

# Eksperimentell modellering av ustabilitet i gassløftsystemer

**Kamil Martin Sagberg**

Petroleumsfag

Innlevert: juni 2013

Hovedveileder: Harald Arne Asheim, IPT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk



# Abstrakt

Gassløft er en kunstig løftemetode som brukes for å øke strømningsraten og den endelige utvinningsgraden i oljebrønner. Metoden kan brukes i tilfeller der brønnen på naturlig vis ikke klarer å opprettholde ønskelig strømningsrate fra reservoar til overflate. Dette kan enten skyldes reduksjon i reservoartrykk eller økning i trykktap fra reservoar til brønnehode. En av de største utfordringene ved gassløft er å hindre at sykliske variasjoner i rater og trykk oppstår i brønnen. Slik ustabilitet kan føre til operasjonelle problemer og tapt produksjon.

Denne masteroppgaven undersøker ustabilitet ved å modellere gassløft eksperimentelt i laboratorieskala. Modellen baserer seg på et system bestående av vann og luft, og forsøk viser at den er i stand til å simulere både stabile og ustabile strømningsforhold. Modellen er utformet på en slik måte at graden av ustabilitet kan kvantifiseres og justeres ved hjelp av ulike komponenter i gassløftsystemet. Med bakgrunn i stabilitetsteoriene blir sentrale stabiliseringstiltak undersøkt i modellen. Basert på målinger av resistansen til fluidene i produksjonsrøret, blir overgangen mellom stabile og ustabile forhold bestemt.

Forsøkene viser at økt trykktap over gassløftventilen virker stabiliserende på strømmingen. Det samme gjør økt gassinjeksjonsrate og redusert væskeinnstrømningsmotstand. Dette er alle funn som støttes av stabilitetsteoriene. Forsøkene gir også noen uventede resultater, som i stor grad kan forklares med utgangspunkt i modellens begrensninger. Blant annet gir redusert trykktap over gassløftventilen økt væskeproduksjon, til tross for at ustabiliteten tiltar. Dette skyldes trolig manglende friksjonsbidrag i produksjonsrøret.

Resultatene fra forsøkene blir også sammenlignet med stabilitetskriterier. Samsvaret mellom de predikerte og de observerte strømningsoppførselene er stort sett bra, noe som underbygger modellens evne til å gjenskape forholdene i en gassløftet brønn. En uoverensstemmelse mellom prediksjon og observasjon oppstår likevel ved endring av gassinjeksjonsrate, noe som kan skyldes modellens begrensninger.

# Abstract

Gas lift is an artificial lift method that can be used to increase the flow rate and the final recovery factor in oil wells. The method can be used in cases where the well fails to naturally maintain a desired flow rate from reservoir to surface. This could either be due to a reduction in reservoir pressure or an increase in pressure drop from reservoir to wellhead. One of the biggest challenges in gas lift is to prevent that cyclical variations in rates and pressures occur in the well. Such instability can lead to operational problems and lost liquid production.

This thesis examines instability by modeling gas lift experimentally in laboratory scale. The model is based on a system consisting of water and air, and experiments show that it is able to simulate both stable and unstable flow conditions. The model is designed in such a way that the degree of instability can be quantified and adjusted by using various components in the gas lift system. Based on stability theories, important stabilization measures are examined in the model. By measuring the resistance of the fluid flow in the tubing versus time, the transition between stable and unstable conditions are determined.

The experiments show that increased pressure drop across the gas lift valve has a stabilizing effect on the flow. So does increased gas injection rate and increased productivity index. These are all findings that are supported by the stability theories. The experiments also provide some unexpected results, but these can largely be explained by the model's limitations. For example, the reduction of pressure drop across the gas lift valve gives increased fluid production, despite that the system is being less stable. This is probably due to the lack of friction contribution in the production tubing.

The results from the experiments are also compared with stability criteria. The correlation between the predicted and the observed flow behavior is mostly good, which underpins the model's ability to replicate the conditions of a gas lift well. However, a discrepancy between prediction and observation arises when changing the gas injection rate. This may be due to the limitations of the model.

# Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som den avsluttende delen i mastergradstudiet Petroleumsfag ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Med min valgte spesialisering innen petroleumproduksjon har avhandlingen blitt skrevet under emnekoden TPG4905. Den ble skrevet ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk (IPT) våren 2013, og ble innlevert 5. juni 2013. Arbeidet som ledet frem til masteroppgaven har blitt veiledet av Professor Harald Arne Asheim ved IPT, NTNU.

Masteroppgaven er en videreføring av mitt eget prosjektarbeid fra høsten 2012, som resulterte i rapporten *Laborieriemodellering av ustabil gassløft og tilhørende stabilitetstiltak* (Sagberg, 2012). Prosjektets hovedfokus lå i å utvikle en grunnleggende laborieriemodell som kunne simulere stabile og ustabile gassløftforhold, samtidig som enkle stabilitetstiltak ble testet på modellen. Med bakgrunn i de positive resultatene som ble oppnådd i prosjektet, vil masteroppgaven baseres på en videreutvikling denne modellen. Målet er å utvikle modellen på en slik måte at den bedre kan simulere og kvantifisere ustabilitet. Videre vil masteroppgaven utforske flere sider av de eksperimentelle resultatene fra modellen, samtidig som stabilitetsteoriene mer aktivt vil bli knyttet direkte opp mot modelleringen.

Interessen for emnet gassløftustabilitet ble vekket gjennom erfaringer fra sommerjobb i produksjonsavdelingen til ConocoPhillips, hvor stabilisering av gassløftede brønner i Ekofisk-området utgjorde et av de viktigste fokusområdene. Videre bidro veileder Harald Asheim til å styrke denne interessen ytterligere, noe som i sin tur resulterte i arbeidet bak prosjektrapporten og denne masteroppgaven.

Først og fremst vil jeg takke Harald Asheim for inspirerende og lærerik veiledning, samt nyttige og avgjørende tips underveis i arbeidet. I tillegg vil jeg takke Asheim for å ha introdusert meg for gassløftmodellen, som han både har hatt ideen bak og konstruert grunntrekkene på. Videre vil jeg takke Håkon Myhren ved verkstedet på IPT for mye hjelp med konstruksjonen av modellen. En takk fortjener også Åge Sivertsen, som har vært behjelpelig med installasjonen av den nødvendige programvaren for resistansloggingen. Gisle Otto Eikrem og Geir Heggum ved Statoil takkes også for nyttige innspill i planleggingsfasen av oppgaven. I tillegg vil jeg takke Roger Overå for nyttige innspill på laboratoriet.

*Kamil Martin Sagberg  
Trondheim, Juni 2013*

# Innholdsfortegnelse

<b>INNLEDNING</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivasjon.....	1
1.2 Gassløft.....	2
1.3 Disposisjon.....	3
<b>GASSLØFTUSTABILITET</b> .....	<b>5</b>
2.1 Ustabilitetstyper.....	6
2.1.1 Casing heading.....	6
2.1.2 Tetthetsbølger.....	7
2.1.3 Doble gassløftbrønner.....	9
2.2 Konsekvenser av ustabilitet.....	10
<b>STABILITETSTEORIER</b> .....	<b>12</b>
3.1 Tidlige observasjoner.....	12
3.2 Asheim.....	13
3.3 Blick et al.....	14
3.4 Alhanati et al.....	14
3.5 Xu og Golan.....	15
3.6 Hu og Golan.....	16
3.7 Dalsmo et al. og Eikrem et al.....	16
3.8 Poblano et al.....	17
3.9 Fairuzov et al.....	18
3.10 Guerrero-Sarabia og Fairuzov.....	19
3.11 Lozada Aguilar et al.....	20
3.12 Maijoni og Hamouda.....	20
3.13 Sammenligning av teoriene.....	21
<b>TIDLIGERE LABORATORIEARBEID</b> .....	<b>23</b>
4.1 Torre et al.....	23
4.2 Anfinsen.....	24
4.3 Kinderen et al.....	25
4.4 Eikrem et al. og Aamo et al.....	26

