-10% < Estimate < 10%	31 %	13 %	10 %	24 %
		18 %	15 %	
Estimate > 10%	27 %	5 %	11 %	47 %
		6 %	13 %	
		3 %	6 %	
		13 %	16 %	

Tabell 5.2 - Sammenligning av P50 og middelveiden

Som en ser av tabellen vil flere intervensjoner havne innenfor kravet ($\pm 10\%$) ved bruk av P50 fremfor middelvei (31% mot 24%). 42% av P50 estimatene er under, mens 27% er over kravet til estimering. På motsatt side er 29% av estimatene med middelvei under, mens hele 47% er over kravet til estimering. Dette viser et klart skille mellom P50 (underestimering) og middelveien (overestimering). Dersom en analyserer årsaken til avviket i de enkelte operasjonene, ser man at 3 intervensjoner samlet stod for en budsjettoverskridelse på 64,5 dager og nesten 26 millioner kroner. Dette utgjør totalt 67% av det totale tidsavviket, og 69% av det totale kostnadsavviket i 2010. For mer informasjon om modellen resultater se vedlegg 4, 5 og 6.

5.2 Drøfting av undersøkelsesmodell

Målet med undersøkelsesmodellen i denne oppgaven var å bidra til en god og oversiktlig utredning av forskningsspørsmålene.

Undersøkelsesmodellen har involvert både kvalitativ og kvantitativ analyse i form av menneskelige ressurser og historiske data fra Statoil. Etter at analysene var gjennomført, ble modellen laget og benyttet for å gjenskape tids- og kostnadsestimater for brønnintervensjoner gjort i 2010. Underveis i prosessen er modellen blitt kvalitetssikret gjennom samtaler med internt personell i Statoil, samt resultatene har blitt evaluert i forhold til de historiske dataene.

Undersøkelsesmodellen er bygget på store mengder informasjon (både skriftlig og muntlig), noe som har medført større arbeidsmengde enn beregnet for å oppnå ønskede resultater og dokumentasjon. Dette førte til at det ikke ble tid til testing av modellen i pågående intervensjoner.

Kombinasjonen av kvalitativ og kvantitativ analyse, sammen med modellering, har medført gode resultater. Interaksjonen mellom flere operasjoner i en og samme intervensjon medførte flere endringer i modellen underveis for å bedre resultatene og brukervennligheten (som for eksempel modellens kolonne for *fixed hours* som ikke skal reguleres av påvirkningsfaktorer).

6 Konklusjon

Formålet med oppgaven var å tilby Statoil en modell til tids- og kostnadsestimering av brønnintervensjoner på Statfjordfeltet. Gjennom forskningsspørsmålene ble variabler og faktorer som påvirker estimatene kartlagt for å kunne utarbeide en best mulig modell til estimeringen.

Modellen er i seg selv veldig brukervennlig og forståelig, med flere enkle valgmuligheter som fremmer produktivitet for brukeren. Resultatene viser at modellen gir mye bedre estimater enn tidligere, samtidig som den statistiske tilnærmingen er beholdt.

I løpet av oppgaven er det blitt fremstilt to alternativer til estimat av forventet tid og kostnad, henholdsvis P50 verdi og middelvei. P50 verdien skal statistisk sett dekke 50% av hendelsene, mens i en skjev fordeling (som antatt lognormalfordeling) vil middelveien ligge noe over P50 verdien. Ut i fra resultatene kan en se at P50 verdiene er mer nøyaktige i forhold til enkelt intervensjoner, mens estimatene ved bruk av middelveien over en lenger periode dekker de store overskridelsene bedre. Spørsmålet er om det er resultatet på årsbasis eller resultatet ved hver enkel intervensjon som er viktigst.

Tidligere har intervensjonsavdelingen benyttet P50 verdier til å kalkulere forventet tid og kostnader til brønnintervensjoner, og tendensen har vært underbudsjettering av tid og kostnader (med unntak av 2009 hvor overbudsjettering var et stort fokus). Derfor kan det være fordelaktig for intervensjonsavdelingen å gjøre som boreavdelingen, å benytte middelvei til estimering, selv om det er mindre risiko forbundet med slike operasjoner. På en annen side kan noe av årsaken til underestimering av tid og kostnader skyldes bruk av en teknisk grensekalkulator med utilstrekkelig dokumentasjon.

Min anbefaling er å benytte P50 som forventet verdi, og gjøre en ny evaluering etter et års bruk. Dermed blir overgangen fra gamle til nye estimater mindre, samtidig som det interne kravet på $\pm 10\%$ blir overholdt. Dersom det ikke skulle oppstå noen veldig store komplikasjoner i neste års intervensjoner, antar jeg at avviket i estimatene vil synke og en vil se en liten tendens til overestimering innenfor grensen på 10%. Da er det ingen grunn til å endre estimatverdiene, men dersom tendensen etter ett år fremdeles er underestimering bør en nok prøve å følge boreavdelingen med å innføre bruk av middelveier ved estimering.

7 Kildeliste

- Aker Solutions. (2011). *Wireline tractor services*.
Hentet fra <http://www.akersolutions.com/en/Global-menu/Products-and-Services/technology-segment/Subsea-production-systems-and-products/Well-intervention-technologies-and-services/Wireline-Tractor-Services/>
- Dalland, O. (2007). *Metode og oppgaveskriving for studenter*. Gyldendal.
- Halvorsen, K. (2003). *Å forske på samfunnet*. Cappelen.
- Hetland, P. W. (2003). *Praktisk Prosjektledelse*. Norsk Forening for Prosjektledelse.
- Holme, I. M., & Solvang, B. K. (1996). *Metodevalg og metodebruk*. Tano Aschehoug.
- Lavik, H., & Berge, L. (1997). *Statfjord : Nordsjøens største oljefelt*. Stavanger.
- Lorenzoni, A. B., & Clark, F. D. (1996). *Applied cost engineering*. New York: Marcel Dekker Inc.
- NORSOK. (2000). *System Requirements Well Intervention Equipment*.
Hentet fra <http://www.standard.no/PageFiles/1317/D-002.pdf>
- Odland, J. (2010). Cost and cost estimating. *Offshore field development* .
- Odland, J. (2010). Drilling and wells. *Offshore field development* .
- Odland, J. (2010). Field development methodology. *Offshore field development* .
- Oljedirektoratet. (2011). *Statfjord*.
Hentet fra <http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=3060>
- Schlumberger . (2011). *The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary*.
Hentet fra <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Statoil. (2006). AR-03. *Drilling, well and production activities* .
- Statoil. (2006). AR-05. *Project development* .
- Statoil. (2011). DPN OS Statfjord. *Organisasjon, ledelse og kontroll - tillegg til UPN Drift* .
- Statoil. (2011). Estimate operation time and cost. *APOS* .
- Statoil. (2011). Finalise time and cost estimate. *APOS* .
- Statoil. (2010). FR-03. *Drilling and well technology* .
- Statoil. (2010). FR-05. *Project Development* .
- Statoil. (2011). Plan well estimation. *APOS* .

Statoil. (2011). *Statfjord-området*.

Hentet fra

<http://www.statoil.com/no/ouoperations/explorationprod/ncs/statfjord/pages/default.aspx>

Statoil. (2005). WD1314. *Planning and execution of well interventions* .

Statoil. (2003). WR0328. *Hire and follow-up of drilling and intervention units and pertaining equipment* .

Statoil. (2005). WR0442. *Planning of Drilling & Well Operations* .

Statoil. (2005). WR0530. *Well control - well intervention operations* .

Statoil. (2009). WR1677. *Drilling, well and production technology* .

Stewart, R. D. (1982). *Cost estimating*. New York: Wiley.

Store norske leksikon. (2011). *Statfjord*.

Hentet fra <http://www.snl.no/Statfjord>

Thagaard, T. (2003). *Systematikk og innlevelse: en innføring i kvalitativ metode*. Fagbokforlaget.

