

# NFOGM Temadag 2009-03-19, Stavanger

## Kostnad-/nytte-vurdering

Håkon Moestue, FMC Kongsberg Metering AS.

---

### Innhold

1	Innledning.....	1
2	Metode .....	1
2.1	Formål.....	1
2.2	Valg av metode: Norsok Annex C.....	2
3	Eksempel.....	2
4	Merknader.....	6

---

## 1 INNLEDNING

Det er stadig mer aktuelt med utbygging av mindre olje- og gassfelt. Slik feltutbygging skjer ofte ved at feltet kobles opp til en eksisterende plattform for prosessering og eksport. Slike mindre felt har begrensede reserver og tåler bare begrensede investeringer og driftskostnader (capex og opex).

Et av kostnadselementene er investering i og drift av utstyr for produksjonsmåling.

I utgangspunktet gjelder ODs måleforskrift for målesystemer som er grunnlag for å beregne verdier for salg, skatt, eierskapsallokering, tariff. . . Kravet til maksimal måleusikkerhet er  $\pm 0,30\%$  for væskemåling,  $\pm 0,10\%$  for gassmåling.

Det er lett å tenke seg at det kan bli et misforhold mellom verdien av en mulig målefeil og kostnader til investering og drift av målesystem.

I slike tilfeller er det gitt mulighet til å søke om dispensasjon fra måleforskriftens krav til teknisk utførelse (§4 m/merknader, § 33 m/merknader).

Normalt vil det kreves at det legges frem en analyse av forholdet mellom kostnad og nytte av å installere (forenklet) målesystem.

Denne presentasjonen gir en fremgangsmåte for å vurdere hvor mye som kan mer-investeres i Målesystem B i forhold til Målesystem A, der måleusikkerheten for A og for B er identifisert.

## 2 METODE

### 2.1 Formål

Formålet med en kostnad-/nytte-vurdering er tosidig:

1. Unngå over-investering i måleutstyr og
2. Unngå under-investering i måleutstyr.

I praksis ser vi at vi oftest er opp mot "problemstilling 1".

## 2.2 Valg av metode: Norsok Annex C

Det er åpenbart mange måter å beregne forholdet mellom kostnad og nytte, og vi har sett noen forskjellige varianter.

Norsok har beskrevet en metode i I-104 / I-105 Annex C (Informative) "System selection criteria". Det er denne metoden som beskrives i denne presentasjonen.

Analysen består av følgende trinn:

1. Identifisere produksjonsprofiler for olje/kondensat og gass,
2. Bestemme økonomi-parametre,
3. Bestemme nåverdi (NPV) av olje- og gassproduksjonen over feltets levetid,
4. Beregne verdien av en mulig målefeil over feltets levetid,
5. Beregne redusert eksponering ved å ta hensyn til eierskap i satellitt og vert,
6. Velge en capex risiko-faktor,  
Risiko-faktoren sier hvor stor del av en NOK vi er villig til å investere for kanskje å ikke tape 1 NOK. I stedet for å snakke om målefeil, går vi over til å snakke om måleusikkerhet.
7. Identifisere Målesystem A, med tilhørende måleusikkerhet for olje/kondensat og gass,
8. Identifisere Målesystem B, med tilhørende måleusikkerhet for olje/kondensat og gass,
9. Beregne maksimal capex for å kunne investere i Målesystem B i forhold til Målesystem A.  
Egentlig skal opex også regnes inn, men den kan være vanskelig å estimere. Vi kan betrakte "capex" i denne sammenheng som summen av capex og opex.

## 3 EKSEMPEL

Kostnad-/nytte-vurderingen kan illustreres med et regneeksempel som vist i dette avsnittet.

## 1. Produksjonsprofiler for olje/kondensat og gass

### Olje

Rev. 0 2009-03-15 HåM

#### NFOGM Temadag og årsmøte 2009 - Eksempel Production profiles: NFOGM 2009 Eksempel

Oil price USD/Sbbl	60.00	Exchange rate NOK/USD	5.80
Oil price NOK/Sm3	2189	Interest rate NPV calc. %	10.0
Production days per year	365	Capex risk factor NOK/NOK	0.25

