

Teknologibehov innen flerfasemåling

NFOGM Temadag 24.03.2011

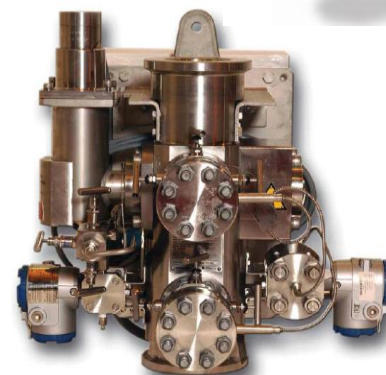
Eirik Åbro

Fagleder Flerfasemåling



Introduksjon

- Statoil har nær 15 års driftserfaring med flerfasemålere og våtgassmålere, og har pr i dag ca 200 flerfasemålere i drift, hvor 2/3 er subsea
- Formål med flerfase- / våtgassmålere:
 - Fiskal allokering for marginale felt
 - OD's Måleforskrift gjelder
 - Dokumentasjon utover leverandørenes spesifikasjoner er påkrevd, uavhengig testresultat, og driftserfaringer.
 - Felterfaring og testerfaring
 - Krav om åpenhet ift algoritmer og metoder
 - Brønnallokering
 - Produksjonsoptimalisering
 - Forbedret reservoarstyring
 - Monitorering av vann og salinitet
- Hvordan er våre driftserfaringer og hva har vi lært?
- Nye satsningsområder krever teknologiutvikling
- Noen eksempler
- Oppsummering



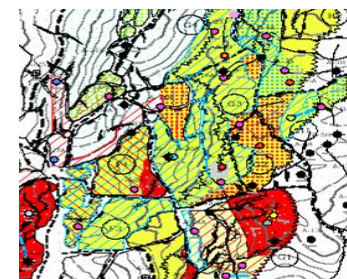
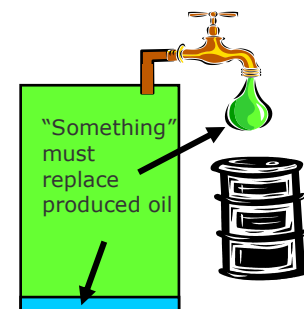
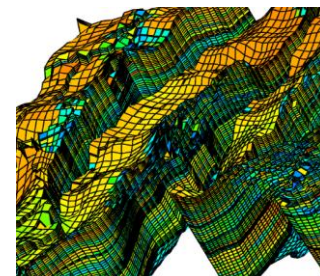
Generelle krav til flerfase- og våtgassmålere

- Statoil's krav for daglig feltallokerings faktorer til olje er:
 - 0,95 – 1,05 for plattformbrønner
 - 0,90 – 1,10 for subsea brønner
 - Stor grad av variasjoner om ulike teknologier møter kravene. Teknologitviking er nødvendig for å imøtekomme disse kravene fullt ut over et felts levetid.
 - Allokeringfaktorene er nødvendig for å gi god historietilpasningen i reservoarmodellene.
 - Vanlige metoder for brønnallokering
 - Ytelseskurver basert på brønntester
 - Virtuell flow metering
 - Flerfase- og våtgassmålere
- For målere brukt i **fiskal allokering**
 - I utgangspunktet er usikkerhetskravene begrenset av måleteknologiens ytelser, typisk 5% HC masse.
 - For å imøtekomme kravene i Måleforskriften i større grad, kreves en videreutvikling av teknologien, dvs bedret pålitelighet og nøyaktighet over tid.
- Monitorering av vann
 - På noen våtgassfelt er kravet til deteksjon/måling av formasjonsvann noen m³/d (dvs ppm nivå)
- Stort sett alle felt med flerfase og våtgassmålere som er startet opp siste par år, er målerne brukt i en kombinasjon til både fiskal allokering og produksjonsoppfølging
- Økte krav til kalibrering, dokumenterte testerfaringer og felterfaringer fra partnere og myndigheter, dette igjen fører til økte krav til referanser, for eksempel i testanlegg.

