

Veien fra prosjekt til ferdig allokerings- og verdijusteringsavtale

Trine Amundsen Madsen og Harald Denstad

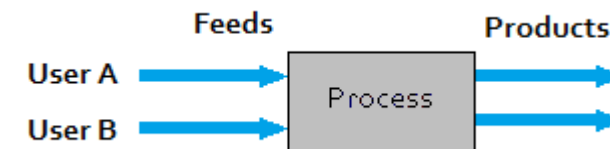
Hydrocarbon Management Workshop – 27. mai 2021

Hva er allokering?

Pr. definisjon Allocation is a term used to describe the system by which ownership of oil, gas and produced water is determined and tracked from the point of production to a point of sale or discharge.

Allocation agreements is commercially important as owners are paid by the products they are allocated.

- En prosedyre må etableres for å fordele mengder på best mulig måte for de lisenser som har felles målepunkter ut fra en installasjon (olje/gass eksport, vannbehandling/-injeksjon, fuel&flare, gassløft/-injeksjon)



Reference: HM 96 – Guideline for allocation of fluid streams in oil and gas production, by Hydrocarbon management, Energy Institute, June 2012

Allokeringsmetoder

- **Pro-rata:**

- Ofte basert på ORF (Oil Recovery Factor) fra simuleringsmodell hvor ubalanser fordeles pro-rata. En statisk metode basert på simuleringer med valgte top-side betingelser.
- Variant av pro-rata allokering er Component Ratio Method (CRM). Allokeres basert på målt komposisjonell rate fra felt og basert på total målt komposisjonell rate i eksport.
 - En dynamisk metode hvor variasjon i komposisjonell rate fra felt og endrede betingelser gir umiddelbar utslag på utbytte olje/gass

- **By difference:**

Kan være egnet når en produsent ikke har måling inn eller er stor i forhold til andre felt, og vil da få allokert resten. Usikkerheten øker med flere umålte produsenter. Kan kombineres med pro-rata allokering om det er flere felt som skal allokere

- **Equity-based:**

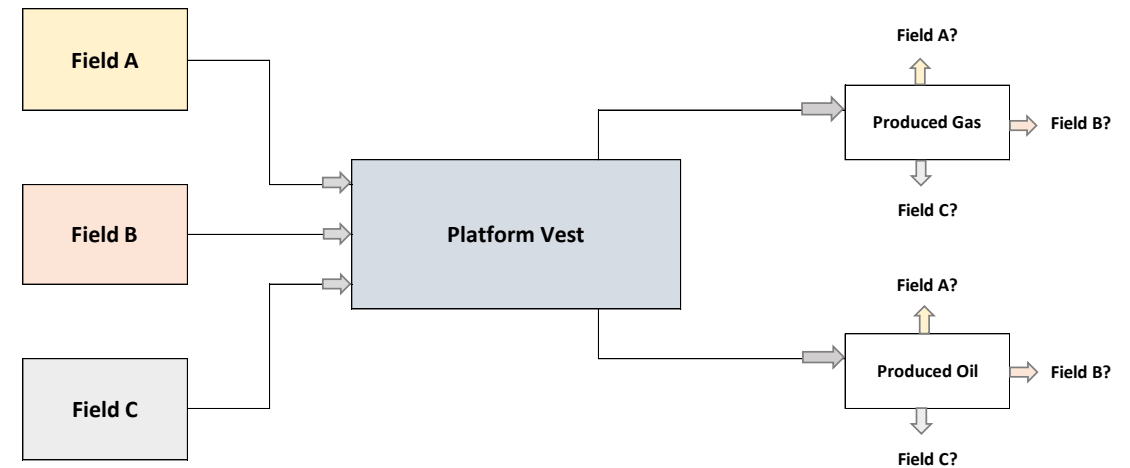
Enkleste metoden hvor verdiene fordeles basert på lisensfordelingen. Tar ikke hensyn til kvalitet eller kvantitet fra lisensene, men er en enkel metode som benyttes når alle lisensene har samme eiere.

