

A detailed wireframe illustration of an offshore oil platform, showing various structural elements like cranes, storage tanks, and support legs. The illustration is rendered in white lines on a light gray background.

Eksperter i Team 2007

Gullfaks

Gruppe1 : Andreas Amundsen, Trine Gabrielle Myrland, Axel Hammer, Torbjørn Ve og Rune Waage

Gruppe 1

- Torbjørn Ve - Teknisk fysikk
- Axel Hammer – Bedriftsadministrasjon, energi og prosess
- Trine Gabrielle Myrland - Reservoarteknikk
- Rune Waage - Energi og prosess
- Andreas Amundsen – Konstruksjonsteknikk

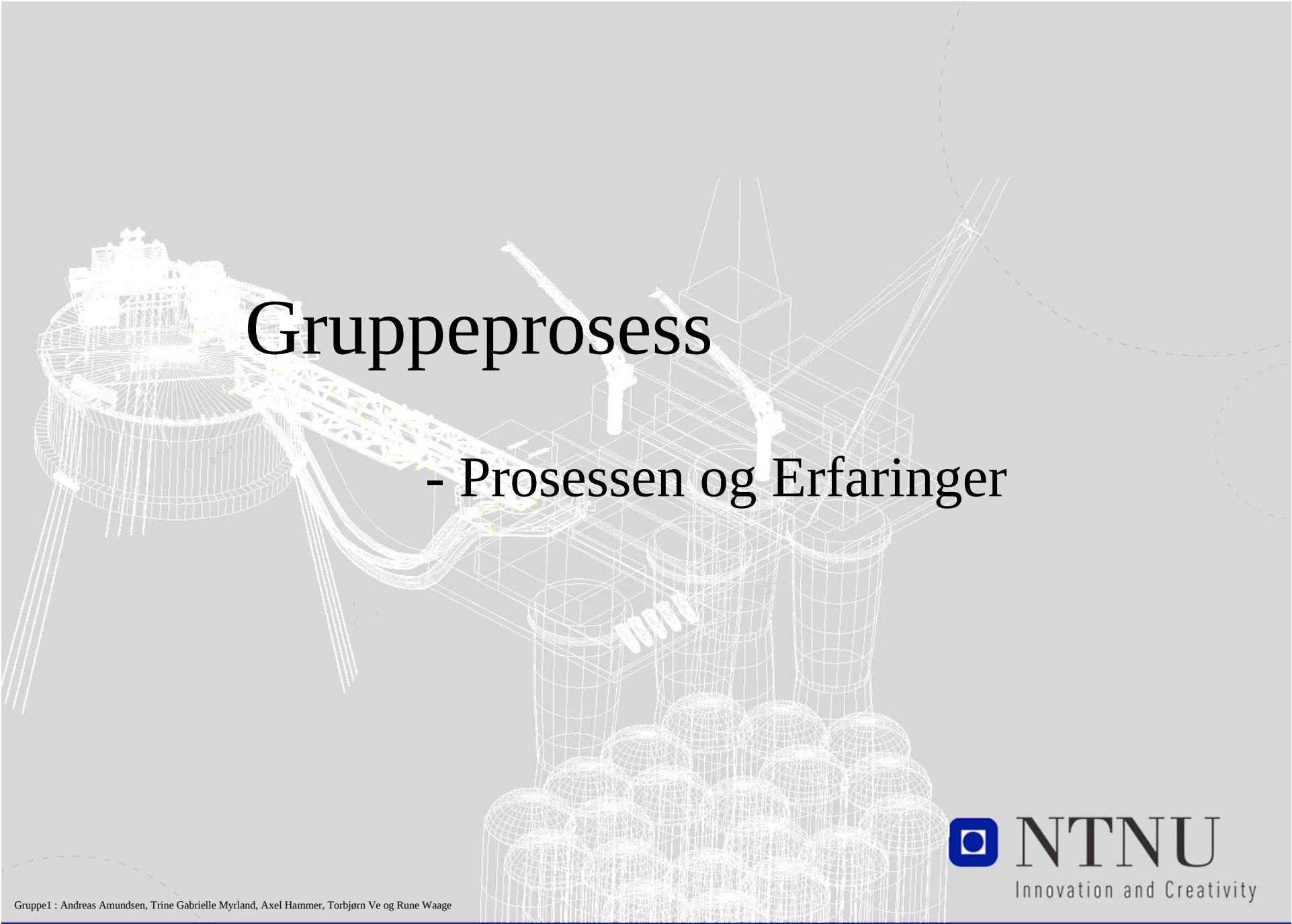
Gruppe1 : Andreas Amundsen, Trine Gabrielle Myrland, Axel Hammer, Torbjørn Ve og Rune Waage

www.ntnu.no



NTNU

Innovation and Creativity



Gruppeprosess

- Prosessen og Erfaringer

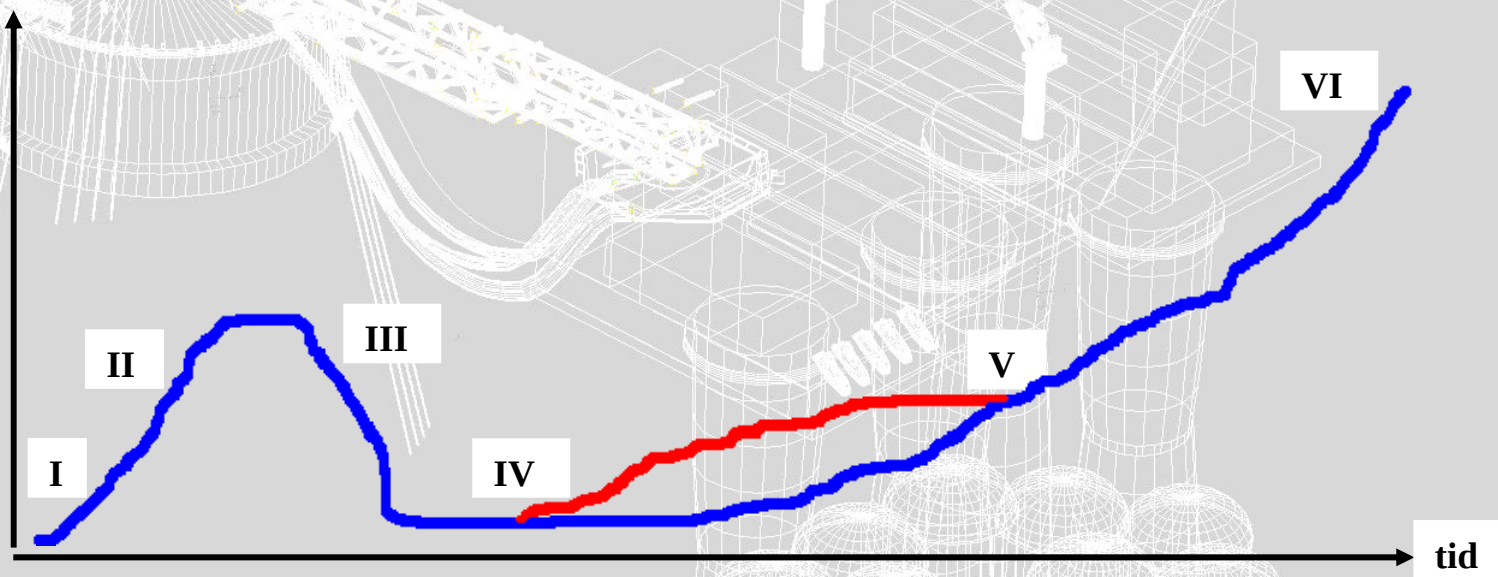
Gruppe1 : Andreas Amundsen, Trine Gabrielle Myrland, Axel Hammer, Torbjørn Ve og Rune Waage

www.ntnu.no

 **NTNU**
Innovation and Creativity

Proessen

- Tuckmans teamutviklingskurve



Erfaringer

- Bevisstgjøring av hvordan man fungerer i team
 - Hvilken rolle man tar
 - Sterke og svake sider ved en selv
- Kunnskap om hvordan forenkle teamprosessen
 - Konkrete verktøy og hvordan de brukes



”Forbedret oljeutvinning ved polymer - og tensidflømming ”

Gruppe 1 : Andreas Amundsen, Trine Gabrielle Myrland, Axel Hammer, Torbjørn Ve og Rune Waage

Mål med oppgaven

- Å forbedre oljeutvinningen ved å injisere tensider og polymerer
- Se på topside løsninger
- Se på økonomiske aspekter