		Production profiles: NFOGM 2009 Eksempel					
Year	Oil Flowrate Am3/cd	Prod. volume 1000 Sm3	Acc. volume 1000 Sm3	% of total	Prod. value MNOK	NPV factor	Prod. value NPV, MNOK
2011-01-01	2082	760	760	17	1663.4	1.100	1512.26
2012-01-01	1923	704	1464	32	1540.6	1.210	1273.02
2013-01-01	1496	546	2010	44	1195.2	1.331	897.91
2014-01-01	1173	428	2438	54	937.1	1.464	640.08
2015-01-01	929	339	2777	61	742.2	1.610	460.88
2016-01-01	756	277	3054	67	605.6	1.772	341.83
2017-01-01	622	227	3281	72	496.9	1.949	254.99
2018-01-01	521	190	3471	76	416.2	2.144	194.18
2019-01-01	444	162	3633	80	354.7	2.358	150.45
2020-01-01	384	141	3774	83	307.6	2.594	118.59
2021-01-01	329	120	3894	86	262.8	2.853	92.12
2022-01-01	290	106	3999	88	231.7	3.138	73.82
2023-01-01	255	93	4093	90	203.7	3.452	59.02
2024-01-01	227	83	4176	92	181.9	3.798	47.88
2025-01-01	203	74	4250	93	162.2	4.178	38.82
2026-01-01	184	67	4317	95	147.0	4.595	31.99
2027-01-01	164	60	4377	96	131.0	5.054	25.92
2028-01-01	148	54	4431	97	118.6	5.561	21.32
2029-01-01	134	49	4480	98	107.1	6.116	17.50
2030-01-01	104	38	4518	99	83.1	6.727	12.35
2031-01-01	88	32	4550	100	70.3	7.400	9.50
2032-01-01	0	0	4550	100	0.0	8.141	0.00
2033-01-01	0	0	4550	100	0.0	8.141	0.00
Sum	4549554	4550	4550		9959		6274

### Gass

Rev. 0 2009-03-15 HåM

#### NFOGM Temadag og årsmøte 2009 - Eksempel Production profiles: NFOGM 2009 Eksempel

Gas price NOK/Sm3	1.10	Interest rate NPV calc. %	10.0
Production days per year	365	Capex risk factor NOK/NOK	0.25

		Production profiles: NFOGM 2009 Eksempel					
Year	Gas Flowrate MSm3/cd	Prod. volume MSm3	Acc. volume MSm3	% of total	Prod. value MNOK	NPV factor	Prod. value NPV, MNOK
2011-01-01	0.934	341	341	7	375.2	1.100	341.09
2012-01-01	0.953	349	690	15	383.8	1.210	317.19
2013-01-01	0.951	260	950	20	285.5	1.300	219.69
2013-10-01	0.951	87	1037	22	43.7	1.331	32.85
2014-01-01	0.942	344	1381	30	172.0	1.464	117.48
2015-01-01	0.890	325	1706	37	162.5	1.610	100.91
2016-01-01	0.844	309	2015	43	216.2	1.772	122.02
2017-01-01	0.795	217	2232	48	151.8	1.903	79.80
2017-10-01	0.795	73	2305	50	80.4	1.949	41.26
2018-01-01	0.745	272	2577	56	299.2	2.144	139.58
2019-01-01	0.693	253	2830	61	278.3	2.358	118.03
2020-01-01	0.644	236	3066	66	259.2	2.594	99.92
2021-01-01	0.595	217	3283	71	238.7	2.853	83.66
2022-01-01	0.548	200	3483	75	220.0	3.138	70.10
2023-01-01	0.504	184	3667	79	202.4	3.452	58.63
2024-01-01	0.463	169	3836	83	186.4	3.798	49.08
2025-01-01	0.419	153	3989	86	168.3	4.178	40.29
2026-01-01	0.386	141	4130	89	155.1	4.595	33.75
2027-01-01	0.351	128	4258	92	140.8	5.054	27.86
2028-01-01	0.321	117	4375	94	129.1	5.561	23.21
2029-01-01	0.288	105	4480	97	115.5	6.116	18.88
2030-01-01	0.227	83	4563	98	91.3	6.727	13.57
2031-01-01	0.195	71	4634	100	78.1	7.400	10.55
2032-01-01	0.000	0	4634	100	0.0	8.141	0.00
2033-01-01	0.000	0	4634	100	0.0	8.141	0.00
Sum	5271.675	4634	4634		4434		2159

## 2. Økonomi-parametre

NFOGM Temadag og årsmøte 2009 - Eksempel			
Input to calculations	Unit		Source
Production profiles: NFOGM 2009 Eksempel			
Operating cost (opex)	MNOK/year	0	
Oil price, basic	USD/Sbbl	60.00	Info NN1
Exchange rate	NOK/USD	5.80	Info NN2
Oil: tariffs, fees, etc.	NOK/Sbbl	0.00	
Oil price	NOK/Sm <sup>3</sup>	2188.85	
Gas price, basic	NOK/Sm <sup>3</sup>	1.10	Email NN3
Gas: tariffs, fees, etc.	NOK/Sm <sup>3</sup>	0.00	
Gas price	NOK/Sm <sup>3</sup>	1.10	
Interest rate NPV calculation	%	10.00	Info NN5
Capex risk factor	NOK/NOK	0.25	

## 3. Nåverdi av olje- og gassproduksjonen

Inkludert i tabellene i pkt. 1 ovenfor.