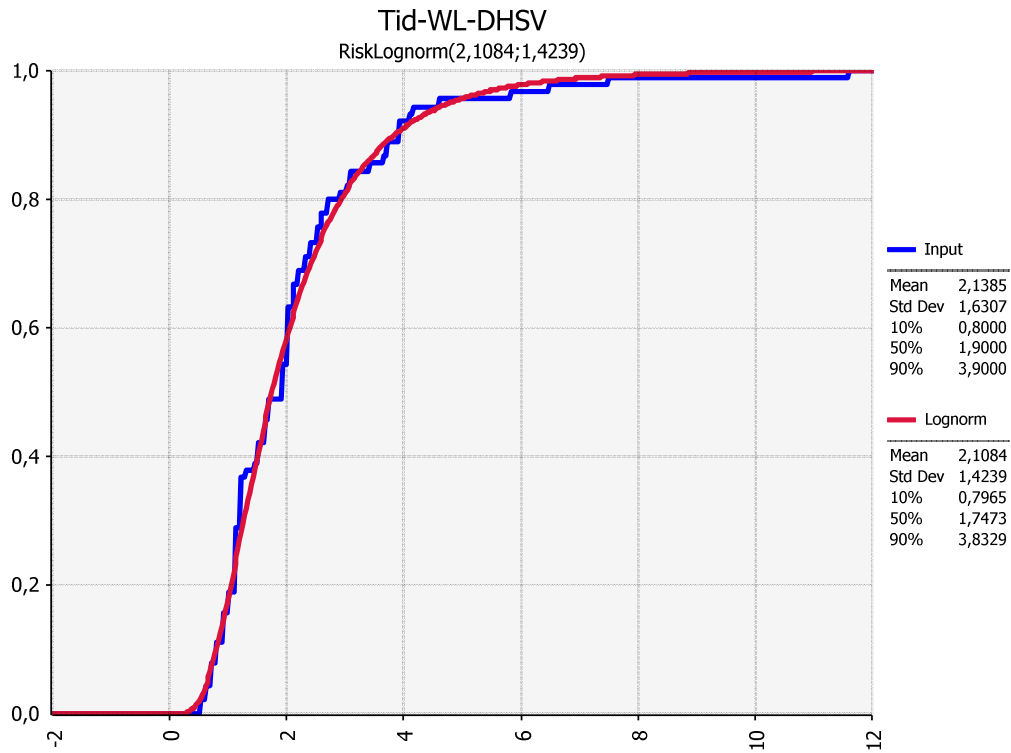
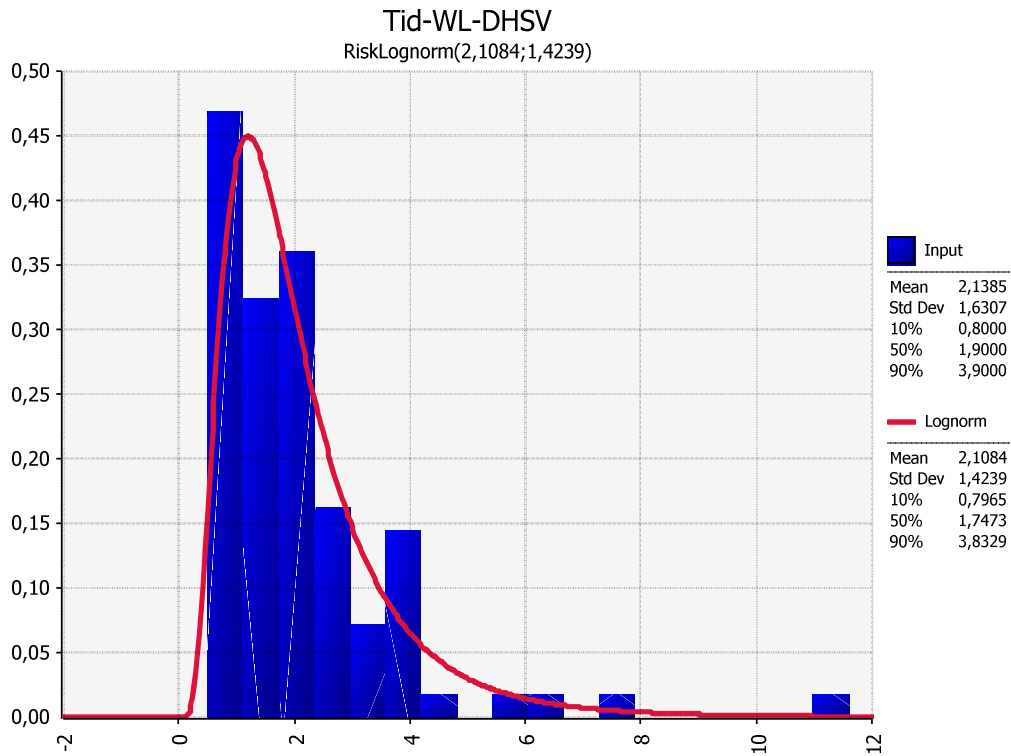
Tranøy, K. E. (1986). *Vitenskapen – samfunnskraft og livsform*. Universitetsforlaget.

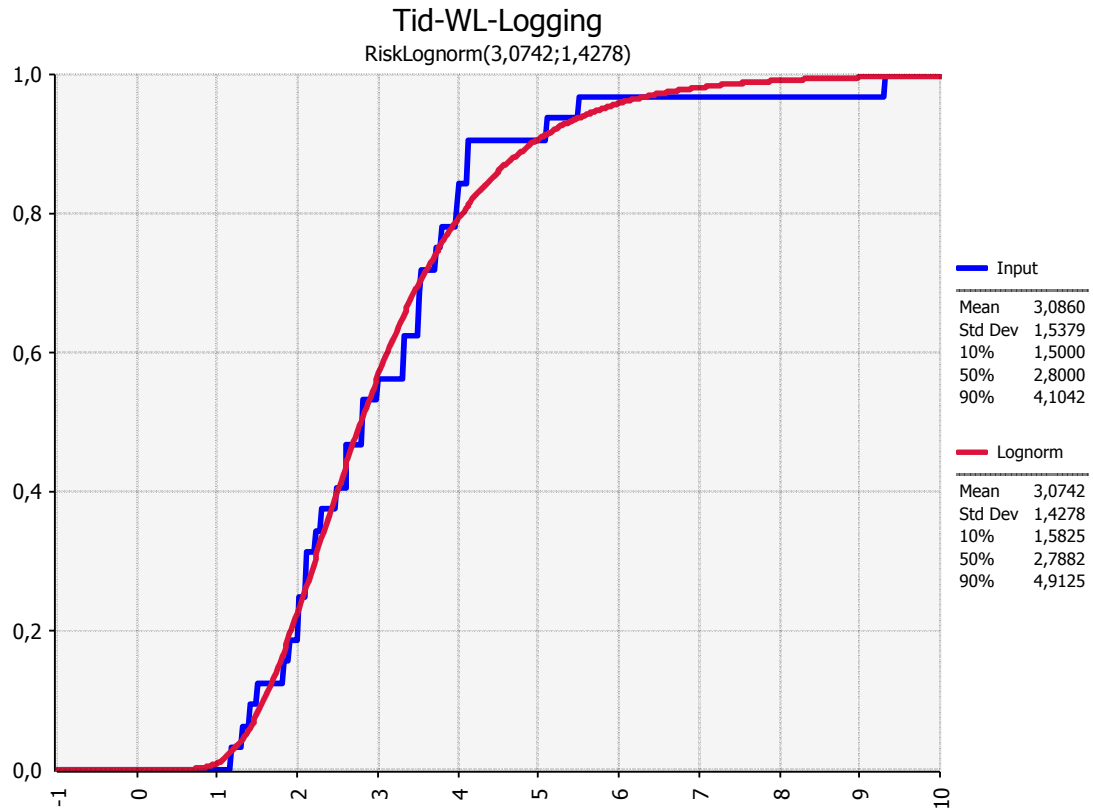
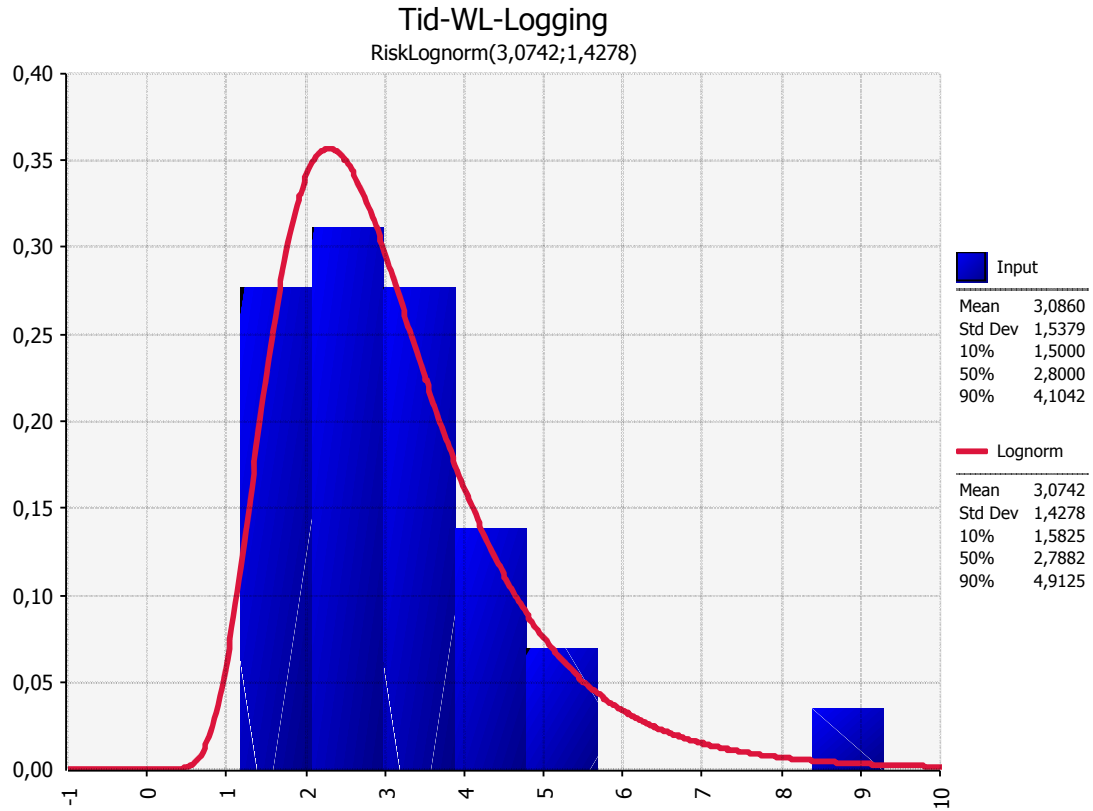
8 Vedlegg