- **Uncertainty-based:**

Allokering basert på forventede usikkerheter i hele systemet. Betraktes som litt umoden metode.

Hva inngår i veien frem til en allokeringsavtale

1. Design basis (pluss eventuelt RNB)
2. Host og prosess skisse med målefilosofi
3. Simuleringsmodell må utvikles/oppdateres
4. Forstå usikkerheter fra A til Å
5. Forstå blandeeffekter predikert i simuleringsmodellen
6. Verdijustering
7. Anbefale en avtale for lisenser



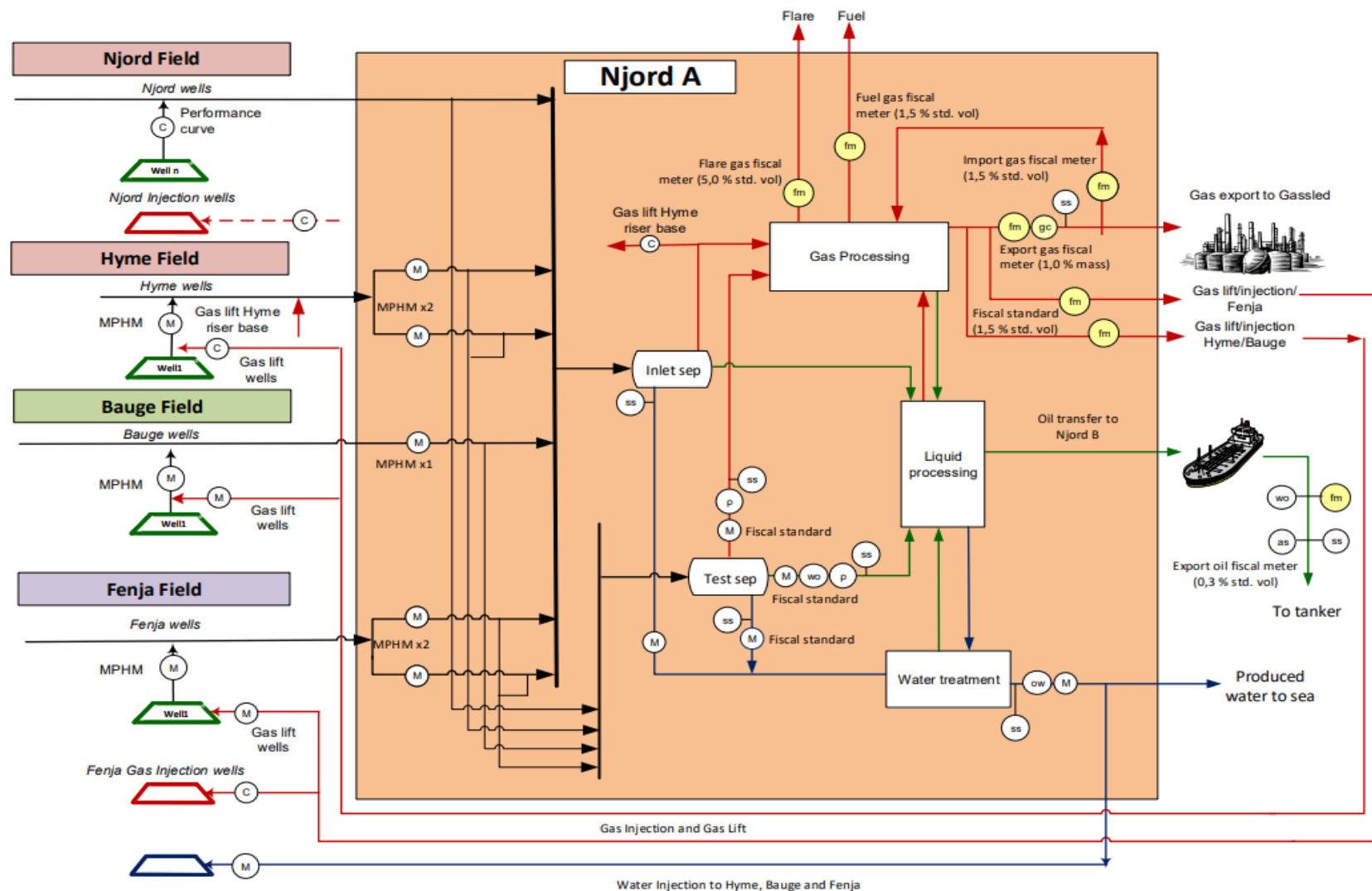
1. Design basis

Planlagt produksjon og eventuelle modifikasjoner som skal utføres beskrevet i Design Basis for nytt felt.

Forventet komposisjon og produksjons profil i et avtalt antall år frem i tid.

- Er det første tie-in eller flere eksisterende?