Gruppe 1 : Andreas Amundsen, Trine Gabrielle Myrland, Axel Hammer, Torbjørn Ve og Rune Waage

www.ntnu.no



NTNU

Innovation and Creativity

Gullfaksfeltet

Historisk fremstilling

1978 – oppdaget med letebrønn 34/10-1

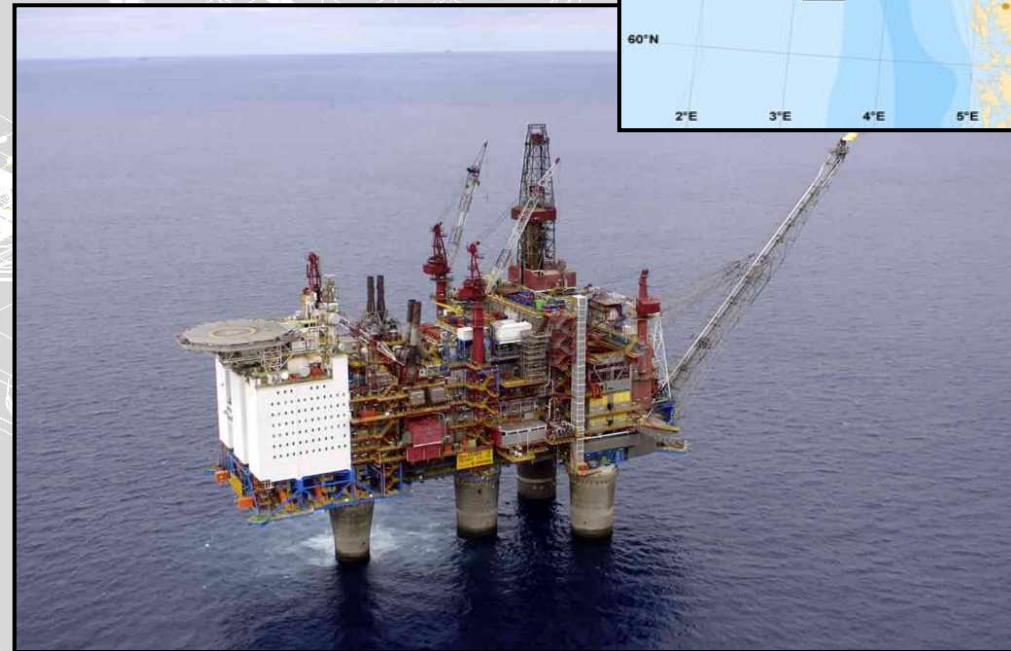
1986 - driftstart

Tre plattformer:

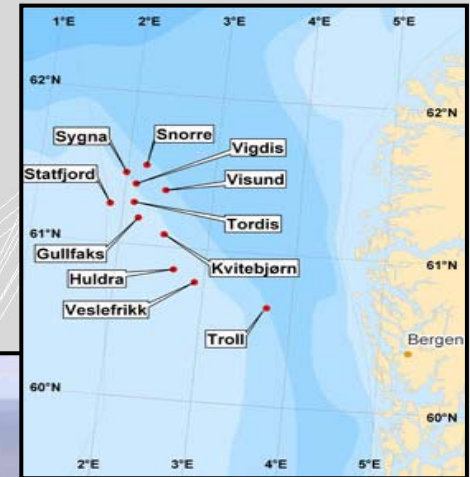
Gullfaks A (1986)

Gullfaks B (1988)

Gullfaks C (1990)



(Gullfaks A)



Geologisk fremstilling

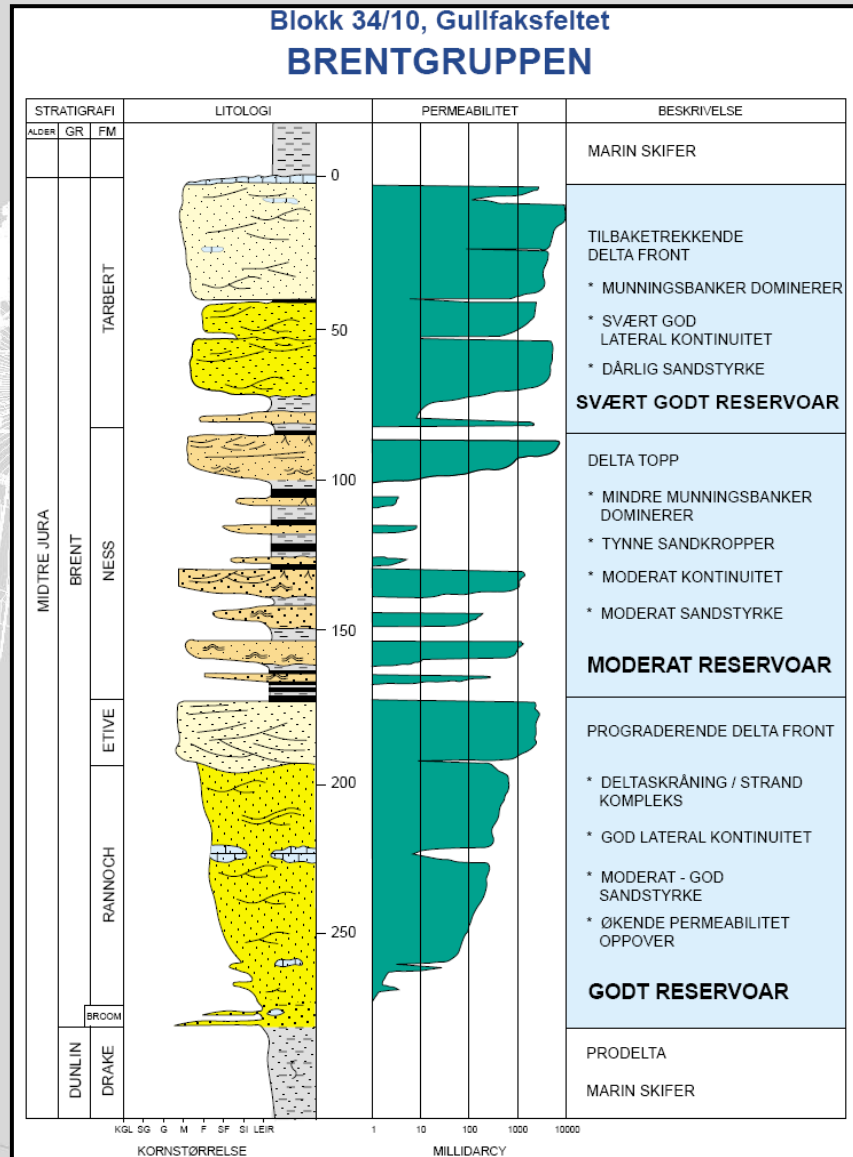
5 ulike reservoarer:

Brent, Cook, Statfjord, Lunde og Krans

Reservoaregenskaper:

- Grunne og heterogene reservoarer
- Høyt poretrykk
- Høy porøsitet
- Høy permeabilitet

Brentformasjonen



Nedre Brent, I1 segment:

Ness
Etive
Rannoch

Effekt av tensid – og polymerinjisering

- Tensider
 - reduserer grenseflatespenningen mellom olje og vann
 - reduserer kapillærkreftene
- Polymerer
 - øker viskositet til vann for forbedret sveipeeffekt

Residuell oljemetning i **vannflømmede** områder blir redusert.

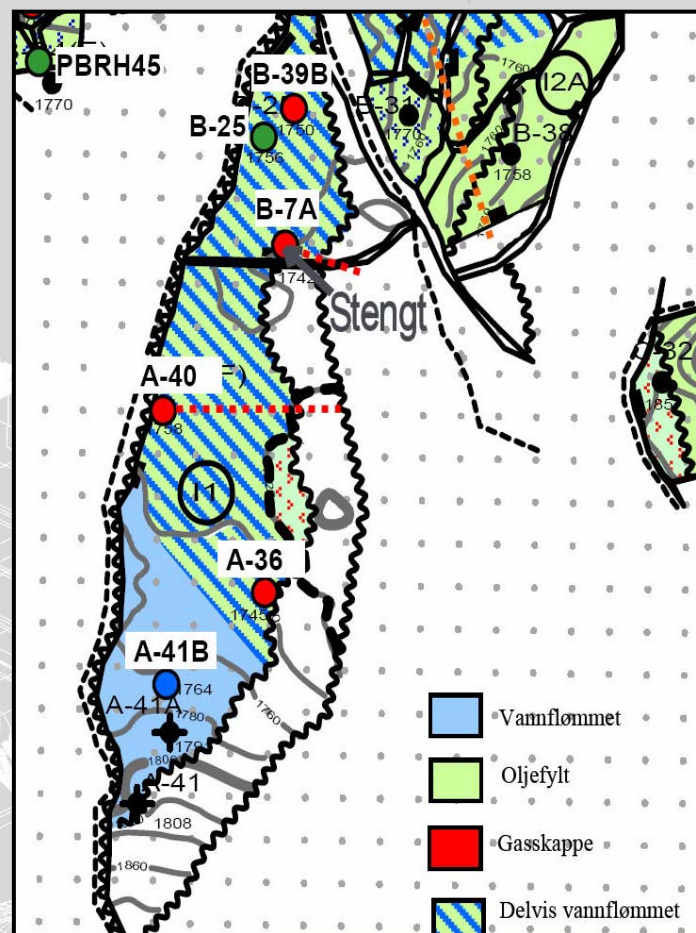
Brønner

Injeksjonsbrønn:

- A-41B

Produksjonsbrønner:

- A-36
- A-40
- B-39B



A complex wireframe 3D model of an offshore oil rig is centered on the page. The rig features a large circular platform with various structures, including cranes and piping. Below the platform, there are several vertical cylindrical columns and a cluster of spherical tanks at the base. The entire model is rendered in white lines against a light gray background. The word "SIMULERING" is superimposed over the center of the rig model.