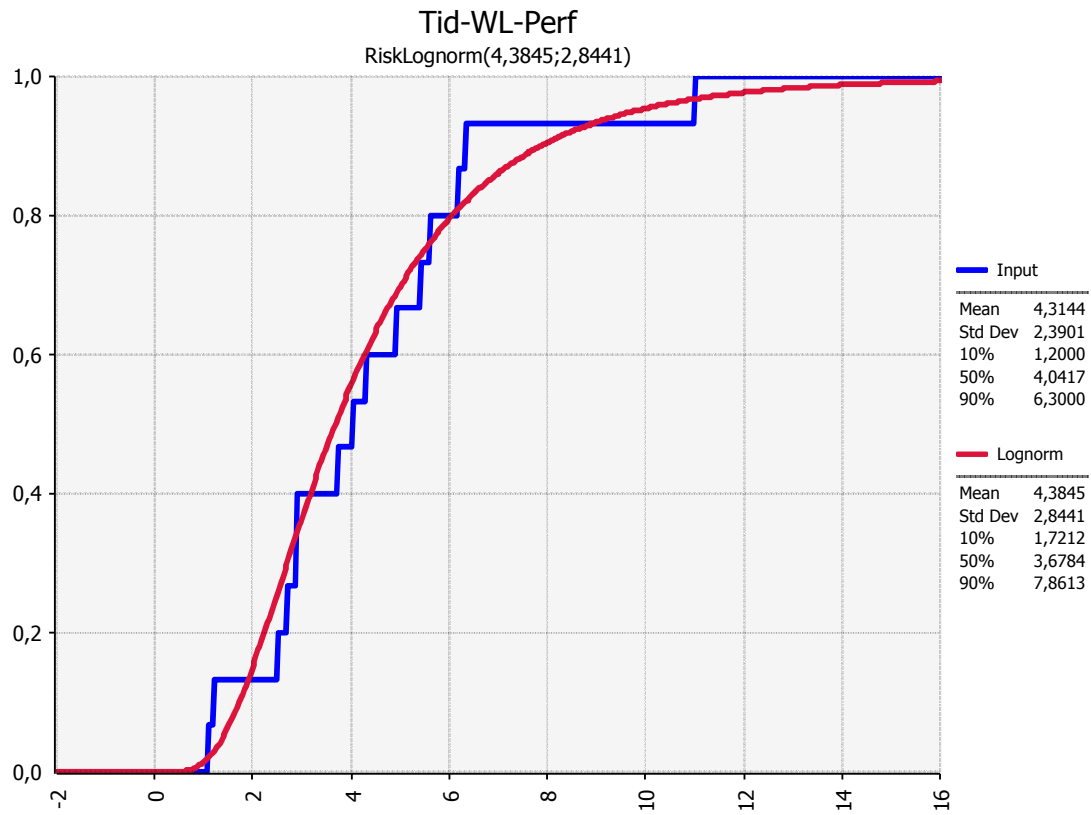
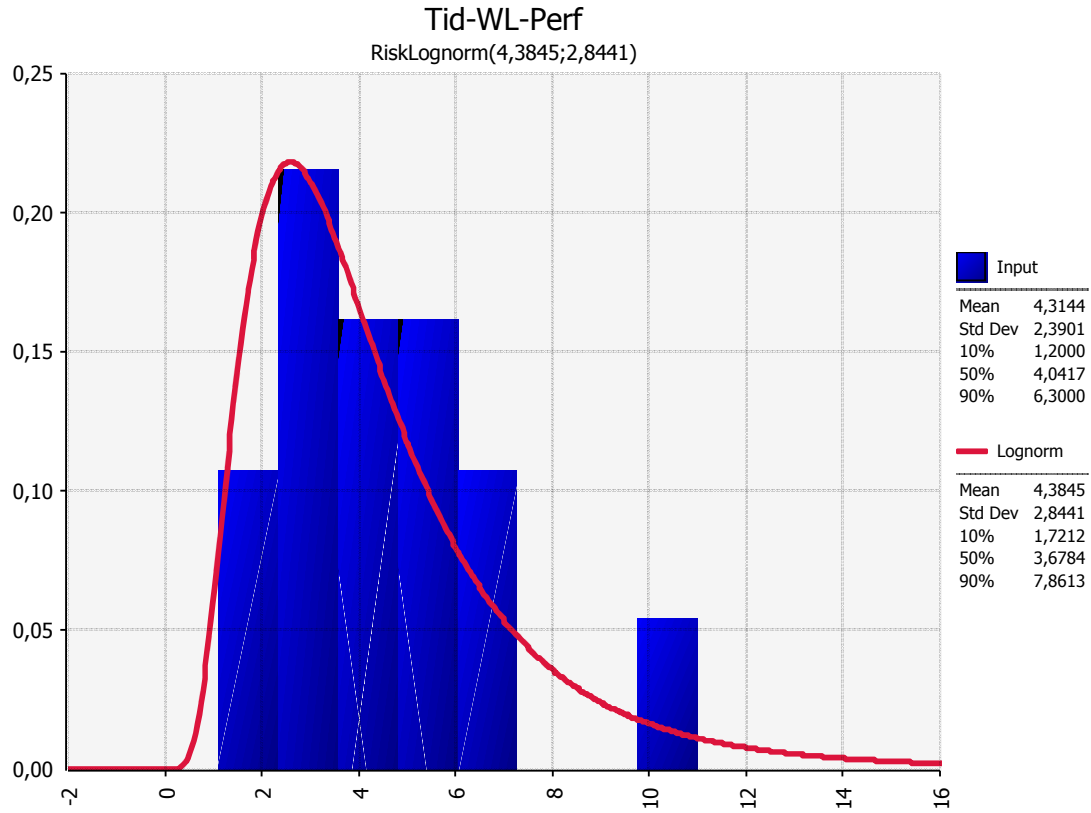
8.1 Vedlegg 1 - Brønnforhold

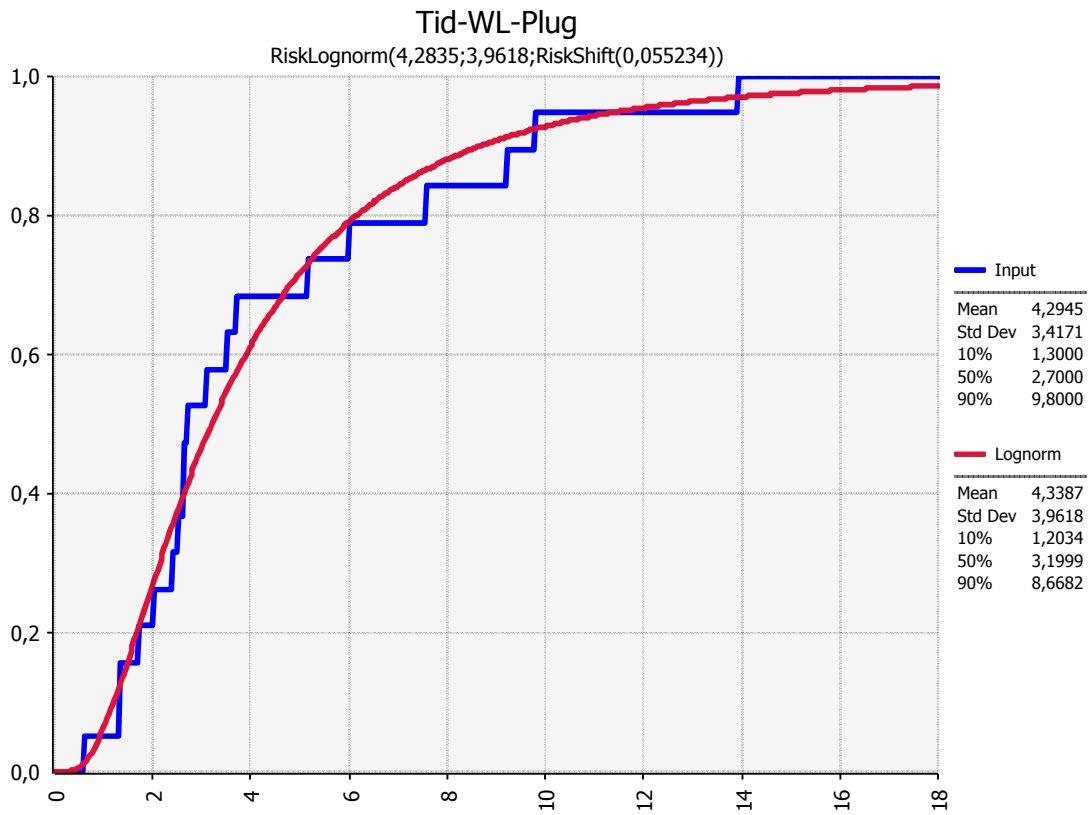
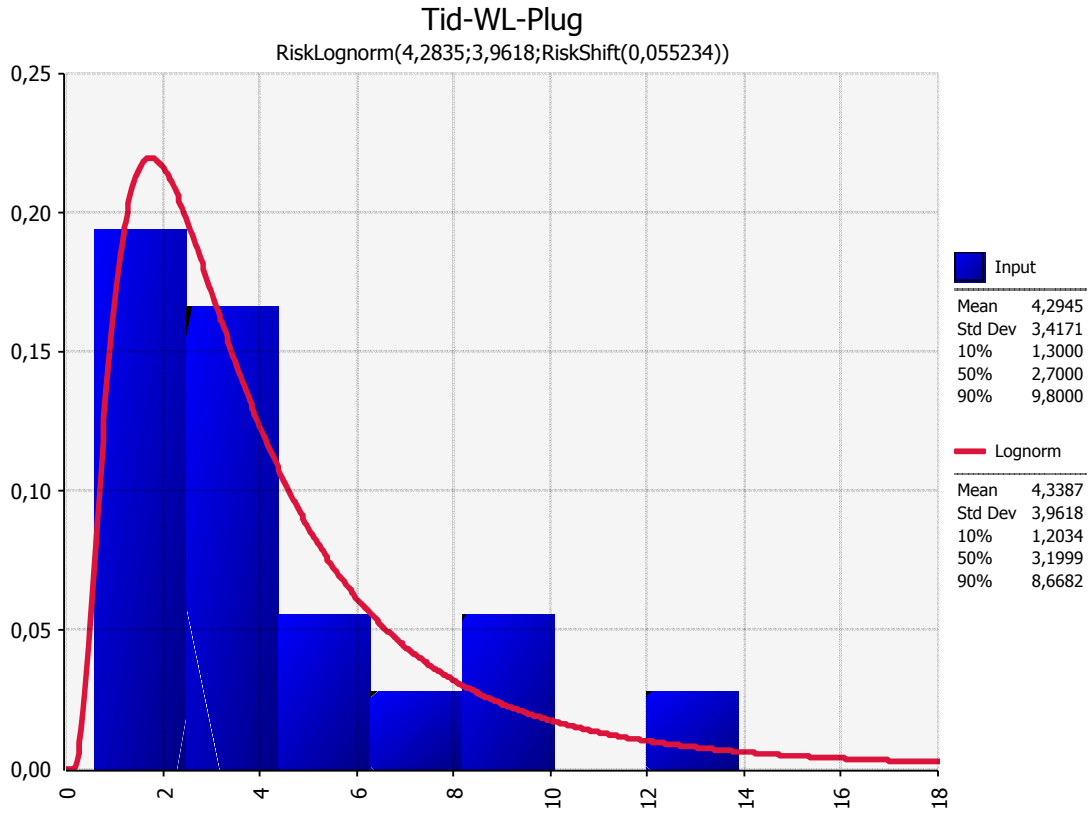
Statfjord A		Statfjord B		Statfjord C	
A-01	1,06	B-01	1,02	C-01	1,01
A-02	1,00	B-02	1,00	C-02	1,00
A-03	1,00	B-03	1,02	C-03	1,02
A-04	1,06	B-04	1,01	C-04	1,03
A-05	1,00	B-05	1,05	C-05	1,11
A-06	1,02	B-06	1,00	C-06	1,00
A-07	1,01	B-07	1,00	C-07	1,00
A-08	1,00	B-08	1,03	C-08	1,15
A-09	1,00	B-09	1,01	C-09	1,09
A-10	1,00	B-10	1,00	C-10	1,00
A-11	1,00	B-11	1,03	C-11	1,00
A-12	1,03	B-12	1,02	C-12	1,00
A-13	1,00	B-13	1,00	C-13	1,01
A-14	1,01	B-14	1,00	C-14	1,01
A-15	1,00	B-15	1,00	C-15	1,00
A-16	1,06	B-16	1,00	C-16	1,00
A-17	1,01	B-17	1,05	C-17	1,00
A-18	1,00	B-18	1,00	C-18	1,06
A-19	1,00	B-19	1,00	C-19	1,09
A-20	1,00	B-20	1,00	C-20	1,00
A-21	1,00	B-21	1,00	C-21	1,00
A-22	1,00	B-22	1,00	C-22	1,00
A-23	1,01	B-23	1,00	C-23	1,02
A-24	1,00	B-24	1,00	C-24	1,00
A-25	1,00	B-25	1,00	C-25	1,04
A-26	1,00	B-26	1,00	C-26	1,01
A-27	1,00	B-27	1,02	C-27	1,01
A-28	1,00	B-28	1,00	C-28	1,01
A-29	1,00	B-29	1,00	C-29	1,04
A-30	1,05	B-30	1,03	C-30	1,00
A-31	1,00	B-31	1,00	C-31	1,00
A-32	1,00	B-32	1,00	C-32	1,00
A-33	1,00	B-33	1,00	C-33	1,01
A-34	1,00	B-34	1,01	C-34	1,00
A-35	1,00	B-35	1,00	C-35	1,00
A-36	1,00	B-36	1,00	C-36	1,06
A-37	1,03	B-37	1,03	C-37	1,02
A-38	1,00	B-38	1,02	C-38	1,02
A-39	1,05	B-39	1,00	C-39	1,01
A-40	1,01	B-40	1,01	C-40	1,01
A-41	1,06	B-41	1,00	C-41	1,02
A-42	1,00	B-42	1,08	C-42	1,00