<b>BESKRIVELSE AV MODELLEN.....</b>	<b>28</b>
5.1 Introduksjon.....	28
5.2 Generell beskrivelse .....	29
5.3 Gasstilførsel .....	30
5.4 Væsketilførsel.....	35
5.5 Produksjonsrør.....	38
5.6 Størrelser i modellen.....	41
5.6.1 Observatører.....	41
5.6.2 Overgang mellom stabil og ustabil strømning .....	42
5.6.3 Oversikt over størrelser .....	42
<b>RESULTATER.....</b>	<b>45</b>
6.1 Injeksjonsventilens innvirkning på stabiliteten .....	45
6.1.1 Vanninnstrømning.....	46
6.1.2 Frekvensspekter .....	47
6.1.3 Sammenligning med stabilitetskriterier .....	49
6.2 Gassinjeksjonsratens innvirkning på stabiliteten.....	50
6.2.1 Vanninnstrømning.....	51
6.2.2 Frekvensspekter .....	53
6.2.3 Stabilitetskart .....	55
6.2.4 Sammenligning med stabilitetskriterier .....	57
6.3 Væskeinnstrømningens innvirkning på stabiliteten.....	57
6.3.1 Vanninnstrømning.....	58
6.3.2 Frekvensspekter .....	59
6.3.3 Sammenligning med stabilitetskriterier .....	60
<b>FEILKILDER.....</b>	<b>62</b>
<b>DISKUSJON.....</b>	<b>65</b>
<b>KONKLUSJON.....</b>	<b>68</b>
<b>VIDERE ARBEID.....</b>	<b>69</b>
<b>Nomenklatur .....</b>	<b>70</b>
<b>Litteraturliste.....</b>	<b>72</b>
<b>Appendiks .....</b>	<b>75</b>

## Tabelliste

Tabell 1: Oversikt over de viktigste størrelsene i gass- og væsketilførselssystemene.....	43
Tabell 2: Beregnede stabilitetskriterier for ulike gassinjeksjonstrykktap. ....	50
Tabell 3: Beregnede stabilitetskriterier for ulike gassinjeksjonsrater. ....	57
Tabell 4: Beregning av strømningsverdier og målte trykktap for ulike slangelengder. ....	58
Tabell 5: Beregnede stabilitetskriterier for ulike vanninnstrømningsmotstander. ....	61
Tabell 6: Oppsummering av stabilitetskriteriene til Alhanati et al. (1993).....	76
Tabell 7: Verdier for beregning av Asheims kriterier, her for $\Delta p = 0,01$ bar og $q_g = 20$ %. ...	81

## Figurliste

Figur 1: Skisse av en gassløftbrønn (Eikrem, 2006). ....	3
Figur 2: Strømningsrater (y-akse) som funksjon av tid i minutter (x-akse) for en gassløftet brønn på Bragefeltet (Norsk Hydro; Hu, 2004). ....	6
Figur 3: Simulert forplantning av tetthetsbølger i produksjonsrør (Evers et al., 2009).....	8
Figur 4: Dobbel gassløftbrønn (Eikrem, 2006). ....	9
Figur 5: Skjæringspunkter mellom GPR og DPR (Xu & Golan, 1989).....	16
Figur 6: Stabilitetskart basert på kriteriene til Alhanati et al. (Poblano et al., 2002).....	17
Figur 7: Stabilitetskart som viser effekten av injeksjonsdybde i en gassløftet brønn på ..... 18	18
Figur 8: Stabilitetskart som viser effekten av stigerør diameter (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2006).....	19
Figur 9: Skjematisk oppsett av laboratoriebrønnen til Torre et al. (1987).....	24
Figur 10: Sammenligning av felldata og modellert stabilitetsgrense (Anfinsen, 1988).....	25
Figur 11: Væskeproduksjon som funksjon av injeksjonsrate for ulike brønnehodestrueringer (Kinderen et al., 1998).....	26
Figur 12: Forenklet skisse av laboriemodellen brukt i oppgaven. ....	31
Figur 13: Bilde av modellen, med gasstilførsel til venstre, produksjonsrør i midten og vanntilførsel til høyre. ....	32
Figur 14: Gassinjeksjonsventilen med u-rørsmanometeret bak. ....	35
Figur 15: Reservoartankutløpet med reservoarventilen til høyre og utblødningsventilen til venstre. Helt til venstre sees T-koblingen med splittingen av væskestrømmen.....	36
Figur 16: Ringelektroder i produksjonsrør med ledninger til transformator.....	39
Figur 17: Størrelser i produksjonsrøret. ....	44