## 4. Verdi av en mulig målefeil over feltets levetid

## 5. Redusert eksponering ved å ta hensyn til eierskap i satellitt og vert

## 6. Velge en capex risiko-faktor

Distribution of Max capex for metering equipment between licence partners			
Rettighetshaver	Rettighetshavere		Sum
	PL Satellite %	PL Vert %	PL difference %
Oil & Gas Norge AS (Operatør)	40.000000	20.000000	20.00
Ola og Kari Produksjon AS	30.000000		30.00
Freddy Freeloader OilCo Norway AS	15.000000		15.00
MrMinor Energy AS	15.000000		15.00
HrHost Invincible AS	0.000000	80.000000	-80.00
			0.00
			0.00
			0.00
Sum	100.000000	100.000000	0.00
Sum absolute values			160.0
Sum (absolute values)/2			80.0

NFOGM Temadag og årsmøte 2009 - Eksempel		
Intermediate results	Unit	
Accumulated volume of oil/condensate	kSm <sup>3</sup>	4550
Accumulated volume of gas	MSm <sup>3</sup>	4634
NPV oil/condensate	MNOK	6274
NPV gas	MNOK	2159
Value 1% measurement error oil/condensate	MNOK	62.74
Value 1% measurement error gas	MNOK	21.59
Reduction factor of errors due to allocation		0.800
Value 1% measurement error oil after allocation	MNOK	50.20
Value 1% measurement error gas after allocation	MNOK	17.28
Capex risk factor		0.250
Max capex oil per % uncertainty reduction oil	MNOK	12.55
Max capex gas per % uncertainty reduction gas	MNOK	4.32

7. Målesystem A, med tilhørende måleusikkerhet for olje/kondensat og gass

Målesystem A: Foreslått forenklet målesystem

- Måleusikkerhet olje/kondensat: 10% (k = 2)
- Måleusikkerhet gass 10% (k = 2)

8. Målesystem B, med tilhørende måleusikkerhet for olje/kondensat og gass

Målesystem B: Base case: Målesystem med usikkerhet i hht. måleforskriften

- Måleusikkerhet olje/kondensat: 0,30% (k = 2)
- Måleusikkerhet gass 1,0% (k = 2)

9. Maksimal capex for å kunne investere i Målesystem B i forhold til Målesystem A

NFOGM Temadag og årsmøte 2009 - Eksempel Oil price 60 USD/bbl capex risk factor 0,25				
Measurement uncertainty & max. capex	Unit	Oil	Gas	Sum
System A, simplified metering - Est. uncertainty	%	10.00	10.00	
System B, fiscal metering - Req. uncertainty	%	0.30	1.00	
Difference	%	9.70	9.00	
Max. Capex per % reduction in meas. Uncertainty	MNOK	12.55	4.32	
<b>Max. capex Simplified -&gt; Fiscal metering</b>	<b>MNOK</b>	<b>121.72</b>	<b>38.87</b>	<b>160.59</b>

Ut fra dette eksemplet, kan vi kanskje foreslå noen konklusjoner (uten å gjøre krav på kompetanse i disiplinen Estimering):

1. Oljen har størst verdi →, mest fokus på oljemåling
2. Foreslått forenklet målesystem (system A) har stor måleusikkerhet.  
122 MNOK kan investeres i oljemåling til full teknisk fiskal standard, 39 MNOK i gassmåling.
3. Dersom det allerede eksisterer innløpsseparator, kan det investeres i måling til full teknisk standard.
4. Dersom det ikke allerede finnes innløpsseparator, kan det være et grensetilfelle som må vurderes nøyer.  
(Kostnad for separator 100+ MNOK?)
5. En helt ny modul med innløpsseparator vil være for kostbar (500 - 1000 MNOK?)
6. Ny plattform er langt utenfor økonomisk rekkevidde → undervannsutbygging.

Svært mye avhenger av valgt capex risiko-faktor. Maksimal capex er direkte proporsjonal med capex risiko-faktor. Hvem velger verdi for risiko-faktor? Denne parameteren eksisterer ikke hos prosjektøkonomene?

## 4 MERKNADER

Det kan knyttes noen merknader til denne måten å vurdere kostnad mot nytte.

1. Dette er ingen presisjonsberegning. Hensikten er å klassifisere applikasjonen, dvs. å identifisere hvor store kostnader til måling den kan bære.  
Virkningen av skatt er ikke tatt inn i regnestykket. Tariff er heller ikke tatt inn, bortsett fra som komponent direkte i olje- eller gassprisen.  
Måleusikkerhet er i seg selv et usikkert tall.
2. Analysen gjelder i utgangspunktet for kostnader til måling av satellitt-feltet.  
Men det er også et element av "AS Norge-tankegang" ved at en ser på eierforholdene for vertsplattformen
3. Ofte vil det være slik at analysen tydelig viser hva som er mulig å investere i måleutstyr:
  - ingen måling
  - brønntesting
  - flerfasemåler
  - separatormålinger
  - innløpsseparator
  - innløpsmodul m/separator
  - plattform.I grensetilfeller bør analysen forfines.
4. Det vil også være mulig å gjøre beregninger for mindre forskjeller mellom Målesystem A og Målesystem B, for eksempel av type: "Vil det være hensiktsmessig å installere densitetsmåler?".
5. Det kan lett bli en vanskelig forhandling mellom eierne av satellitt og vertsplattform: Hvem tar på seg økonomisk risiko pga. økt måleusikkerhet, underforstått økt risiko for feilmåling.