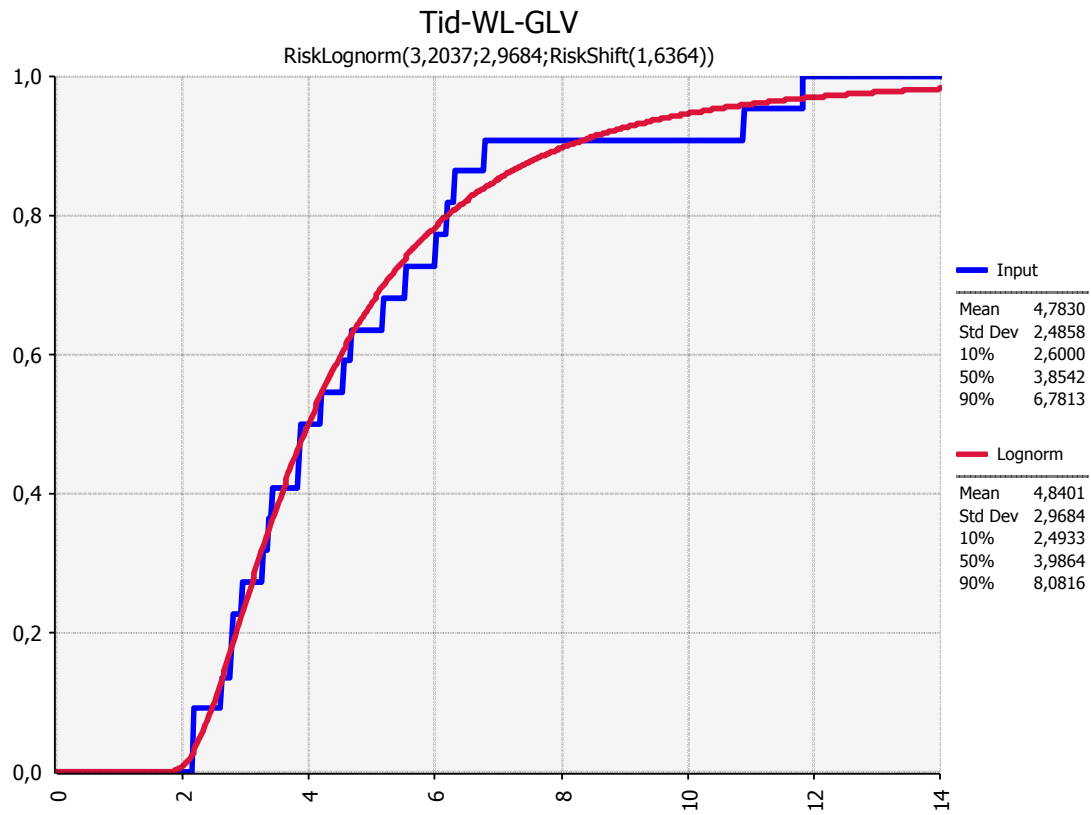
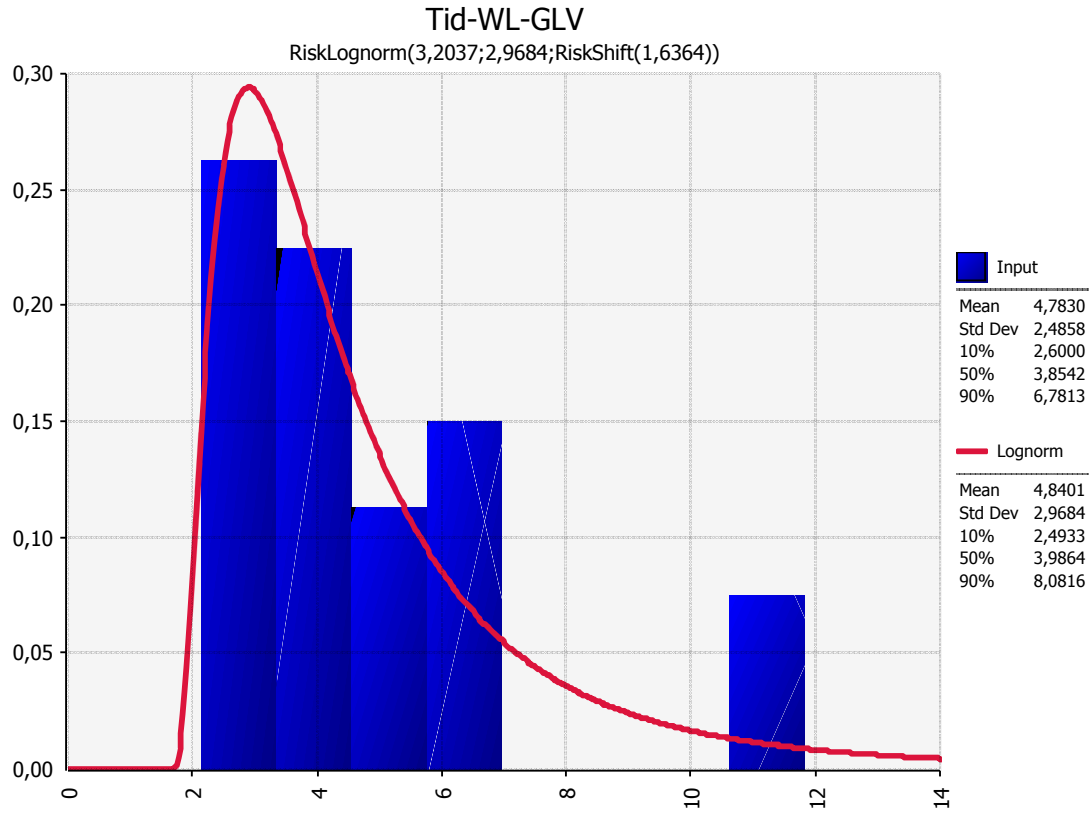
8.2 Vedlegg 2 - Type operasjon