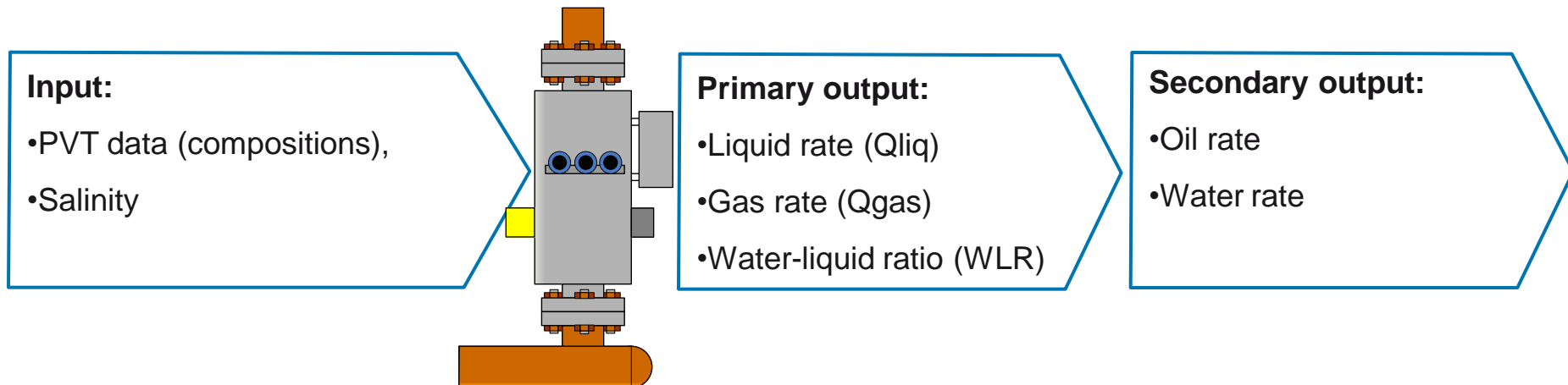
Forbedret produksjonsallokering er vesentlig for økt utvinning

Reservoar styring

- Kalibrering av reservoarmodeller
 - Historietilpasning av reservoarmodeller: Nøyaktig måling av strømningshastigheter og trykk er nødvendig som grunnlag for Eclipse reservoarsimuleringer
- Volumbalanse
 - Det er viktig å matche injisert volum og reservoar volum uttak i et reservoar eller segment for å opprettholde et stabilt trykket i reservoaret, og
 - Å unngå å flytte oljekolonne bort fra produsenter og til å unngå olje smøres utover i vann- eller gasssonen av reservoaret
- Kartlegging gjenværende reserver
 - Viktig å vite hvor væske har blitt produsert for å kartlegge gjenværende reserver. Dette er en forutsetning for å begrunne og riktig planlegging av infill brønner.