SIMULERING



NTNU

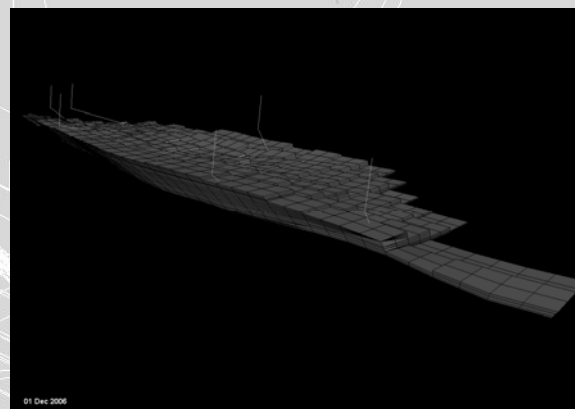
Innovation and Creativity

Modellen

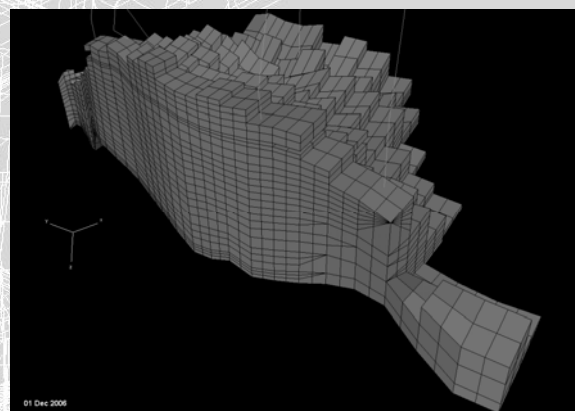
- Statoils reservoarmodell - oppdatert frem til 2.juli 2006

Endringer lagt inn av oss:

- Konstant BHP for produksjonsbrønnene
- Vannkutt satt til 98 % for å redusere mengder produsert kjemikalie



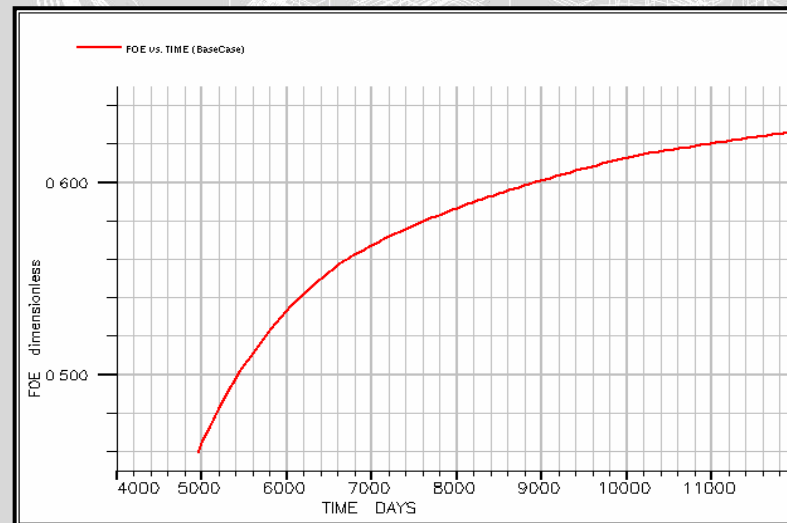
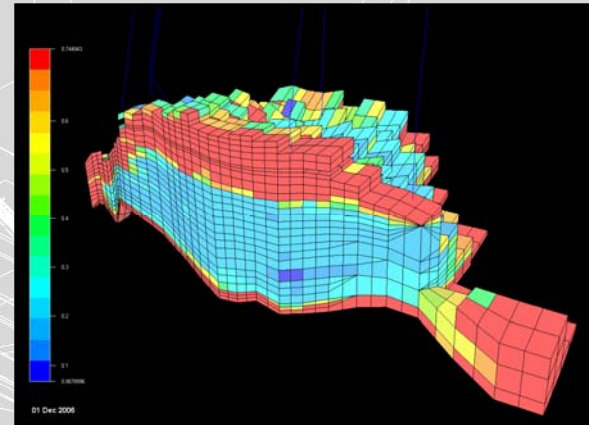
Reservoaret 1:1:1



Reservoaret 1:1:5

Base Case

- Effektivt starttidspunkt 2007
- Simulerer frem til 2026
- Produsert 62.5% av oljen i reservoaret
- Realistisk injeksjonsstart 2011



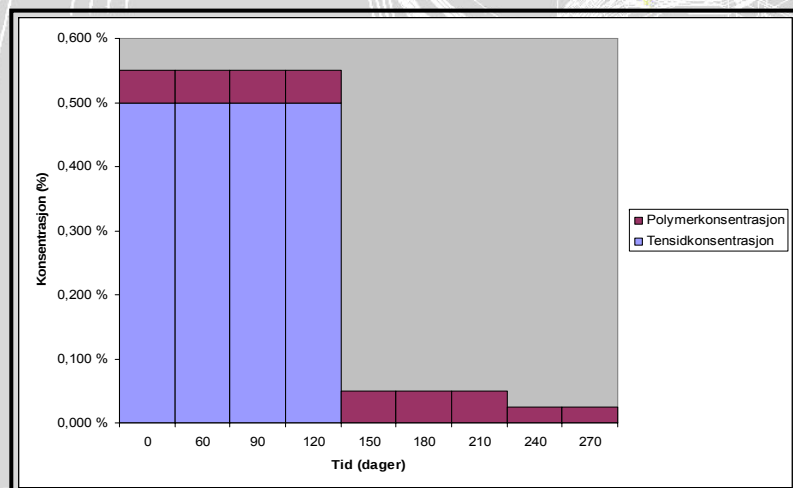
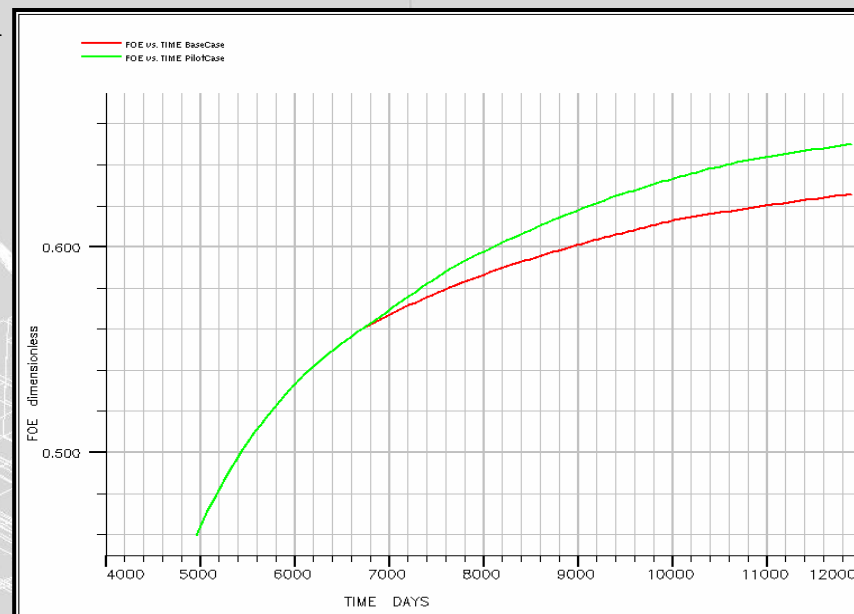
Utgangspunkt

1993 - Statoil kjørte en tensidpilot i segment G1

PilotCase: basert på resultatene fra piloten

- Konsentrasjoner:
 - Tensider: 0.5 %
 - Polymerer: først 0.05 %, etter hvert 0.025 %

Varighet totalt - 275 dager



Tensider brukt: 3110 tonn

Polymerer brukt: 710 tonn

Frigitt ekstra olje: 266 000 SM3

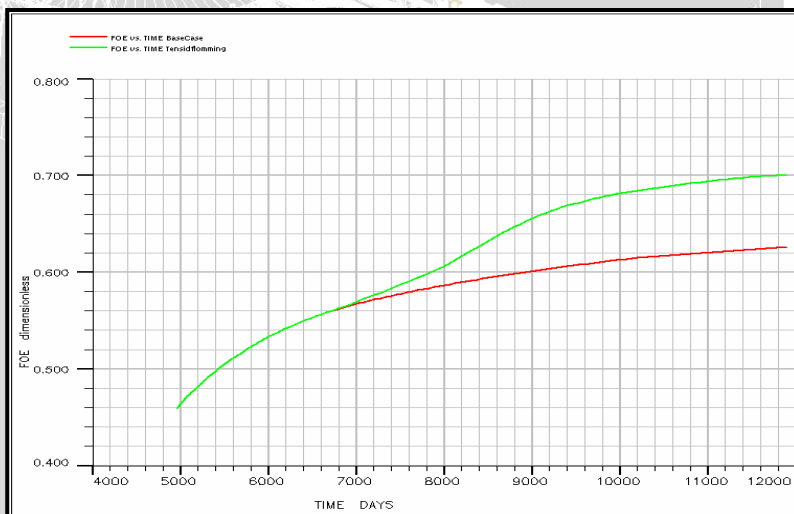
Variasjoner

- Kjørte først caser der vi varierte
 - Polymerkonsentrasjonen
 - Tensidkonsentrasjonen
- Kom fram til :
 - » Polymer: 0.05 %
 - » Tensid: 1.0%
- Varierte så injeksjonstiden, med gunstigst kjemikaliekonsentrasjon
- Fikk best resultater med polymerassistert tensidflømming (PASF)