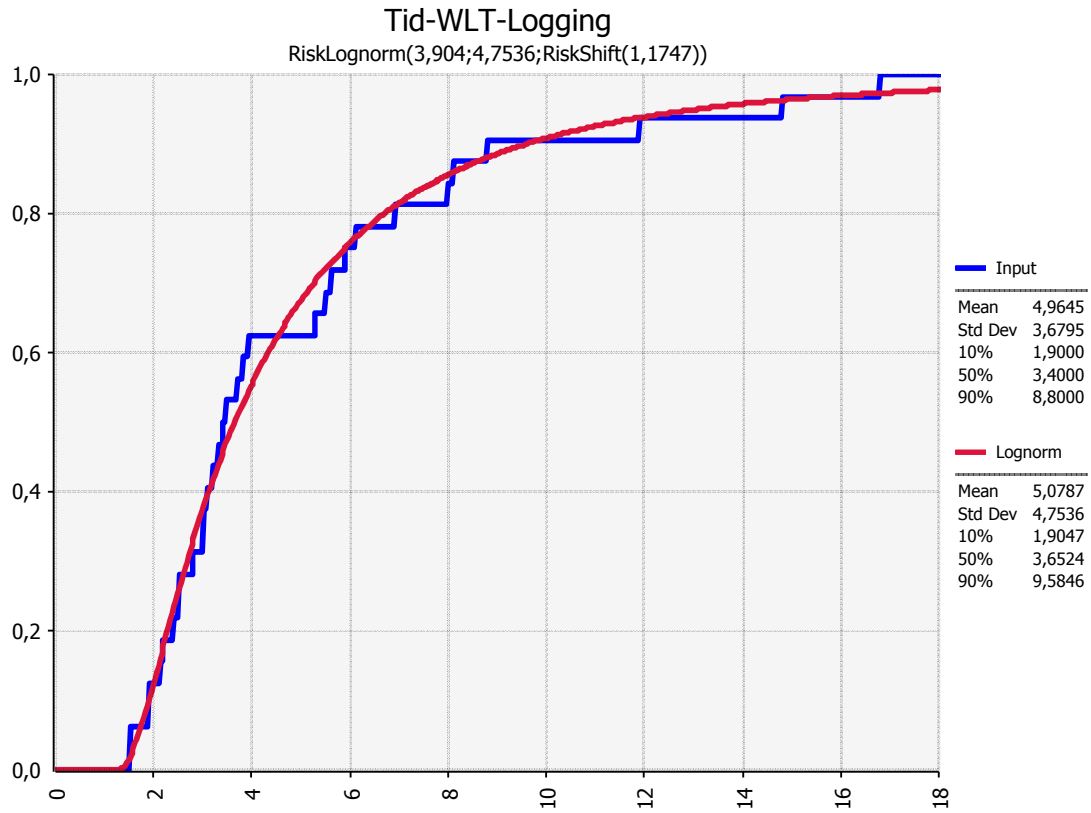
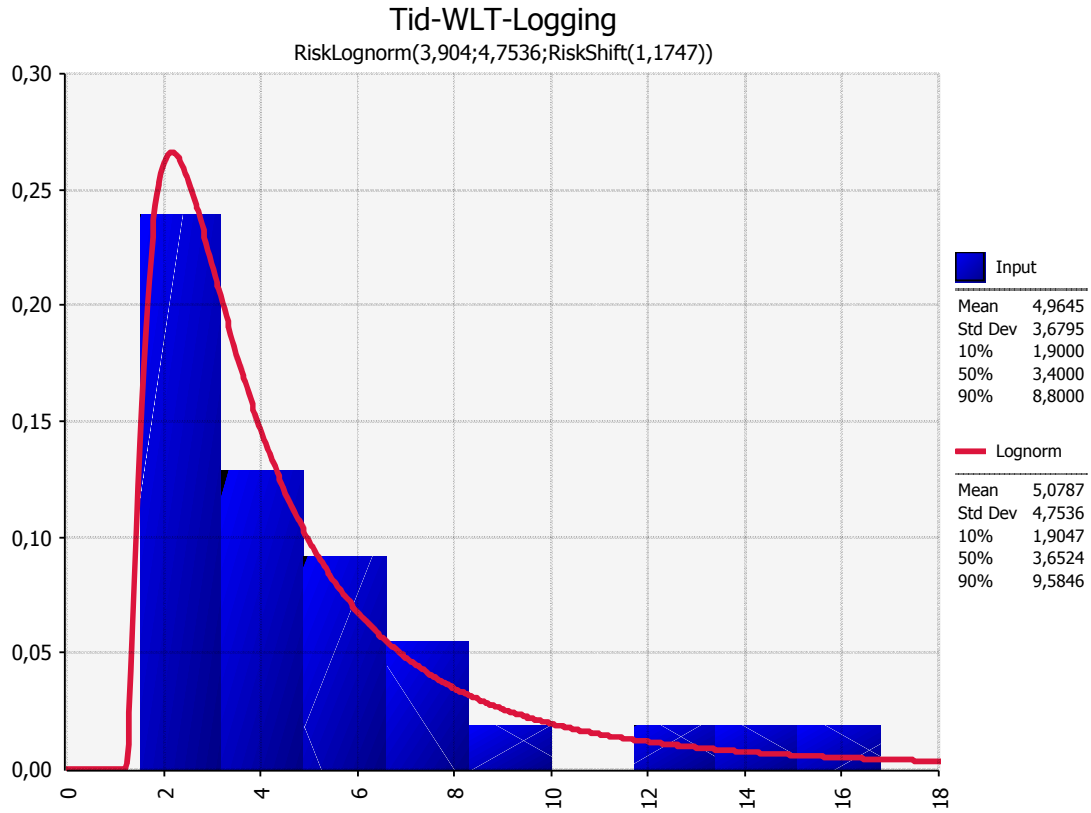


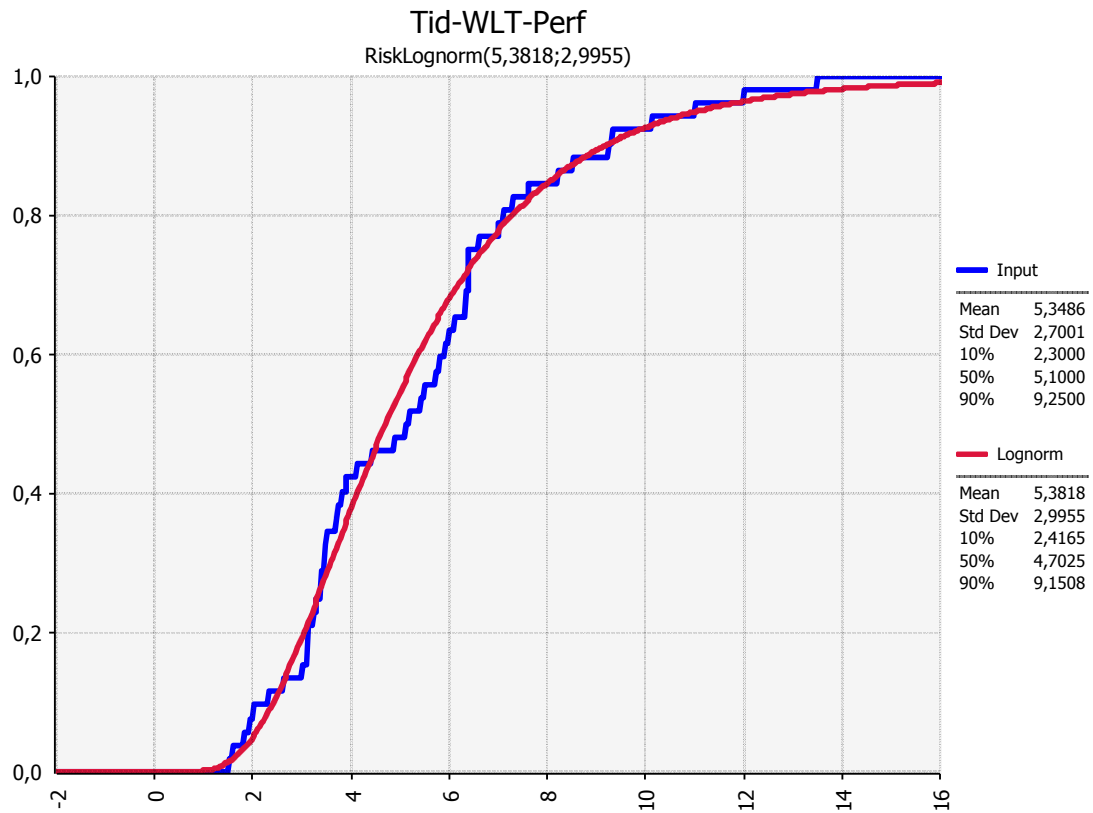
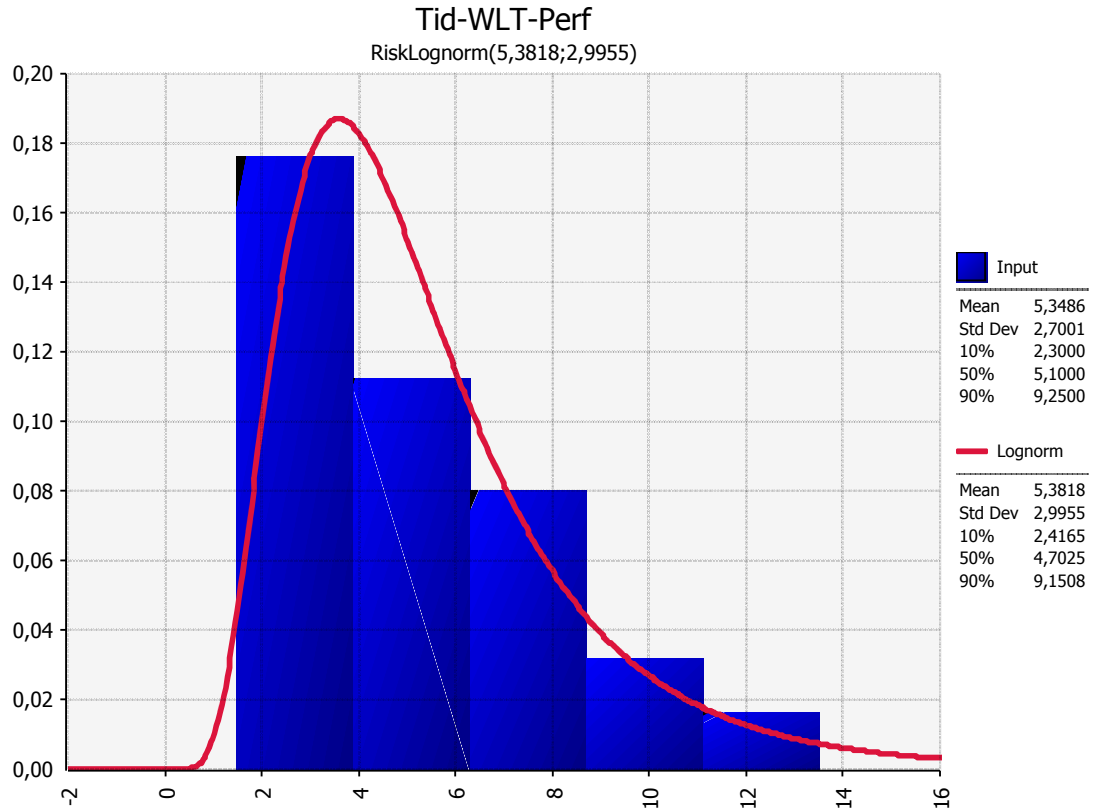