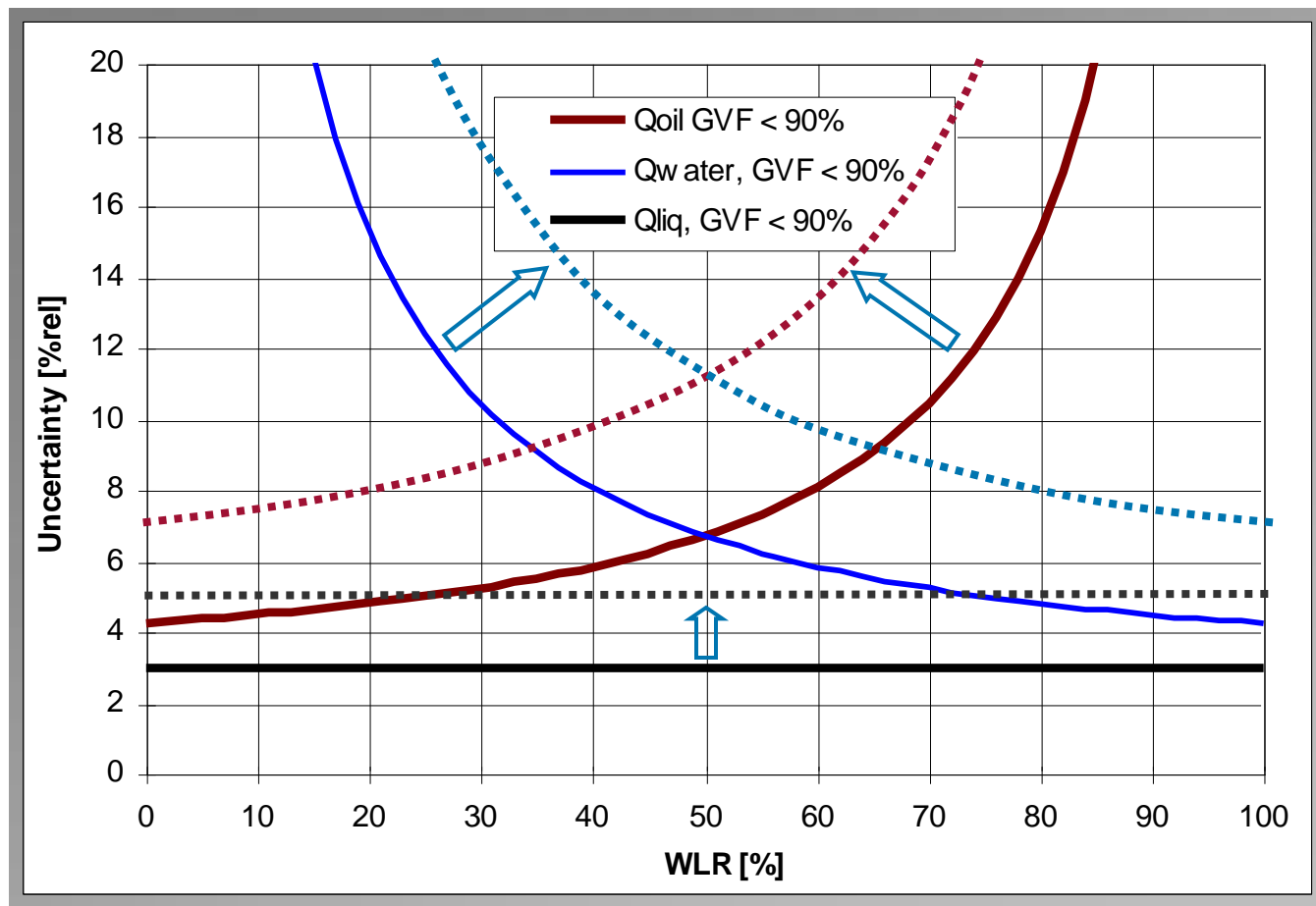


Måleusikkerhet i flerfasemålere



- Leverandørene definerer usikkerheten i de primære outputene
- Usikkerheter til olje og vannrater er beregnet ut i fra de primære outputene
- Måleusikkerheten til olje vil derfor endres over hele feltets levetid, dvs produksjonsprofiler.
- Mangel på kontroll av input (PVT data og salinitet), gir målinger liten pålitelighet og stor måleusikkerhet
- Feil og avvik i èn målt parameter, betyr feil og avvik i alle de andre målte ratene på grunn av korrelasjonen mellom variablene.