- Eksisterende tie-in(s) som har produksjons historie og allerede etablert allokeringssavtale
- Vil ny tie-in passe inn i etablert allokeringssprinsipp over installasjon?
- Må eksisterende allokeringssavtaler reforhandles?
 - Oftest en meget krevende og langvarig prosess som bør unngås om mulig
- Er det nye feltet satt opp med riktig mengde måleutstyr og samplingsmuligheter?

2. Host og prosess skisse med målefilosofi



3. Simuleringsmodell

En prosess simulerings modell gir muligheter for å forstå blandeeffekter over host

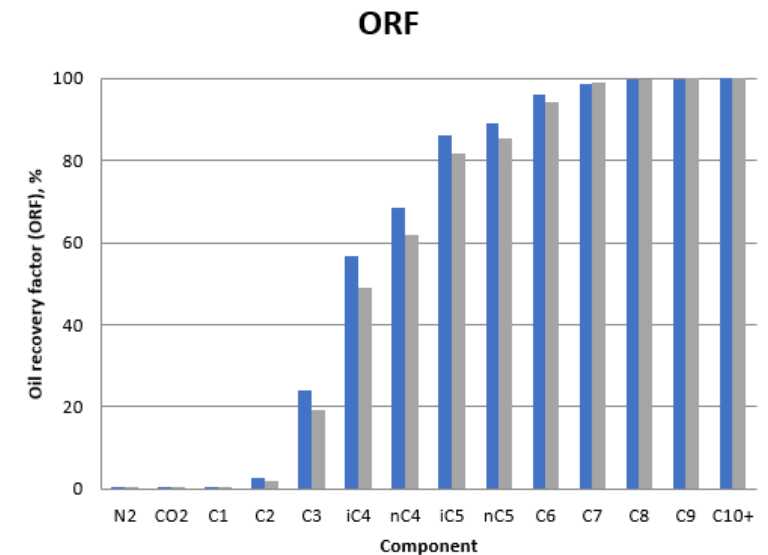
Input til en allokeringens modell:

- Driftsdata som trykk og temperatur som representerer dagens drift / fremtidig produksjon
- Fluid komposisjon og fluid karakterisering for feltene
- Produksjonsprofil for feltene i et gitt antall år