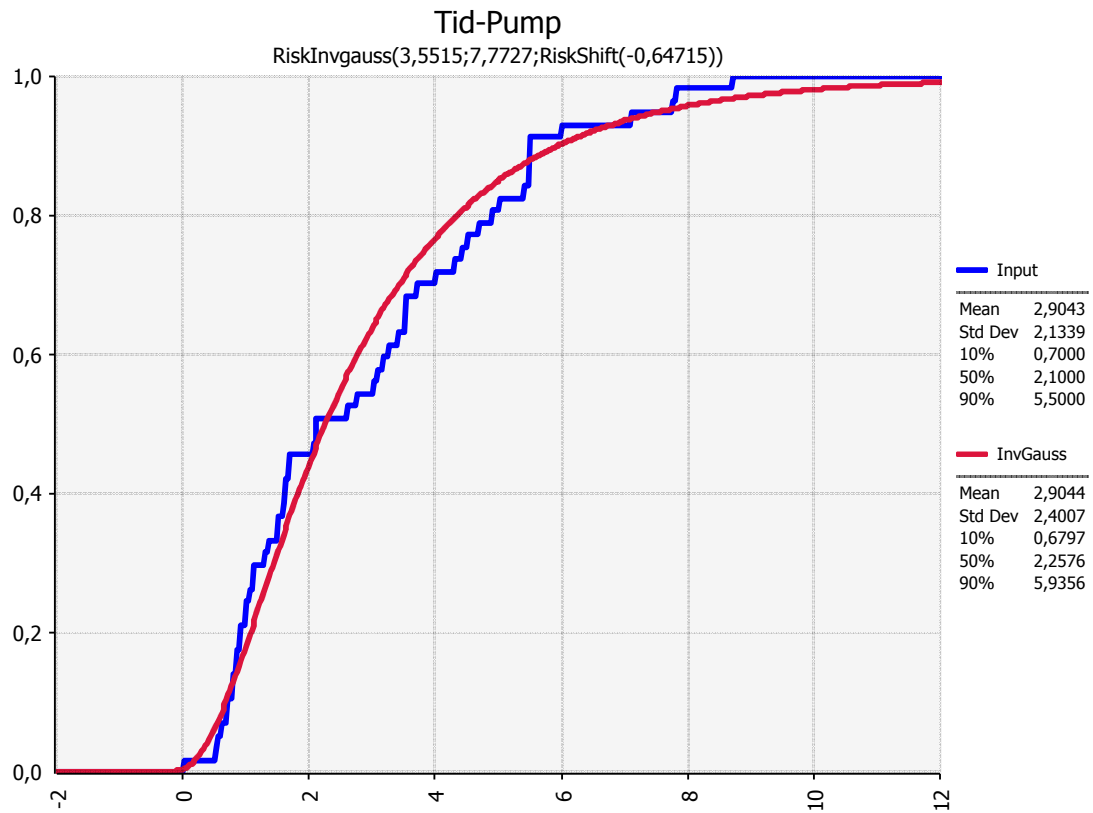
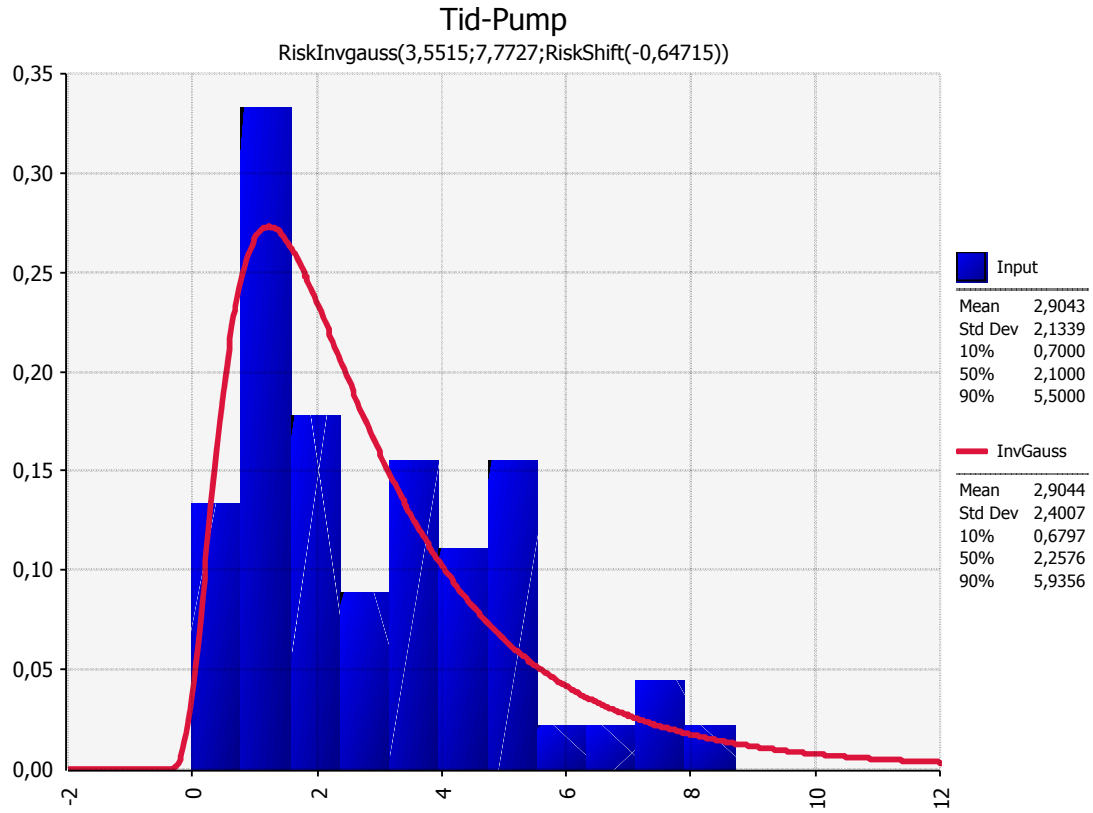






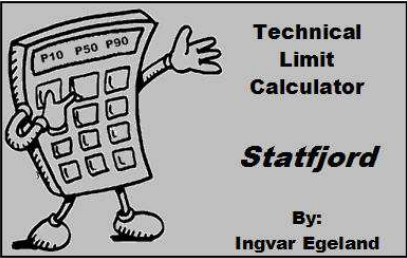






8.3 Vedlegg 3 - Brukermanual til modellen

Teknisk grensekalkulator:



Technical Limit Calculator
Statfjord
By: **Ingvar Egeland**

WIRILINE RUN

Deepest target depth: 300 3

Estimated time for downhole activity: 0,5

Technical limit change BHA: 2,0

Technical limit change cable: 0,0

Technical limit RIH to target depth: 0,1

Technical limit downhole activity: 0,5

Technical limit POOH from target depth: 0,1

Total technical limit for this run (hrs): 2,6

Technical limit calculator

Activity	Hours	Fixed hours (e.g shut in)	%
Spot	4,5		7
Rig up	7,0		12
Run # 1: PUMP	3,0		5
Run # 2: DHSV	2,0		3
Run # 3: DRIFT	3,0		5
Run # 4: RIG OVER	4,0		7
Run # 5: PLUG	5,0		8
Run # 6: BASKET	8,0		13
Run # 7: DHSV	2,0		3
Run # 8: PERF	17,0		28
Run # 9:			0
Run # 10:			0
Run # 11:			0
Run # 12:			0
Run # 13:			0
Run # 14:			0
Run # 15:			0
Run # 16:			0
Rig down:	4,5		7
Total hours	59,9	0,0	100
Total days		2,50	

SPOTTING, R/U & R/D

Platform: Statfjord B

Well: B-08

Type of job: WL

Type of rigup: New on rig

Season: Oct - Dec

Technical limit Spot: 4

Technical limit Rig up: 7

Technical limit Rig down: 4

WIRELINE TRACTOR RUN

Deepest target depth: 4000 4

Estimated depth for tractor start: 3100

Estimated time for downhole activity: 15

Technical limit change BHA: 2

Technical limit change cable: 0

Technical limit RIH to target depth: 1,7

Technical limit downhole activity: 15,0

Technical limit POOH from target depth: 0,9

Total technical limit for this run (hrs): 19,6

WELLHEAD PRESSURE AND CABLE SIZE

Wellhead pressure: Under 100 bar 2
(Account for bullheading)

Cable size: 0,125

Cabel type: Slickline

Change cable?: No

BHA change: 2

Cable change: 0

Running speed for WL without tractor: 75

Running speed for tractor: 15

PUMPING

Volume (m3): 25

Pump rate (lpm): 400 1,0 5

Volume (m3): 0

Pump rate (lpm): 0 0,0

Volume (m3): 0

Pump rate (lpm): 0 0,0

Technical limit (hrs): 1,0

LOGGING

RST-Sigma mode (900ft/hr / 275m/hrs) Optional m/hrs

Logging passes: 0 0

Distance from(top): 0 0

Distance to(bottom): 0 0,0 0,0 0

RST-IC(CO) mode (100ft/hr / 30m/hrs) Optional m/min

Logging passes: 0 0

Distance from(top): 0 0

Distance to(bottom): 0 0,0 0,0 0

Technical limit (hrs): 0,0 0,0

1. Spotting, opprigging og nedrigging

Her velges hvilken plattform operasjonen skal utføres på, hvilke brønnummer, type intervensjon, opprigging og hvilken årstid intervensjonen skal utføres. Sammen med kabeltype brukes disse inndataene til å estimere den tekniske grensen for hvor lang tid en minimum bruker på å finne utstyr, gjøre det klart, for så å rydde det vekk igjen.

2. Brønnhodetrykk og kabelstørrelse

Trykket i brønnen defineres, kabel type og størrelse blir valgt. Dette gir innvirkninger på hvor raskt en kan kjøre utstyret ned i brønnen og trekke det opp. Dersom det skal endres kabel underveis i operasjonen, blir også det definert her.