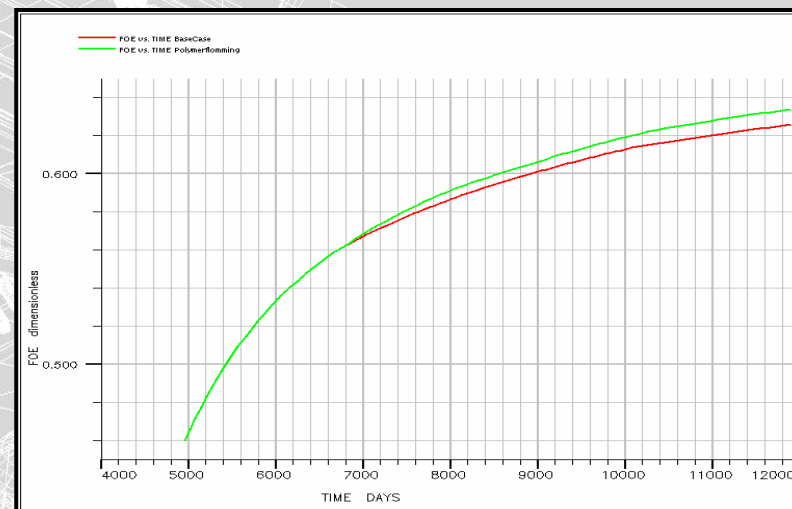
Enkeltkjemikaliefømming

- Tensidflømming:
 - 1% konsentrasjon
 - Varighet: 488 dager
 - Tensidbruk: 25160 tonn



Frigitt ekstra olje: 805 000 SM3

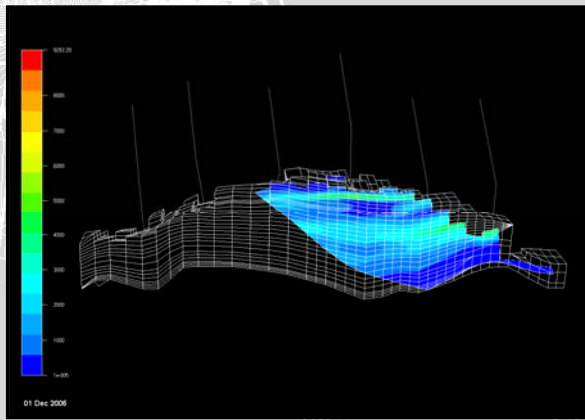
- Polymerflømming:
 - 0.05 % konsentrasjon
 - Varighet: 488 dager
 - Polymerbruk: 1260 tonn



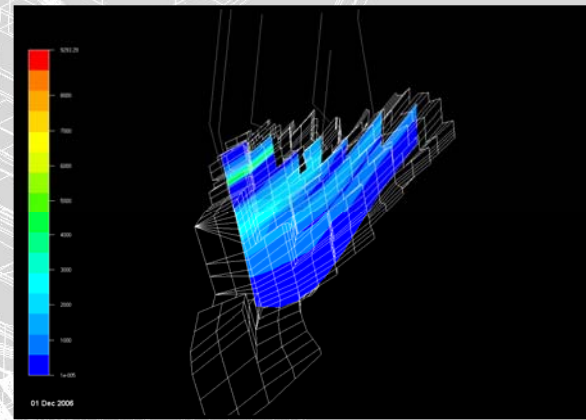
Frigitt ekstra olje: 89 000 SM3

Permeabilitetskanal

Høypermeable områder => hurtig vannstrøm fra injektor til produsent



Relativ permeabilitet i xy-planet, snitt i yz-planet



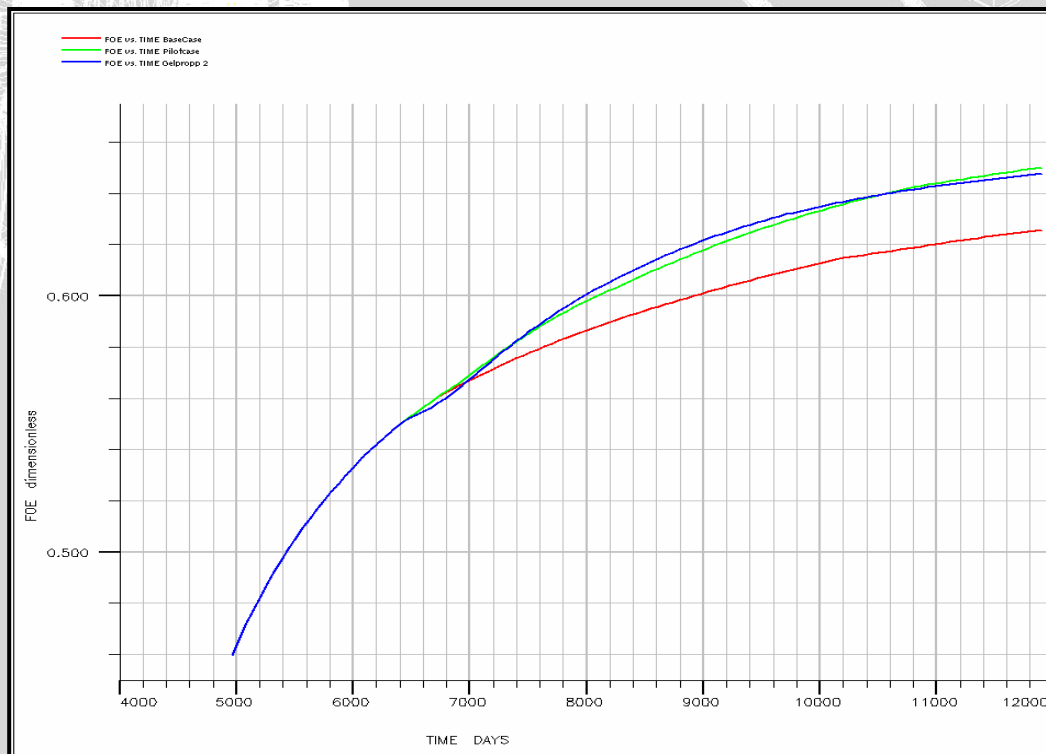
Relativ permeabilitet i xy-planet, snitt i xz-planet

Mulig forbedring: Delvis eller fullstendig stenge kanalen

Løsning: Gelpropp?

Gelpropp med PASF - injeksjon

- Redusert transmissibilitet i aktuelle områder til 5 % av original verdi
- Så tensid- og polymerinjeksjon tilsvarende Pilotcase



Gelpropp:

Tensider brukt: 2820 tonn

Polymerer brukt: 610 tonn

Frigitt ekstra olje: 240 000 SM3

i forhold til

Pilotcase:

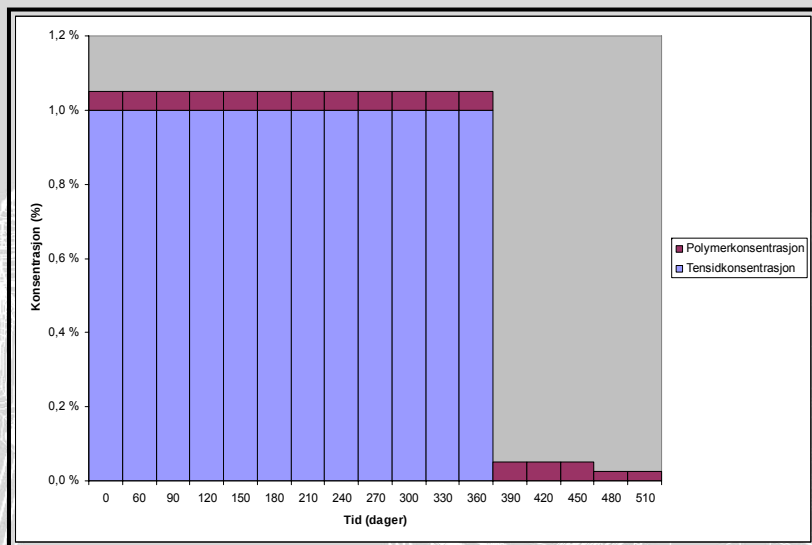
Tensider brukt: 3110 tonn

Polymerer brukt: 710 tonn

Frigitt ekstra olje: 266 000 SM3

Beste Case(r) (PASF-slug)