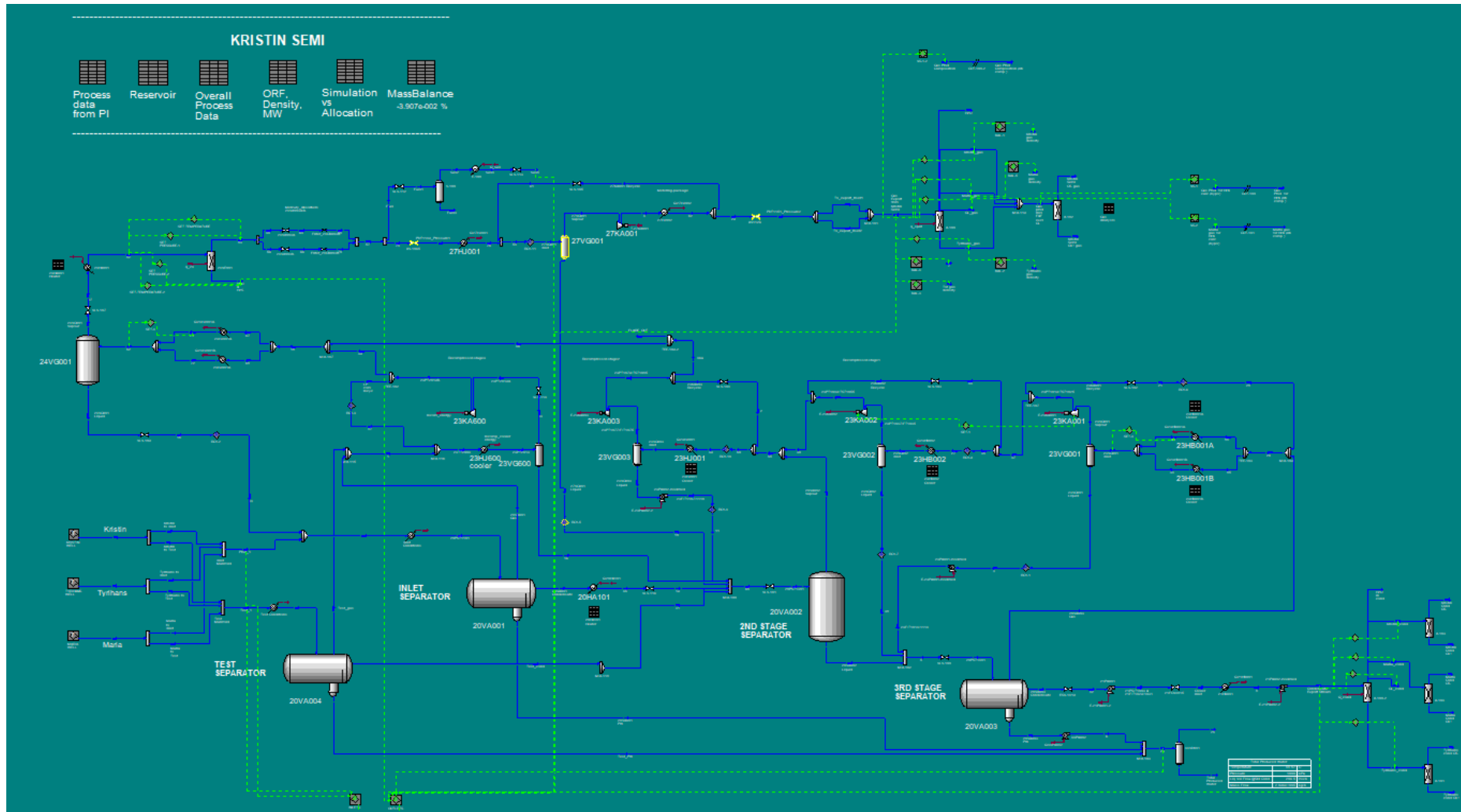
Simulerings caser:

- «All-in» simulering med nytt felt
 - Alle produserer med forventede betingelser top-side
- «Stand-alone» simulering av feltene
 - Simulering av alle felt alene men med samme forventede betingelser top-side som for all-in simulering

Sammenligning av "All-in" og "Stand-alone" gir indikasjon på blandeeffekter.