3. Wireline run

Et wirelinerun er en tur ned i hullet og opp igjen. Hvor lang tid en bruker, blir kalkulert ut i fra hvor langt ned i brønnen en skal, og hvor lang tid en bruker på operasjonen nede i hullet. Her brukes inndata fra brønnhodetrykk og kabelstørrelse for å beregne tiden.

4. Wireline traktor run

Det samme som med et wirelinerun bortsett fra den delen av operasjonen hvor traktoren benyttes. En velger i hvilket intervall en skal benytte traktor, og ved hjelp av inndata fra traktor, brønnhodetrykk og kabelstørrelse blir tiden beregnet.

5. Pumping

Det er ofte behov for pumping av væske ned i brønnen ved brønnintervensjoner. Denne boksen gjør det bare raskere / lettere å utføre grunnleggende kalkulering av hvor lang tid det tar å pumpe en gitt mengde ned i brønnen med en gitt pumperate.

6. Logging

Samme som for pumping: gjør det raskere / lettere å utføre grunnleggende kalkulering av hvor lang tid en bruker på å logge et gitt intervall i brønnen med en bestemt eller valgfri hastighet.

7. Teknisk grensekalkulator

Her dokumenteres hver operasjon i intervensjonen med de gitte tidsberegningene. Den totale tekniske tiden for intervensjonen tas med videre i modellen for å estimere P10, P50 og P90 verdier.

Tidsestimat

Well information	
Platform	Statfjord B
Well	B-08
Type of job	WL
Type of rigup	New on rig 1
Season	Oct - Dec
Wellhead pressure: Under 100 bar	

Technical limit calculator						
	Activity	Tech.limit	P10	P50	P90	%
	Spot	4,5	5,3	6,4	8,0	7
	Rig up	7,0	8,3	10,0	12,5	12
Run # 1:	PUMP	3,0	4,2	9,3	16,2	5
Run # 2:	DHSV	2,0	2,8	6,2	10,8	3
Run # 3:	DRIFT	3,0	4,2	9,3	16,2	5
Run # 4:	RIG OVER	4,0	5,6	12,4	21,6	7
Run # 5:	PLUG	5,0	7,0	15,5	26,9	8
Run # 6:	BASKET	8,0	11,2	24,8	43,1	13
Run # 7:	DHSV	2,0	2,8	6,2	10,8	3
Run # 8:	PERF	17,0	23,9	52,8	91,6	28
Run # 9:						0
Run # 10:						0
Run # 11:						0
Run # 12:						0
Run # 13:						0
Run # 14:						0
Run # 15:						0
Run # 16:						0
Rig down:		4,5	5,3	6,4	8,0	7,4

Total hours	59,9	80,7	159,4	265,6
Total days	2,50	3,36	6,64	11,07
		P10	P50	P90

Planned time Budget time

Spot	7
Rig up	12
Surface equipment	7
Pumping	5
WL - DHSV	6
WL - Logging	
WL - Perf	29
WL - Plug	8
WL - GLV / Wellbore equipment	13
WL - Drift run	5
WL - Sliding Sleeve	
WLT - Logging	
WLT - Perf	
WLT - Plug	
WLT - Drift run	
WLT - Sliding Sleeve	
Rig down	7
Sum (Must be equal to 100)	100

1. Brønninformasjon

Denne delen viser bare de valgte inputdataene fra den tekniske grensekalkulatoren slik at brønningeniøren aldri er i tvil om hvilken operasjon det dreier seg om.

2. Prosentfordeling

Prosentfordelingen er det eneste som skal fylles ut i tidsestimatdelen. Poenget er at en skal fylle ut hvor stor del av intervensjonen de forskjellige operasjonene er. Det er på denne måten en klarer å koble de historiske lognormalfordelte dataene til den spesifikke operasjonen. Prosentsummen på slutten må alltid være 100 for å oppnå riktige estimater.

3. Tidsestimat

Etter at alle prosentverdiene er fylt inn, kan en lese av tabellen hvilke estimater en har for hver operasjon og hele intervensjonen. På denne måten får brønningeniøren et godt innblikk i forskjellen mellom den tekniske grensen og planlagt / budsjettert tid. I Statoil sine interne systemer blir P10 benyttet som den ønskede planlagte operasjonstiden en streber etter å innfri, mens P50 blir benyttet som den budsjetterte tiden.

Kostnadsestimat

	Well information	
	Platform	Statfjord B
	Well	B-08
	Type of job	WL
	Type of rigup	New on rig
	Season	Oct - Dec
Wellhead pressure:	Under 100 bar	

Contractor/Services	Purchase	Rental (day rate)	Personnel (day rate)	Sum P10	Sum P50	Sum P90
Sum of total day rate cost:				1 113 300	2 197 478	3 661 906
New DHSV				0	0	0
Halliburton, cement/chemicals:	100000			100 000	100 000	100 000
Halliburton, cementing services (excluding engineers):				0	0	0
Anchor/MI, mud/chemicals:				0	0	0
Smedvig, Drilling entrepreneur:				0	0	0
Sumitomo, Production pipe/liner:				0	0	0
Halliburton/Camco, Safety valves:				0	0	0
Schlumberger, GLV:				0	0	0
BJ, Coil tubing service:				0	0	0
Various rental equipment:				0	0	0
Various well equipment:				0	0	0
AWS, cable services:				0	0	0
AWS, tractor:				0	0	0
RaMEX, brine lubricant:				0	0	0
PI, pulling plugs:		30000	19475	166 452	328 550	547 500
Perforation:	100000	50000	22450	343 749	581 121	901 746
Scaffolding:				0	0	0
Other:				0	0	0
Other:				0	0	0
Diesel				0	0	0
Total:	200000	80000	41925	1 723 501	3 207 149	5 211 153
				3,36	6,64	11,07
				P10	P50	P90

Total NOK
Total days

1. Brønn informasjon

Denne delen viser bare de valgte input dataene fra den tekniske grensekalkulatoren slik at brønningeniøren aldri er i tvil om hvilke operasjon det dreier seg om.

2. Kostnadsestimat

I denne delen må brønningeniøren fylle inn hvilke type tjenester / utstyr som skal kjøpes / leies av forskjellige leverandører. Variable kostnader (inkludert de interne riggekostnadene) vil bli justert i forhold til tidsestimatene, mens de faste kostnadene ikke vil bli justert.

Dette medfører at en vil få gode P10, P50 og P90 estimater for kostnadene til intervensjonen.

8.4 Vedlegg 4 - Brønnintervensjoner 2010

Operation Well	P U M P	D H S V	D R I F T	P L U G	E Q P T (in)	L O G G	P E R F	S L E E V E	E Q P T (out)	S U M	Model P10	Model P50	Model Mean	Model P90	Actual time
A-03					X					1	1,74	2,07	2,09	2,66	1,90
A-06	X									1	0,69	1,60	1,95	3,69	0,80
A-07	X	X		X		X				4	2,85	5,02	5,82	9,80	5,30
A-08	X									1	0,75	1,82	2,23	4,27	1,50
A-08	X	X			X	X				4	4,16	7,08	7,98	13,00	5,20
A-11		X								1	1,86	3,46	3,65	5,22	4,10
A-16		X	X	X	X					4	2,55	4,07	4,67	7,57	3,20
A-17	X		X			X				3	2,33	3,25	3,41	4,83	4,50
A-18		X	X	X	X					4	3,77	6,18	7,21	11,95	4,30
A-19					X					1	1,84	2,45	2,60	3,66	2,60
A-24	X	X	X	X	X				X	5	3,58	5,47	6,14	9,77	5,10
A-27	X	X	X	X	X					5	3,89	6,46	7,55	12,54	3,90
A-28	X	X	X	X						4	4,65	7,32	8,25	13,22	5,50
A-31		X	X	X	X					4	3,65	5,71	6,54	10,52	3,40
A-32	X	X	X	X	X					5	3,00	5,15	6,04	10,19	2,10
A-34	X	X	X	X	X			X		5	5,33	10,31	14,09	20,55	10,40
A-35	X	X	X				X			4	4,78	7,78	8,77	14,20	11,70
A-40	X	X	X	X	X					5	2,11	3,37	3,85	6,24	1,90
A-41	X	X				X	X			4	5,49	9,34	10,64	17,61	9,30
A-42	X	X			X	X				4	4,95	8,01	9,43	15,39	9,10
B-01	X	X	X	X	X					5	4,81	7,40	8,37	13,38	8,80
B-01	X									1	2,56	4,21	4,85	8,01	5,00
B-08	X	X	X	X			X			5	3,35	5,77	6,64	11,07	6,40
B-09		X								1	1,85	2,76	3,01	4,60	3,60
B-17	X	X	X	X	X					5	3,06	5,12	5,97	9,98	5,10
B-20	X	X		X	X	X				5	5,27	9,56	11,64	20,41	8,70
B-20	X									1	3,11	4,24	4,66	6,80	4,40
B-22	X									1	1,85	3,78	4,54	8,21	8,80
B-24	X	X	X		X		X			5	3,43	6,38	7,45	12,79	5,60
B-25		X	X	X	X	X				5	4,71	8,68	10,33	17,88	5,40
B-25	X									1	1,56	2,02	2,15	3,02	2,60
B-27		X								1	1,76	2,27	2,36	3,25	3,70
B-27	X		X	X		X	X			5	2,76	4,76	5,48	9,16	4,80
B-31		X			X					2	1,72	2,42	2,61	3,85	2,90
B-35			X				X			2	1,63	2,44	2,65	4,00	2,30
B-36	X									1	1,16	1,54	1,66	2,38	1,40
B-37	X		X	X			X			4	2,27	3,89	4,45	7,43	4,30
C-03	X	X		X	X					4	5,06	8,99	10,68	18,43	12,30
C-04					X					1	1,15	1,48	1,57	2,16	1,40
C-06	X	X	X	X	X					5	6,27	10,69	12,44	20,99	20,70
C-06	X	X	X	X						4	1,65	2,53	2,82	4,45	2,50
C-12		X		X	X	X				4	3,71	5,80	6,48	10,21	7,40
C-12	X	X	X	X	X	X				6	6,59	11,34	13,40	22,79	10,50
C-15	X									1	1,05	1,37	1,47	2,06	1,60
C-15	X									1	2,26	3,30	3,69	5,68	3,80
C-15	X	X		X	X	X				5	8,54	14,41	17,20	28,75	13,10
C-17		X								1	1,16	1,50	1,55	2,10	2,00
C-19	X									1	2,64	3,15	3,32	4,29	3,20
C-19	X									1	1,12	1,40	1,47	1,98	0,50
C-23		X								1	1,49	2,04	2,17	3,12	2,30
C-23		X								1	1,53	2,09	2,22	3,20	4,90
C-25	X	X	X	X		X				5	2,93	4,85	5,46	8,86	3,20
C-27	X	X		X	X					4	5,22	9,02	10,76	18,48	15,10
C-27		X		X	X					3	3,23	4,71	5,31	8,29	6,30
C-27	X	X		X	X	X				5	6,27	11,00	13,07	22,29	12,30
C-27	X									1	2,51	4,07	4,67	7,64	2,50
C-34		X			X					2	1,79	2,54	2,77	4,13	2,20
C-36	X									1	0,81	1,56	1,82	3,22	1,40
C-38						X				1	2,02	2,81	2,93	4,14	8,10
C-40	X							X		2	1,61	2,40	2,45	3,40	3,60
C-41		X	X	X		X	X			5	2,60	4,20	4,72	7,56	12,00
C-42	X	X								2	1,49	2,22	2,43	3,72	3,40
Sum	42	40	24	27	27	15	8	2	1	186	186	303	349	565	336