Eksempel på spesifisert måleusikkerhet i flerfasemåler



GVF > 90%

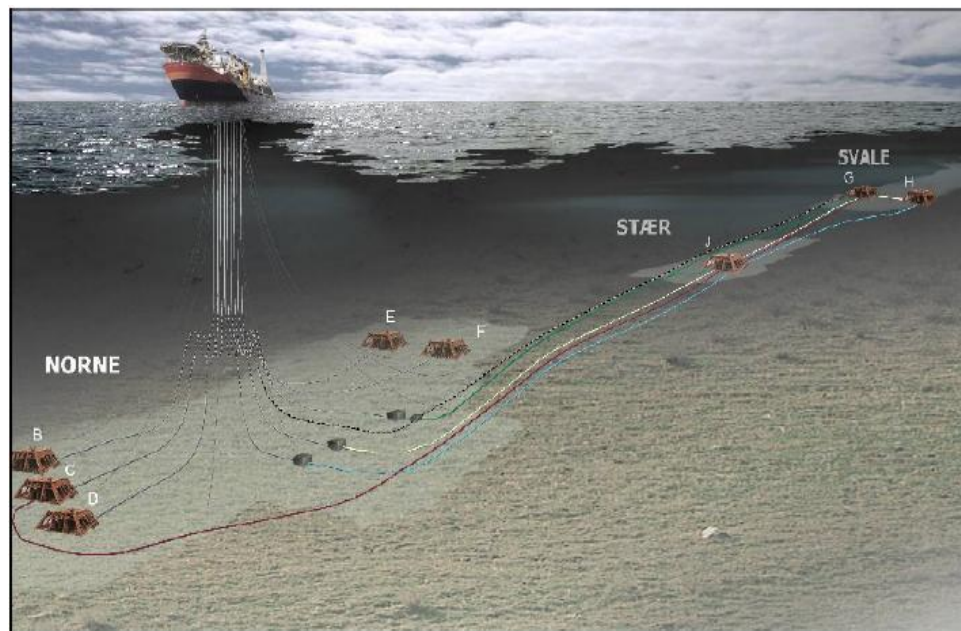
||
V

Usikkerheter øker

GVF: Gas Volume Fraction (ved måler betingelser)

Våre erfaringer

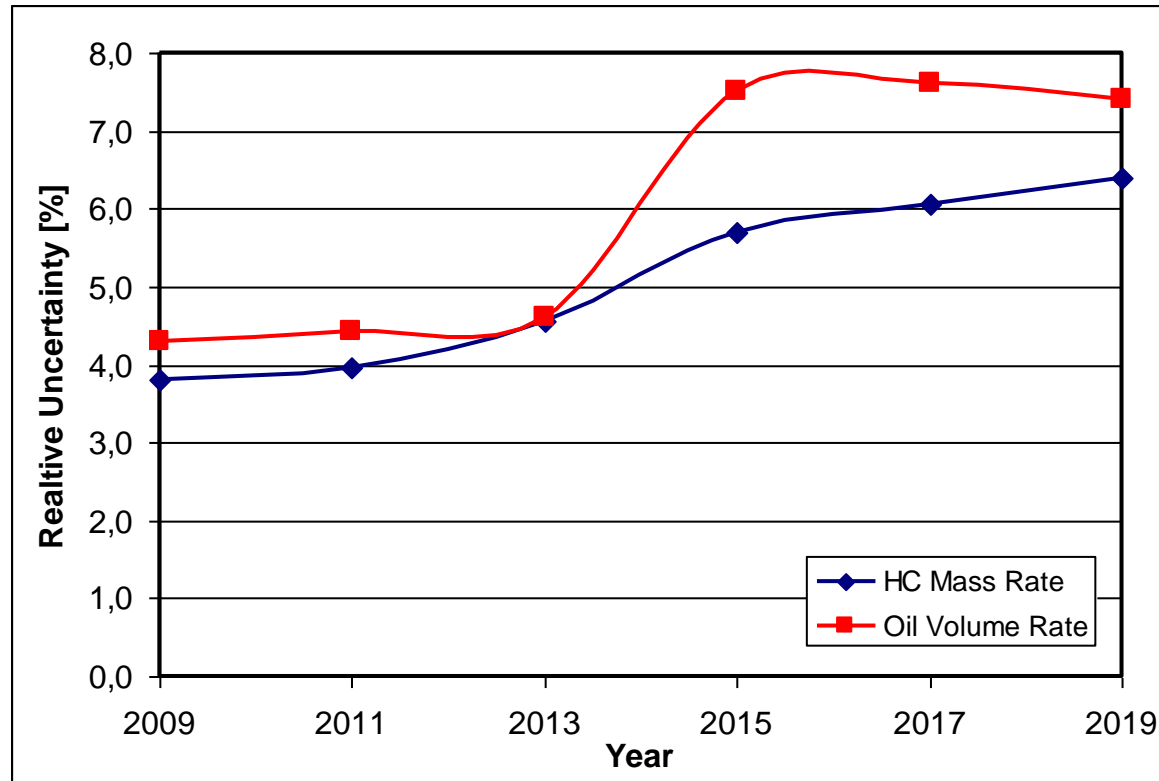
- Pålitelighet, stabilitet og målenøyaktigheter i flerfasemålere avhenger av
 - Hvilken type teknologi/prinsipper
 - Vannkutt; krevende å få til pålitelige målinger ved høye vannkutt
 - Produksjonsprofiler og fluid egenskaper
 - Produksjonsstrategier
 - Vanninjeksjon
 - Gassinjeksjon/løft
 - Endringer i komposisjoner og salinitet
 - Strømningsregimer
 - Non-homogen, slugging
 - Pålitelighet av flerfasemålere i felt er sterkt avhengig av at det er tilgjengelig uavhengig muligheter til verifikasjon, som testsepartor.
- Sårbar teknologi som trenger god og riktig oppfølging.