3. Simuleringsmodell con't



N2
CO2
C1
C2
C3
iC4
nC4
iC5
nC5
C6
C7
C8
C9
C10
C11
C12
C13-C14
C15-C16
C17-C18
C19-C23
C24-C34
C35-C80

4. Forstå usikkerheter fra A til Å

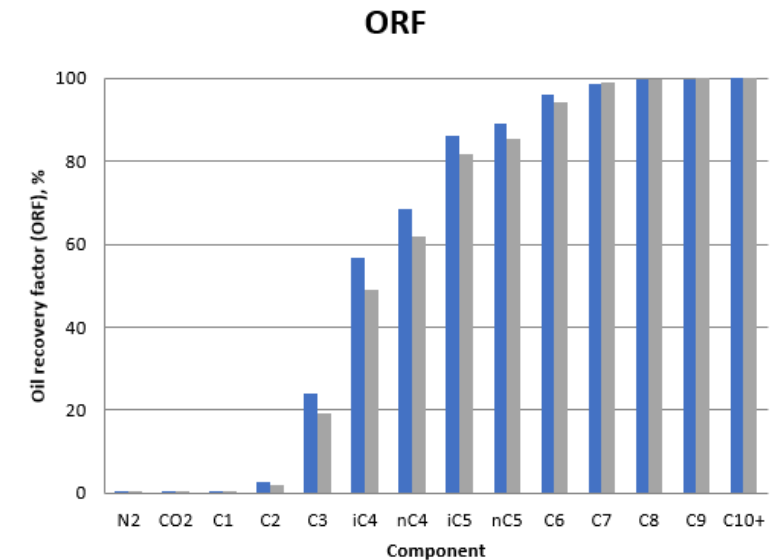
Betraktning av usikkerheter:

- Måling
 - Flerfasemåling, separator målinger på rikgass/ustabil olje (krympefaktorer), eksport målinger
- Sampling
 - Avhengig av trinn i prosessen, utforming av sampling punkt ihht standard
- Analyse
 - Analysemetode
- Produksjonsprofiler
 - Teoretiske modeller før oppstart av felt brukt i simuleringsmodell
 - Både profil og sammensetning vil være forskjellig etter oppstart
- Simuleringsmodell
 - Hvor nøyaktig vil en greie å simulere prosess
 - Bør oppdateres på reelle data etter oppstart
- Driftsmessige forhold
 - Endring i prosess betingelser top-side
 - Energoptimalisering, reduksjon av CO2 innhold
 - Blandeeffekter
- Allokeringemetoder
 - Robusthet for endrede betingelser?
- Hvor godt greier vi å anslå total usikkerhet inkludert allokering metode?

5. Blandeeffekter

Simuleringene gir en indikasjon på blande effekter og ikke en absolutt mengde

- Hvordan skal dette vurderes opp mot allokeringsprosedyre og prinsippet om "fair and prudent/no gain no loss"
- Kompenseringsmekanismer betraktet som et kommersielt element som eventuelt må avtales utenom allokeringsprosedyre
- Med flere lisenser over samme plattform kan det være ulik grad av blandeeffekter mellom alle lisensene
- Sammenlign pose med klinkekuler og pose med ris -> Vil være plass til mye ris i rom mellom klinkekuler
 - Det betyr at felt med mye lette komponenter (gass) kan overføres til produkt med mange tunge komponenter (olje)
 - Felt med lav GOR blandet med felt med høy GOR har en tendens til å nærme seg hverandre i GOR
 - Gassløft med lang avstand mellom brønn og top-side anlegg kan endre splitt gass/olje sammenlignet med brønnstrøm uten gassløft (blandeeffekt)
 - I praksis trekkes gass mengde/-komposisjon fra på inngående brønnstrøm



6. Verdijustering

- Prinsippet bak verdijustering er å justere for forskjell i produkt verdi mellom ulike lisenser
- Ulik oljekvalitet kan gi ulike bidrag inn til produkter etter raffinering som er priset ulikt
 - Noen oljekvaliteter gir mer høyverdige produkter som er priset høyt (bensin/diesel) eller priset lavt (bunkerolje)
 - Priser variere fra dag til dag og følger sesong variasjoner
 - Produkter prises i USD/metric ton eller USD/bbls
- Skal deferral mengder (utsatt/tapt produksjon) gjøres opp før eller etter verdijustering?
 - Deferral en kommersiell transaksjon etter allokering
 - Naturlig at deferral gjøres opp på verdijusterte mengder