8.5 Vedlegg 5 - Estimeringsresultat av intervensjoner i 2010

Estimate Well	Model P10	Model P50	Model Mean	Model P90	Actual time	Model P10	Model P50	Model Mean	Model P90
A-03	1,74	2,07	2,09	2,66	1,90	-8 %	9 %	10 %	40 %
A-06	0,69	1,60	1,95	3,69	0,80	-14 %	100 %	144 %	361 %
A-07	2,85	5,02	5,82	9,80	5,30	-46 %	-5 %	10 %	85 %
A-08	0,75	1,82	2,23	4,27	1,50	-50 %	21 %	49 %	185 %
A-08	4,16	7,08	7,98	13,00	5,20	-20 %	36 %	53 %	150 %
A-11	1,86	3,46	3,65	5,22	4,10	-55 %	-16 %	-11 %	27 %
A-16	2,55	4,07	4,67	7,57	3,20	-20 %	27 %	46 %	137 %
A-17	2,33	3,25	3,41	4,83	4,50	-48 %	-28 %	-24 %	7 %
A-18	3,77	6,18	7,21	11,95	4,30	-12 %	44 %	68 %	178 %
A-19	1,84	2,45	2,60	3,66	2,60	-29 %	-6 %	0 %	41 %
A-24	3,58	5,47	6,14	9,77	5,10	-30 %	7 %	20 %	92 %
A-27	3,89	6,46	7,55	12,54	3,90	0 %	66 %	94 %	222 %
A-28	4,65	7,32	8,25	13,22	5,50	-15 %	33 %	50 %	140 %
A-31	3,65	5,71	6,54	10,52	3,40	7 %	68 %	92 %	209 %
A-32	3,00	5,15	6,04	10,19	2,10	43 %	145 %	188 %	385 %
A-34	5,33	10,31	14,09	20,55	10,40	-49 %	-1 %	35 %	98 %
A-35	4,78	7,78	8,77	14,20	11,70	-59 %	-34 %	-25 %	21 %
A-40	2,11	3,37	3,85	6,24	1,90	11 %	77 %	103 %	228 %
A-41	5,49	9,34	10,64	17,61	9,30	-41 %	0 %	14 %	89 %
A-42	4,95	8,01	9,43	15,39	9,10	-46 %	-12 %	4 %	69 %
B-01	4,81	7,40	8,37	13,38	8,80	-45 %	-16 %	-5 %	52 %
B-01	2,56	4,21	4,85	8,01	5,00	-49 %	-16 %	-3 %	60 %
B-08	3,35	5,77	6,64	11,07	6,40	-48 %	-10 %	4 %	73 %
B-09	1,85	2,76	3,01	4,60	3,60	-49 %	-23 %	-16 %	28 %
B-17	3,06	5,12	5,97	9,98	5,10	-40 %	0 %	17 %	96 %
B-20	5,27	9,56	11,64	20,41	8,70	-39 %	10 %	34 %	135 %
B-20	3,11	4,24	4,66	6,80	4,40	-29 %	-4 %	6 %	55 %
B-22	1,85	3,78	4,54	8,21	8,80	-79 %	-57 %	-48 %	-7 %
B-24	3,43	6,38	7,45	12,79	5,60	-39 %	14 %	33 %	128 %
B-25	4,71	8,68	10,33	17,88	5,40	-13 %	61 %	91 %	231 %
B-25	1,56	2,02	2,15	3,02	2,60	-40 %	22 %	17 %	16 %
B-27	1,76	2,27	2,36	3,25	3,70	-52 %	-39 %	-36 %	-12 %
B-27	2,76	4,76	5,48	9,16	4,80	-43 %	-1 %	14 %	91 %
B 31	1,72	2,42	2,61	3,85	2,90	41 %	17 %	10 %	33 %
B-35	1,63	2,44	2,65	4,00	2,30	-29 %	6 %	15 %	74 %
B-36	1,16	1,54	1,66	2,38	1,40	-17 %	10 %	19 %	70 %
B 37	2,27	3,89	4,45	7,43	4,30	-47 %	-10 %	3 %	73 %
C-03	5,06	8,99	10,68	18,43	12,30	-59 %	-27 %	-13 %	50 %
C-04	1,15	1,48	1,57	2,16	1,40	-18 %	6 %	12 %	54 %
C-06	6,27	10,69	12,44	20,99	20,70	-70 %	-48 %	-40 %	1 %
C-06	1,65	2,53	2,82	4,45	2,50	-34 %	1 %	13 %	78 %
C-12	3,71	5,80	6,48	10,21	7,40	-50 %	-22 %	-12 %	38 %
C-12	6,59	11,34	13,40	22,79	10,50	-37 %	8 %	28 %	117 %
C-15	1,05	1,37	1,47	2,06	1,60	-34 %	-14 %	-8 %	29 %
C-15	2,26	3,30	3,69	5,68	3,80	-41 %	-13 %	-3 %	49 %
C-15	8,54	14,41	17,20	28,75	13,10	-35 %	10 %	31 %	119 %
C-17	1,16	1,50	1,55	2,10	2,00	-42 %	-25 %	-23 %	5 %
C-19	2,64	3,15	3,32	4,29	3,20	-18 %	-2 %	4 %	34 %
C-19	1,12	1,40	1,47	1,98	0,50	124 %	180 %	194 %	296 %
C-23	1,49	2,04	2,17	3,12	2,30	-35 %	-11 %	-6 %	36 %
C-23	1,53	2,09	2,22	3,20	4,90	-69 %	-57 %	-55 %	-35 %
C-25	2,93	4,85	5,46	8,86	3,20	-8 %	52 %	71 %	177 %
C-27	5,22	9,02	10,76	18,48	15,10	-65 %	-40 %	-29 %	22 %
C-27	3,23	4,71	5,31	8,29	6,30	-49 %	-25 %	-16 %	32 %
C-27	6,27	11,00	13,07	22,29	12,30	-49 %	-11 %	6 %	81 %
C-27	2,51	4,07	4,67	7,64	2,50	0 %	63 %	87 %	206 %
C-34	1,79	2,54	2,77	4,13	2,20	-19 %	15 %	26 %	88 %
C-36	0,81	1,56	1,82	3,22	1,40	-42 %	11 %	30 %	130 %
C-38	2,02	2,81	2,93	4,14	8,10	-75 %	-65 %	-64 %	-49 %
C-40	1,61	2,40	2,45	3,40	3,60	-55 %	-33 %	-32 %	-6 %
C-41	2,60	4,20	4,72	7,56	12,00	-78 %	-65 %	-61 %	-37 %
C-42	1,49	2,22	2,43	3,72	3,40	-56 %	-35 %	-29 %	9 %
Sum	186	303	349	565	336	-45 %	-10 %	4 %	68 %

8.6 Vedlegg 6 - Evaluering av estimater

	Model P10	Model P50	Model Mean	Model P90
0-10%	5	19	15	6
10-20%	10	12	13	2
20-40%	14	15	16	13
40-60%	26	6	6	7
>60%	7	10	12	34

Model P10	Model P50	Model Mean	Model P90	
8 %	31 %	24 %	10 %	0-10%
16 %	19 %	21 %	3 %	10-20%
23 %	24 %	26 %	21 %	20-40%
42 %	10 %	10 %	11 %	40-60%
11 %	16 %	19 %	55 %	>60%

% operation covered by estimate	8 %	45 %	61 %	90 %
---------------------------------	-----	------	------	------

Under 60%	6	2	2	0
-60% -> -40%	25	4	2	1
-40% -> -20%	14	11	8	2
-20% -> -10%	9	9	6	1
-10% -> -00%	3	8	6	2
00% -> 10%	2	11	9	4
10% -> 20%	1	3	7	1
20% -> 40%	0	4	8	11
40% -> 60%	1	2	4	6
Over 60%	1	8	10	34

10 %	3 %	3 %	0 %	Under 60%
40 %	6 %	3 %	2 %	-60% -> -40%
23 %	18 %	13 %	3 %	-40% -> -20%
15 %	15 %	10 %	2 %	-20% -> -10%
5 %	13 %	10 %	3 %	-10% -> -0%
3 %	18 %	15 %	6 %	0% -> 10%
2 %	5 %	11 %	2 %	10% -> 20%
0 %	6 %	13 %	18 %	20% -> 40%
2 %	3 %	6 %	10 %	40% -> 60%
2 %	13 %	16 %	55 %	Over 60%