- Fjerntilgang til målerne er nødvendig for god og riktig oppfølging. I løpet av kort tid, kunne gi tilbakemelding om det er feil i en eller flere primærmålere.
- Historiske og real time diagnosedata tilgjengelig for leverandørene til land.
- Tiden det tar å reparere/skifte ut subseamålere kan ta flere år og avhenger av
 - Tilgjengelighet på fartøy
 - Tilgjengelig reservemoduler
 - Annen planlagt aktivitet på feltet
 - Vær og vind – tid på år

Eksempel på beregnet måleusikkerhet

- Basert på produksjonsprofiler og leverandørens måleusikkerhet spesifikasjon
- Blandet produksjon fra to reservoarer, kan gi en økt måleusikkerhet på grunn av manglende kontroll på PVT data. For målt oljevolum på dette feltet, kan det økte relative avviket være ca 10%.
- Den relative avvik av HC massen er for det samme feltet i et område på 0,8% til 1,2%



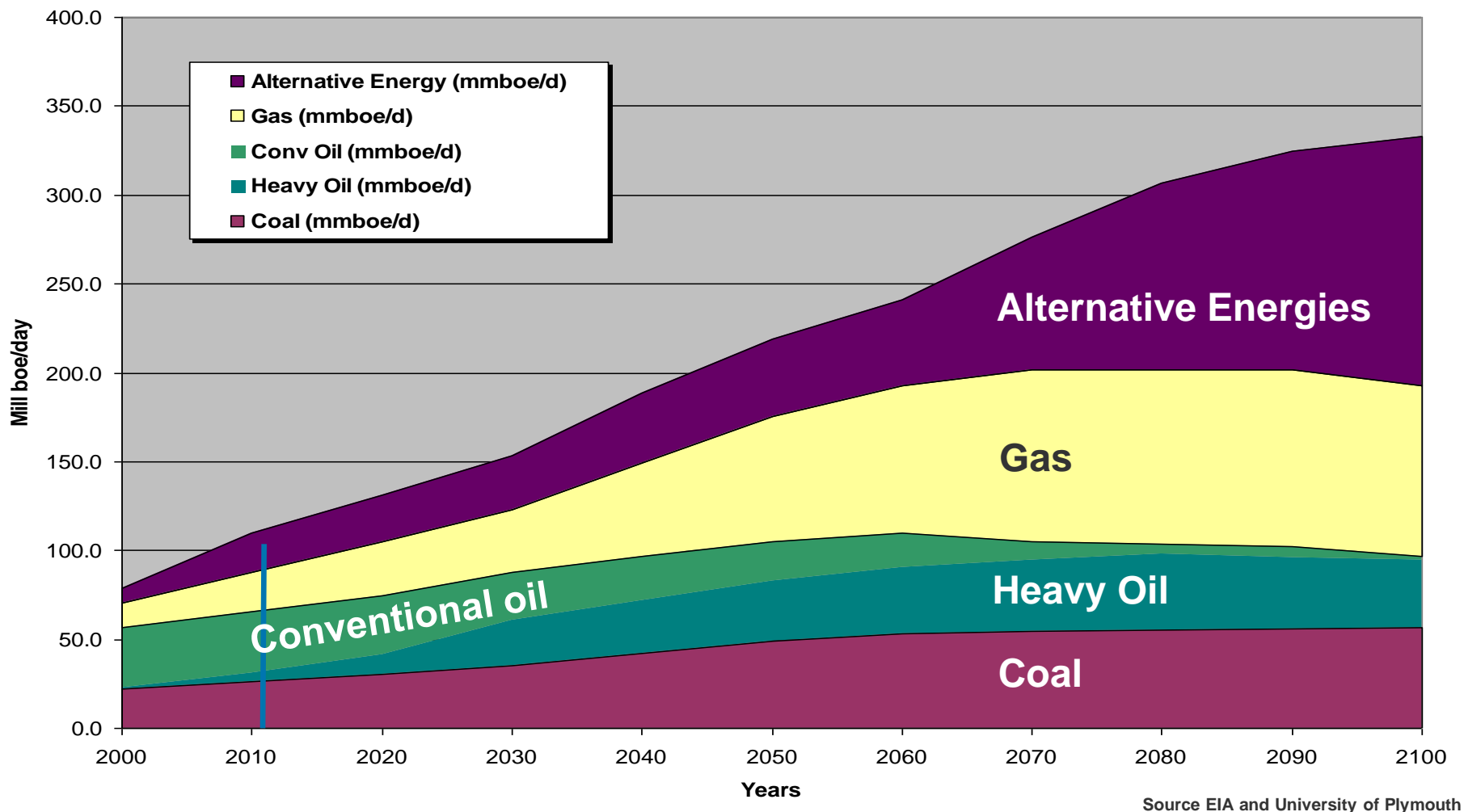
Bredt spekter av utbygginger, definerer nye måletekniske behov og krav