Product / Yield	Cut	Composition Weight fraction	Quality adjustment
Gas	IBP – 20 °C	x	None
Naphtha	20 - 150 °C	x	None
Kerosene	150 - 250 °C	x	Specific gravity
Gasoil	250 - 350 °C	x	Specific gravity
Vacuum gasoil	350 - 550 °C	x	Sulphur, wt%
Vacuum residue	550 °C +	x	Sulphur, wt% Viscosity, cst at 100 °C

Product / Yield	Platts quotation CIF NWE/Basis ARA
Gas	Fuel Oil 1.0% (PUAAL00)
Naphtha	Naphtha (PAAAL00)
Kerosene	Jet (PJAAU00)
Gasoil	Gasoil 0.1% (AAYWS00)
Vacuum gasoil	VGO 0.5-0.6%(AAHMZ00), VGO 2% max (AAHND00)
Vacuum residue	Fuel Oil 1.0%(PUAAL00), Fuel Oil 3.5 % (PUABA00), calculated Fuel Oil 1.5%

7. Anbefale en avtale for lisenser -> Appendix C

Allokering prinsipielt sett er enkelt, men detaljene er ofte komplekse

En allokeringsavtale skal være «**fair and prudent**» -> rettferdig for alle lisenser

- Hva ligger bak begrepet «fair and prudent»?
- Tolkes som «no gain/no loss»
 - Ingen skal tape eller vinne på at de blandes sammen med andre lisenser hvor brønnskomposisjoner føre til blandings effekter
 - $2 + 2 \neq 4$ når det gjelder hydrokarbon strømmer

Energi forbruk over installasjon må vurderes:

- Mindre energi forbruk for væskebehandling enn for gassbehandling -> Erfaringsmessig ca. 20/80 splitt i energiforbruk væske/gass
- Har noen av lisensene installert utstyr som ikke deles mellom alle? -> Energiforbruk dedikert lisens skal gjøres opp av lisens som står for forbruk
- Fuel gass som brukes for konvertering til power -> Virkningsgrad for utstyr må vurderes
- Kan ha betydning for fuel (og flare) fordeling om det er stor forskjell på GOR (gass-olje-rate)
 - Fordeling basert på olje eller gass eller hydrokarbon mengde produsert/eksportert

Elektrifisering på full fart inn og må sees spesielt på angående forbrukere

- Kan få effekt på CO₂/NO_x/klimavote avgifter avhengig av avtalemessige forhold

7. Anbefale en avtale for lisenser -> Appendix C con't

Presenterer anbefalt avtale for lisenser

- Legger frem alternative metoder basert på resultater fra simuleringer
- Ut ifra vurdering av usikkerheter fra brønn til eksport og kompleksitet i allokering metode anbefales en allokering metode
 - Vurdering av risk ved ulike modeller
- Da starter som regel de store diskusjonene ☹️😊
 - Anbefaling av metode basert på allokert masse/volum
 - Allokering prosedyre skal være teknisk
 - Alt for ofte er det kommersielle betraktninger som dominerer
 - Allokering metodikk er ikke en vitenskap med 2 strek under
 - Ulike metoder vil gi ulike svar – må ligge vurdering av verdikjeden bak en anbefaling
 - Operasjonalisering og oppfølging bør også ligge inne som gjennomførbart

Veien fra prosjekt til ferdig allokerings- og verdijusteringsavtale

Trine Amundsen Madsen og Harald Denstad

Hydrocarbon Management Workshop – 27. mai 2021

© Equinor ASA

This presentation, including the contents and arrangement of the contents of each individual page or the collection of the pages, is owned by Equinor. Copyright to all material including, but not limited to, written material, photographs, drawings, images, tables and data remains the property of Equinor. All rights reserved. Any other use, reproduction, translation, adaption, arrangement, alteration, distribution or storage of this presentation, in whole or in part, without the prior written permission of Equinor is prohibited. The information contained in this presentation may not be accurate, up to date or applicable to the circumstances of any particular case, despite our efforts. Equinor cannot accept any liability for any inaccuracies or omissions.