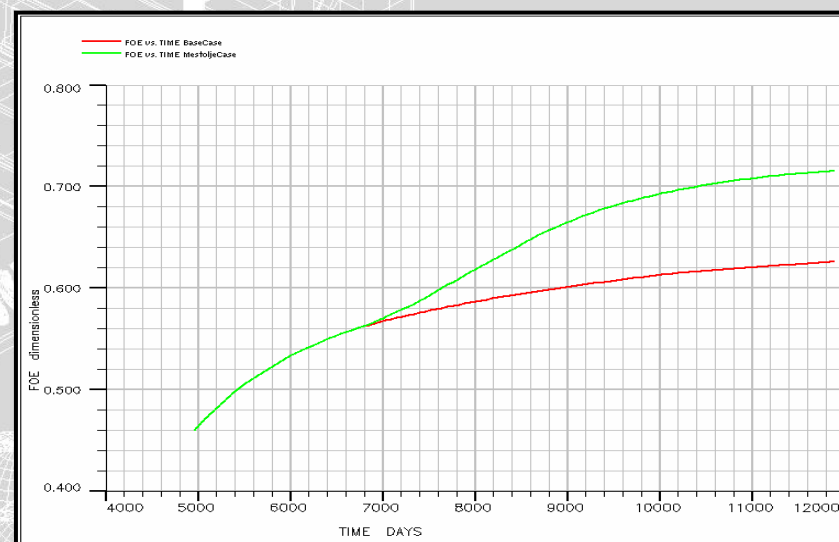
1: Mest frigitt olje



Konsentrasjoner:

- Tensid: 1.0%
- Polymer: 0.05% - 0.025%

Varighet totalt - 519 dager

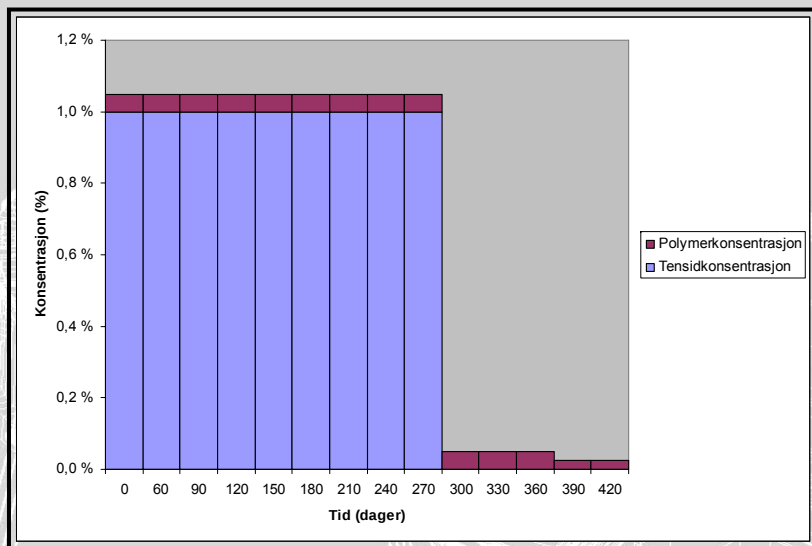


Tensider brukt: 18 900 tonn

Polymerer brukt: 1310 tonn

Frigitt ekstra olje: 975 000 SM3

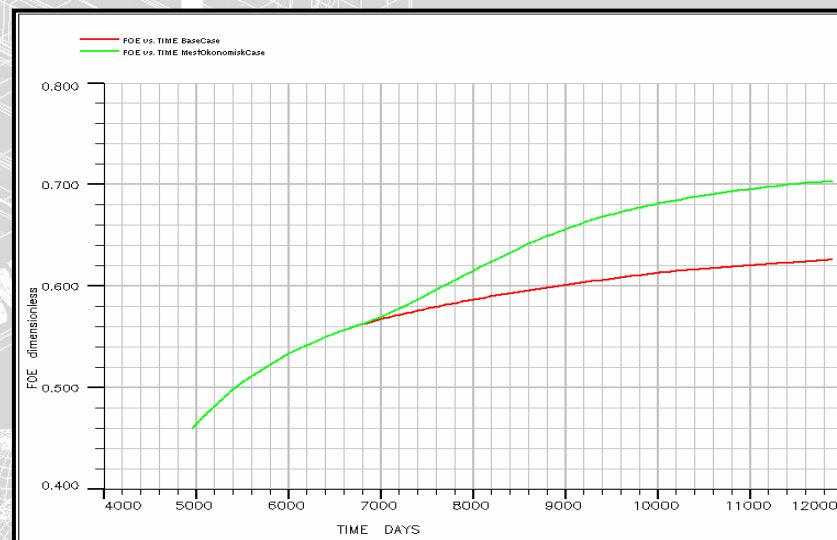
2: Best økonomisk



Konsentrasjoner:

- Tensid: 1.0%
- Polymer: 0.05% - 0.025%

Varighet totalt - 427 dager

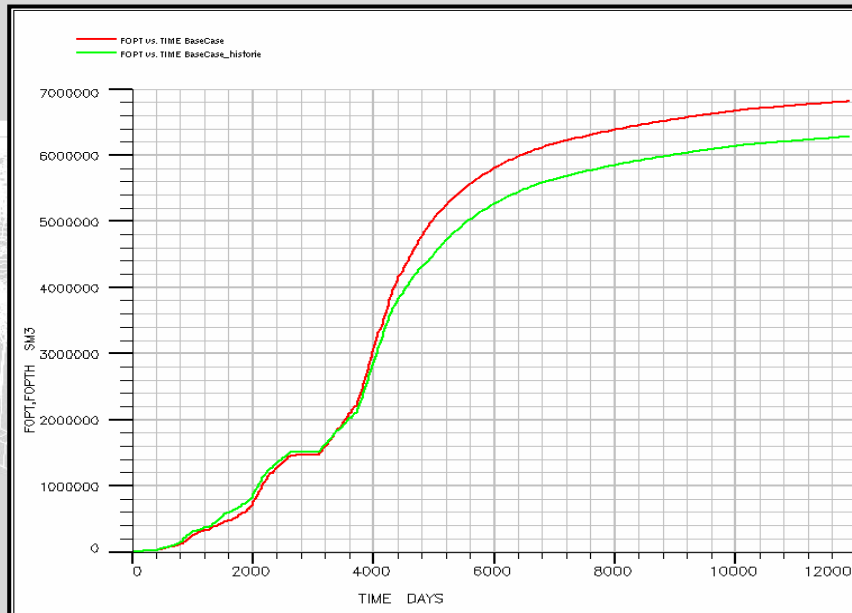


Tensider brukt: 14 250 tonn

Polymerer brukt: 1100 tonn

Frigitt ekstra olje: 845 000 SM3

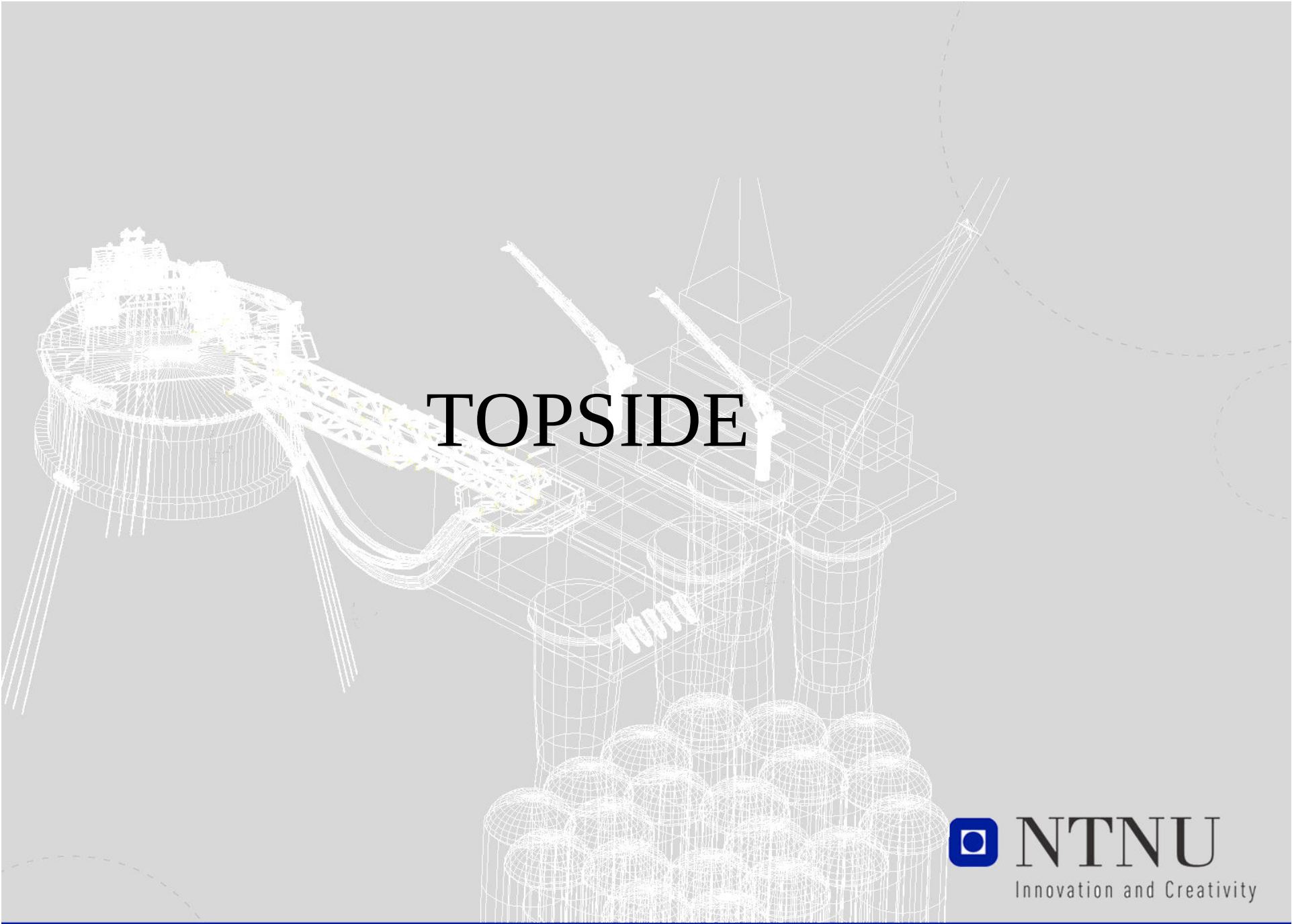
Usikkerhet



Avvik fra historikk ~ 10.5 % i 2006

Andre bidrag

- Data på tensider og polymerers oppførsel i reservoaret
- Geologiske data



TOPSIDE



NTNU

Innovation and Creativity



”Siden det i dag ikke er et reinjiseringsanlegg på Gullfaks eller mulighet til å splitte deler av oljeproduksjonen, får prosjektet mye større konsekvenser enn en gjerne skulle anta!”