- Felt onshore i kaldere klima
- Felt offshore store dyp, høyere trykk, kaldere klima
- Felt onshore i varmere klima
- Lang distanse transport av flerfasestrømning
- Subsea – subsea tie-ins
- Subsea prosessering
- Økt krav til IOR
- Andre typer fluider, tung olje, høy viskøse oljer
- Mer kostnadseffektive utbygginger
- Andre lands myndighetskrav

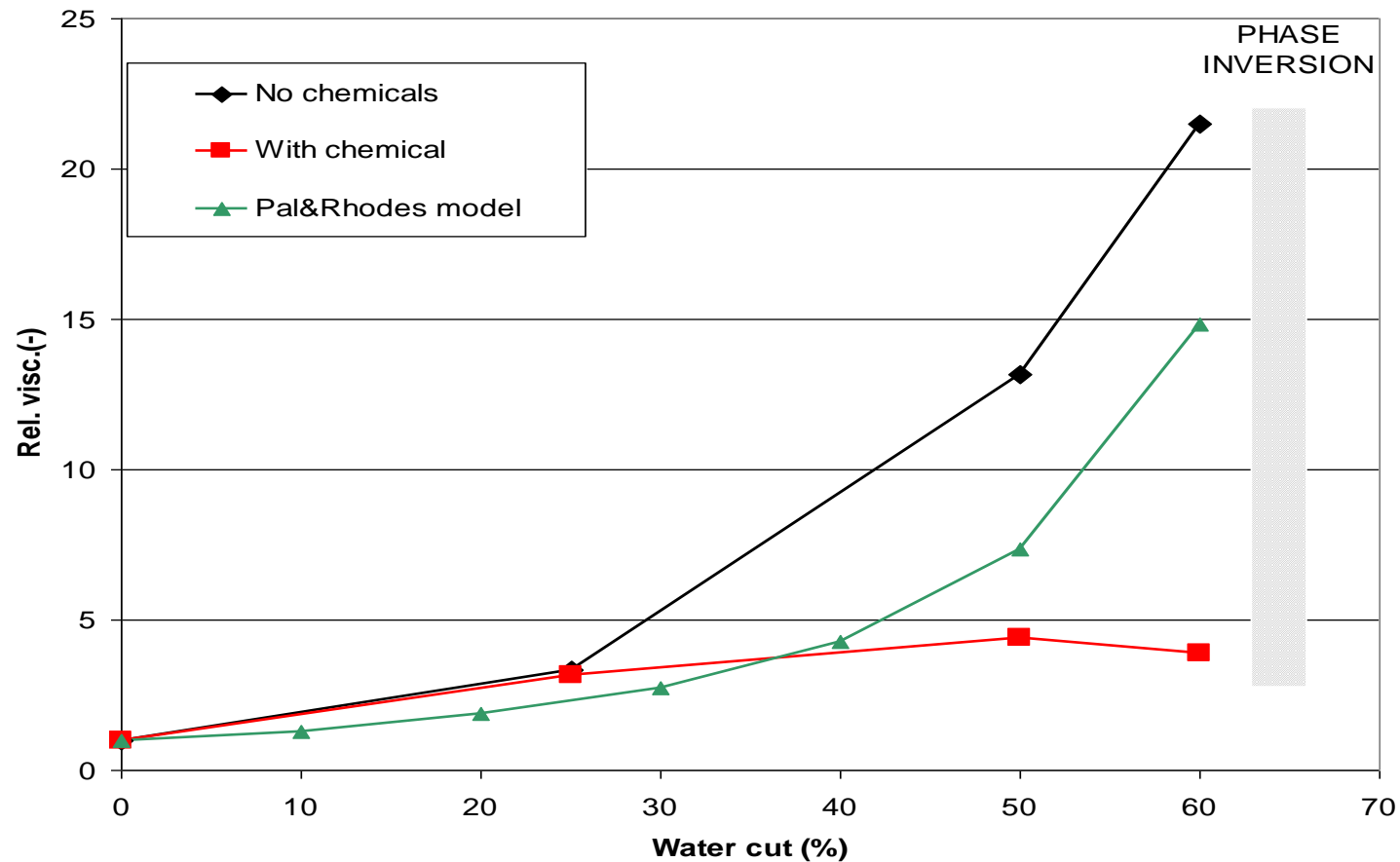


Ulike eksempler på måletekniske behov og krav

Why Heavy Oil?



Why measuring on Heavy Oil is a challenge



Relative emulsion viscosities

Våtgassmåling – hva er utfordringen

- GVF 95% -100%, liten mengde væske - fra noen m3/d til hundrevis av m3/d
- For allokeringsformål av gassproduksjon fra et felt med høy GVF (>99%), kan over-reading konsept for å kompensere for væske i gass være tilstrekkelig nøyaktige.
- Også for våtgassfelt, gir manglende kontroll på PVT input økt måleusikkerhet.
- For lange tie-backs kan potensialet for korrosjon, hydratkontroll, begrenset vannhåndteringskapasitet og/eller MEG regenereringskapasitet være typiske begrensninger i anlegget. Nøyaktige vannmålinger er avgjørende for å optimalisere produksjonen for slike felt.
- Utfordring å måle små mengder vann, WVF 0,01% - 3%, fra noen m3/d. For økende transportavstander, blir kravene strengere.
- Den totale mengde vann (kondensert vann og formasjonsvann) vil ha en ledningsevne/salinitet avhengig av den relative mengden av formasjonsvann og utkondensert vann. Måling av saltinnholdet gir derfor formasjonsvannraten.
- Omfattende testing på måleres ytelse i flere testfasiliteter har blitt gjennomført de siste årene for å dokumentere følsomhet og nøyaktigheter måling av formasjonsvann

Oppsummering – Nødvendig teknologiutvikling innen flerfasemåling for å imøtekomme de måletekniske behovene

- Bedre målenøyaktigheter, bedre repeterbarhet og mer pålitelighet over tid
- Større krav til transperante modeller og algoritmer – viktig i ifm reallokeringer
- Mer robuste løsninger med innebygget redundans som tåler en eller flere feil i kombinasjon.
- Mindre innflytelse på den måletekniske ytelsen om ytre parametre/komposisjon endres – mindre behov for empty pipe kalibreringer og sampling.
- Bedre måleteknisk ytelse i haleproduksjon – høye vannkutt
- Den fysiske tilgangen til målerne vil bli vanskeligere og vanskeligere (høyere kostnader)
 - Viktig å utvikle teknologi som krever mindre oppfølging
 - Mer robust teknologi – må kunne være pålitelig over lengre perioder
- Krav til høy båndbredde for overføring av data fra målere (topside og subsea) til land.
- Økt fokus på prosessen rundt teknologikvalifisering, uttesting og pilotering av ny teknologi før installasjon.
- Nye måletekniske krav stiller større krav til våre testanlegg, for eksempel K-lab og P-lab.