Problemer:

- Polymer (Xanthan) - Kan slippes ut
- Tensid (BNS-41) - Kan ikke slippes ut
- Lagringsplass for tensid og polymer på Gullfaks A.
- Plass for nye installasjoner på Gullfaks A

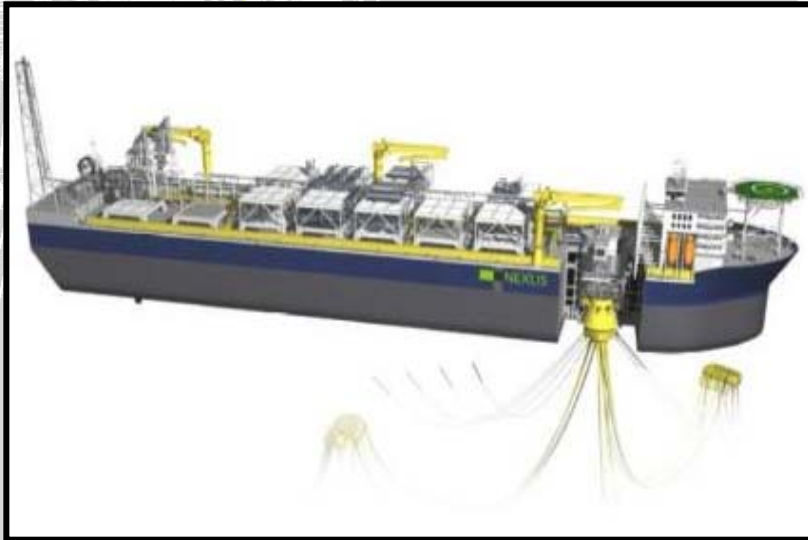
Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO)

Det finnes to alternativ:

Skip

eller

Plattform

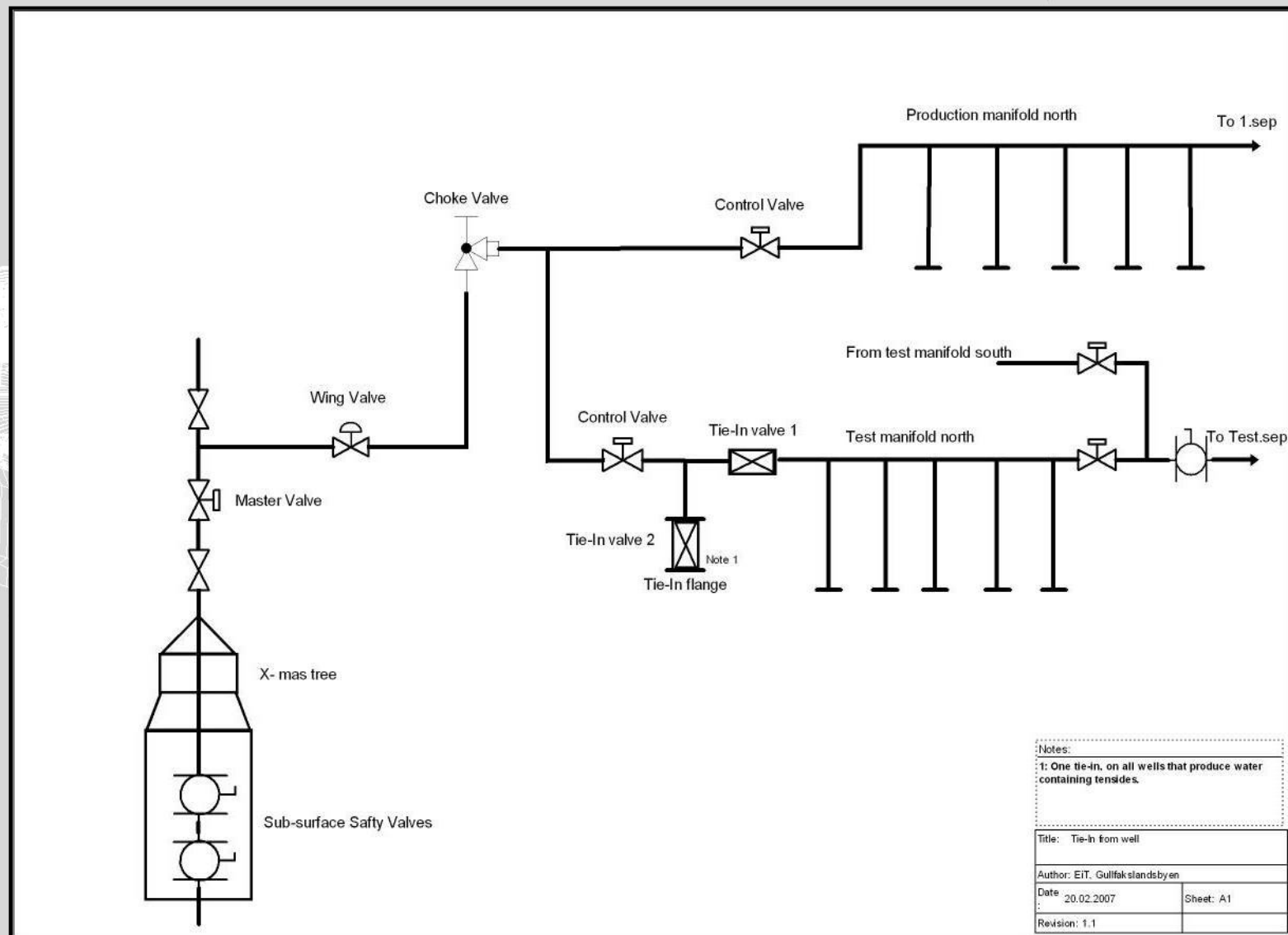


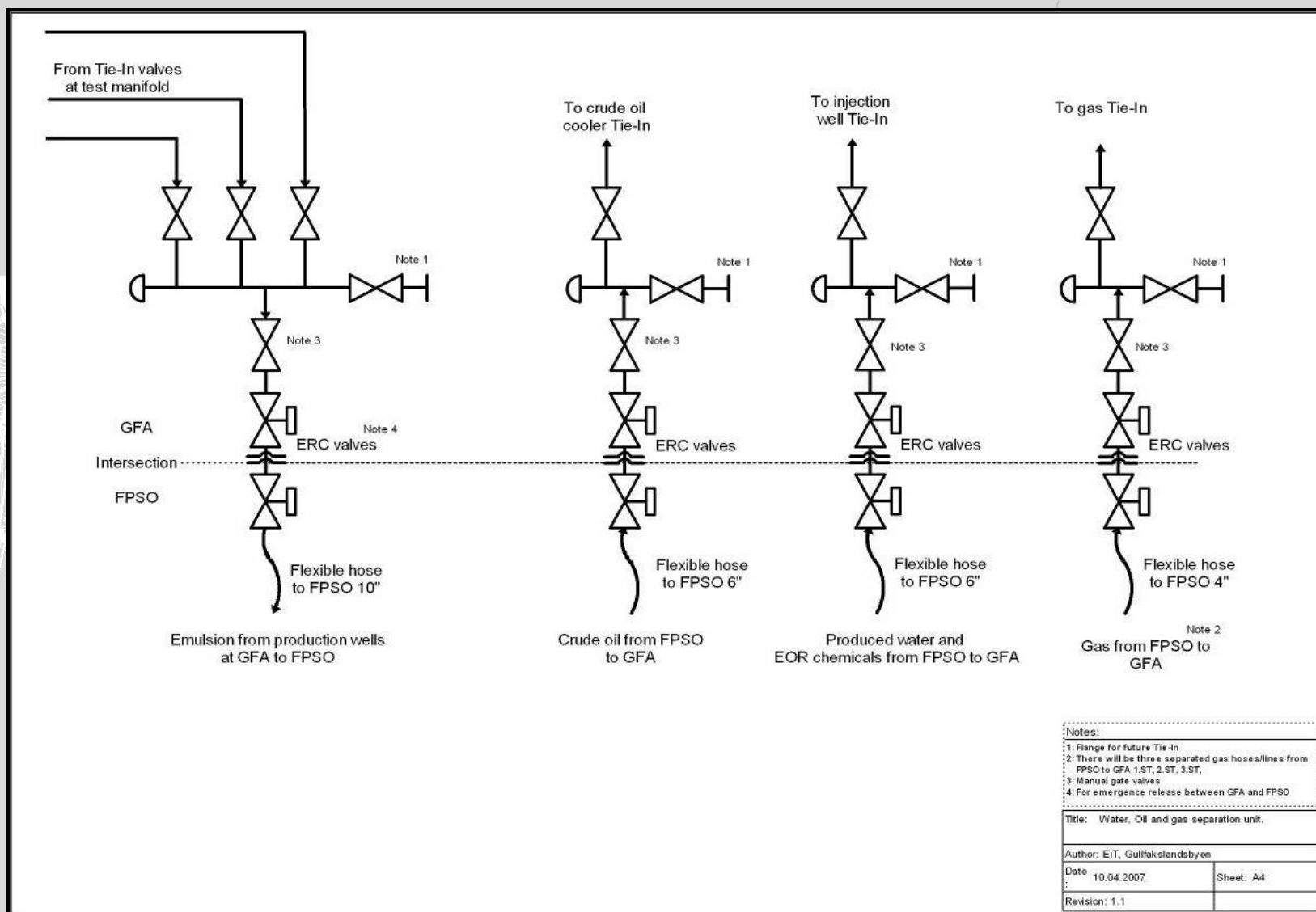


Gruppe1 : Andreas Amundsen, Trine Gabrielle Myrland, Axel Hammer, Torbjørn Ve og Rune Waage

www.ntnu.no

 **NTNU**
Innovation and Creativity





A detailed wireframe illustration of an offshore oil platform, showing various structural elements like cranes, pipes, and storage tanks. The illustration is rendered in white lines on a light gray background, with some dashed lines indicating movement or connections.

ØKONOMISKE ASPEKTER



NTNU

Innovation and Creativity

Økonomiske forutsetninger

Oljepris:

- 35 USD/bbl [$E(x) = 60\%$]
- Low price bruk 20 USD/bbl [$E(x) = 20\%$]
- High price bruk 50 USD/bbl [$E(x) = 20\%$]

Tensidpris:

- 30 kr/kg

Polymerpris:

- 20 kr/kg

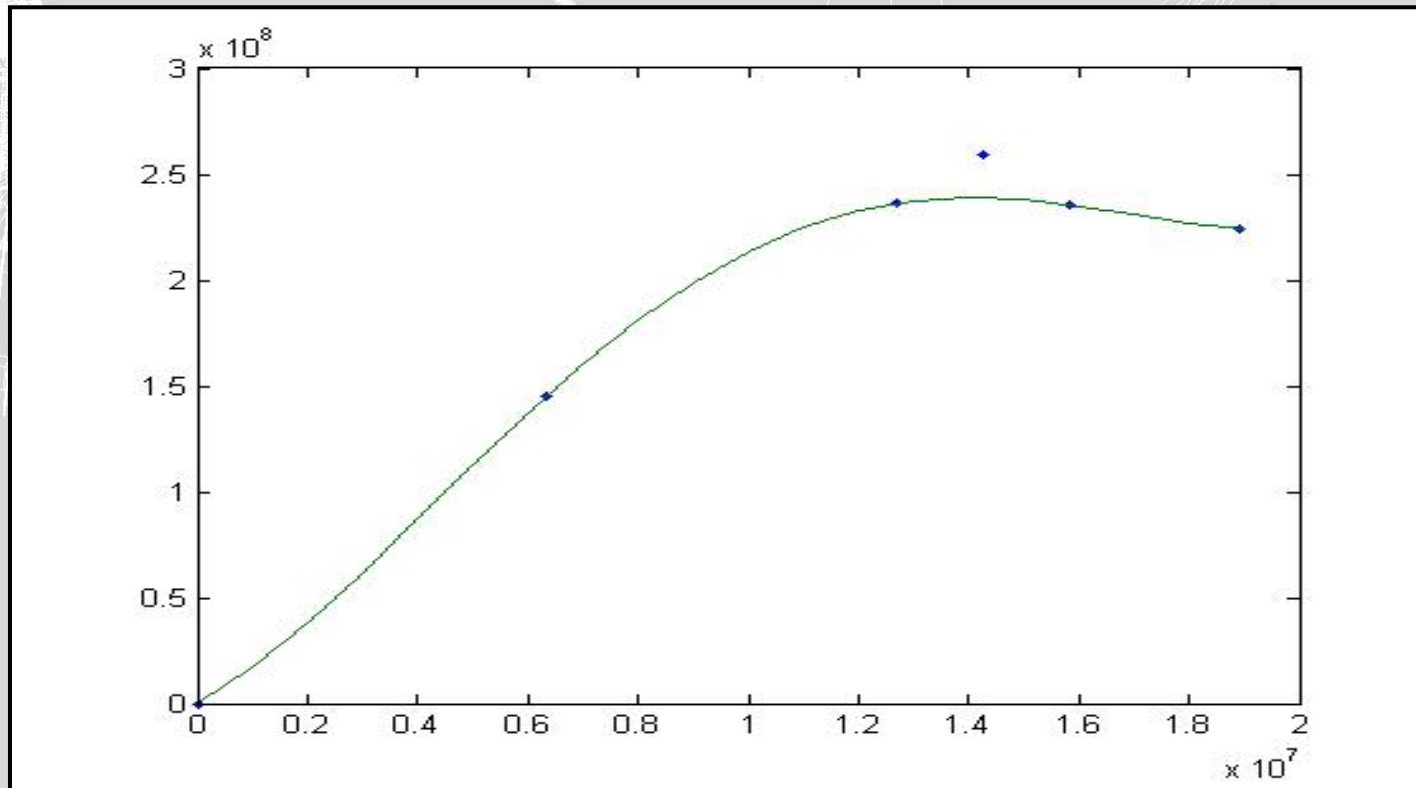
Diskonteringsfaktor:

- 8,0 %

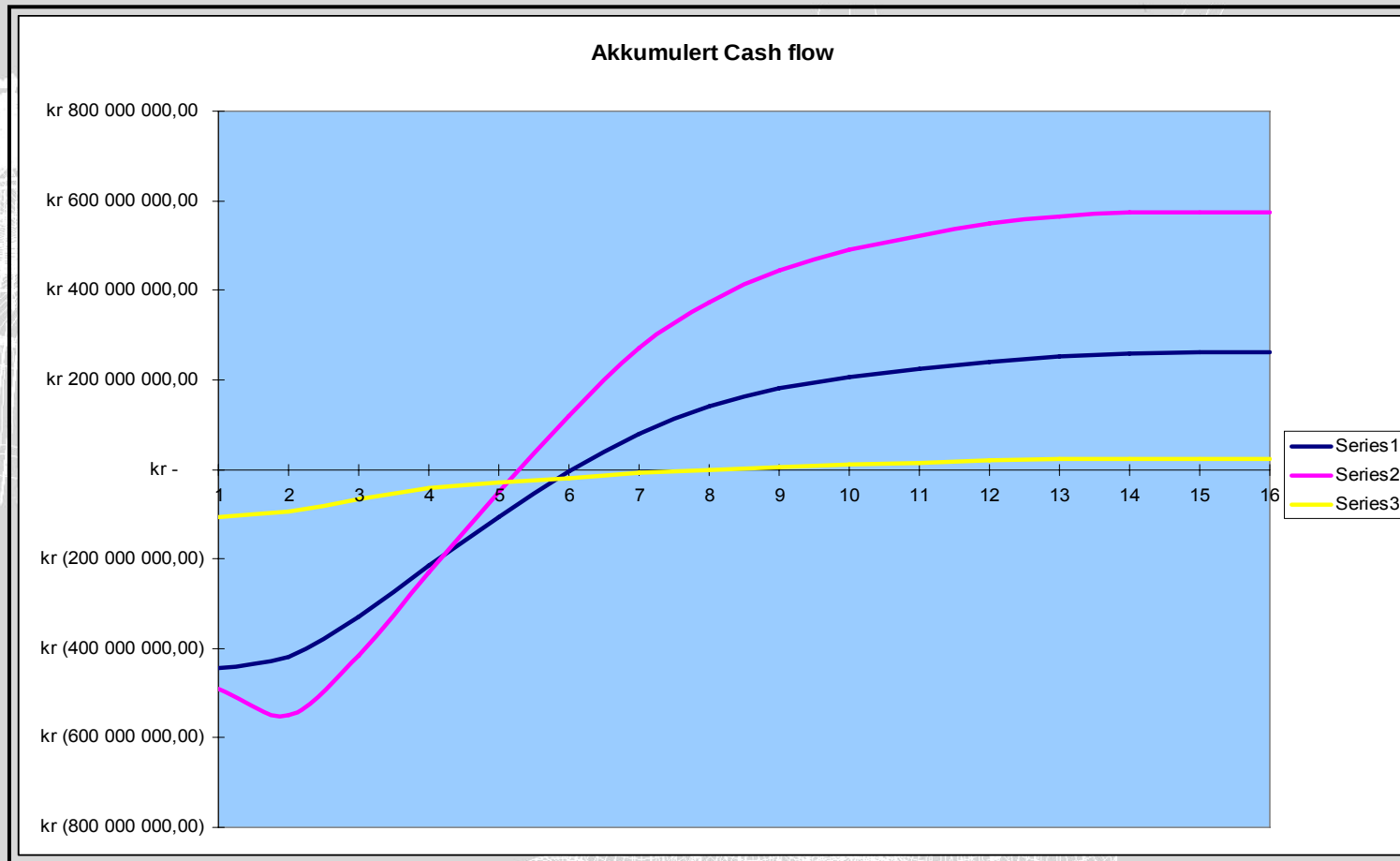
Alle alternative caser er satt opp mot et BaseCase som følger ”business as usual” med vannflømming.

Overskudd opp mot injisert tensid

Profitt var mest følsom for lengden på PASF-sluggen



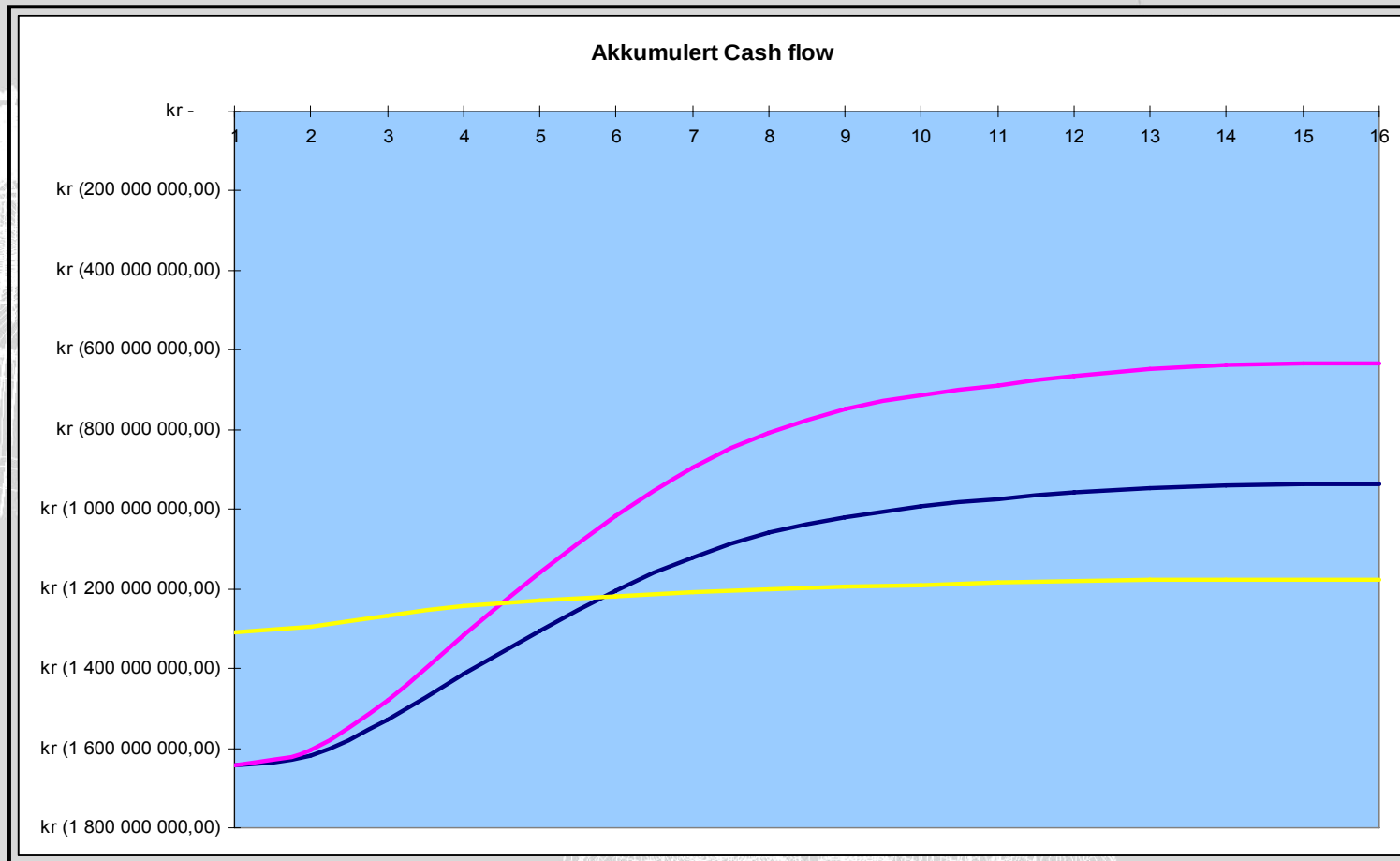
Injeksjon variert etter oljepris



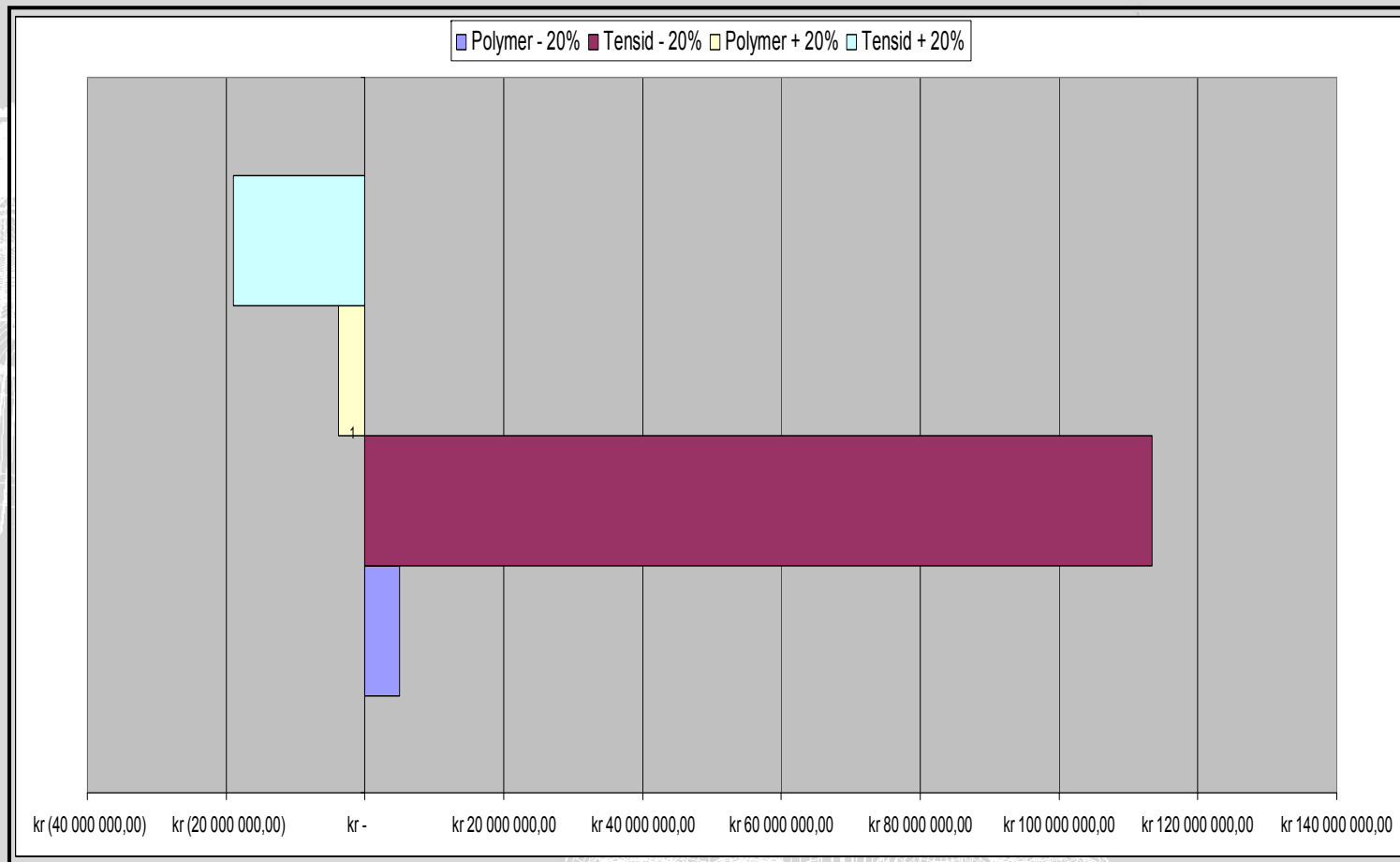
Investeringskostnader

- Kjøp av ny plattform: 1400 MNOK Avskrives årlig med $1/30$ over 30 år
- NPV av plattform etter 15 år ved prosjektslutt med 8 % diskonteringsfaktor 200MNOK
- Utgifter til plattform blir altså 1200 MNOK

Total kapitalstrøm i prosjektet



Prissensitiviteter



Forutsetninger for lønnsomhet

- Markedet for plattformer er brennhett
 - 20% lavere plattformpris
- Oljeprisen holder seg høy
 - 50\$ fatet

Dette gir en positiv internrente på 2,9%