Figur 18: Vanninnstrømning mot tid for forskjellige gassinjeksjonstrykktap .....	46
Figur 19: Frekvensspekter for $\Delta p = 0$ bar .....	47
Figur 20: Resistanslogg og frekvensspekter for $\Delta p = 0,010$ bar .....	47
Figur 21: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,015$ bar .....	48
Figur 22: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,025$ bar .....	48
Figur 23: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,050$ bar .....	48
Figur 24: Vanninnstrømning mot tid for forskjellige gassinjeksjonsrater. ....	51
Figur 25: Gjennomsnittlig vannproduksjon som funksjon av gassrate. ....	52
Figur 26: Frekvensspekter for $Q_g = 10$ % av maksimalraten. ....	53
Figur 27: Frekvensspekter for $Q_g = 20$ % av maksimalraten. ....	53
Figur 28: Frekvensspekter for $Q_g = 30$ % av maksimalraten. ....	54
Figur 29: Frekvensspekter for $Q_g = 35$ % av maksimalraten. ....	54
Figur 30: Frekvensspekter for $Q_g = 40$ % av maksimalraten. ....	54
Figur 31: Stabilitetskart basert på observert strømningsoppførsel i modellen. ....	56
Figur 32: Vanninnstrømning mot tid for forskjellige lengder på vannslangene. ....	59
Figur 33: Frekvensspekter for slangelengde = 25 meter. ....	59
Figur 34: Frekvensspekter for slangelengde = 10 meter. ....	60
Figur 35: Frekvensspekter for slangelengde = 5 meter. ....	60
Figur 36: Forenklet skisse av gassløftmodellen til Anfinen (1988). ....	77
Figur 37: Gassløftanlegget i Rijswijk i Nederland med (a) produksjonsrørene, (b) ringromsvolumet og (c) mikrodatamaskinen. ....	78
Figur 38: Modellen med kompressoren og loggeutstyret i midten av bildet. ....	79
Figur 39: Frekvensspekter for $\Delta p = 0$ bar og $Q_g = 10$ % .....	82
Figur 40: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,015$ bar og $Q_g = 10$ % .....	82
Figur 41: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,017$ bar og $Q_g = 10$ % .....	82
Figur 42: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,020$ bar og $Q_g = 10$ % .....	83
Figur 43: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,030$ bar og $Q_g = 10$ % .....	83
Figur 44: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,015$ bar og $Q_g = 25$ % .....	83
Figur 45: Frekvensspekter for $\Delta p = 0$ bar og $Q_g = 30$ % .....	84
Figur 46: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,020$ bar og $Q_g = 30$ % .....	84
Figur 47: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,030$ bar og $Q_g = 30$ % .....	84
Figur 48: Frekvensspekter for $\Delta p = 0$ bar og $Q_g = 40$ % .....	85
Figur 49: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,005$ bar og $Q_g = 40$ % .....	85
Figur 50: Frekvensspekter for $\Delta p = 0,020$ bar og $Q_g = 40$ % .....	85



## KAPITTEL 1:

# INNLEDNING

---

### 1.1 Motivasjon

I sin tidlige livsfase klarer de fleste oljebrønner på naturlig vis å sikre ønskelig strømningsrate fra reservoaret til overflaten. Trykket i bunnen av brønnen er med andre ord høyt nok til å overkomme summen av trykktap langs brønnbanen. Etter en tid med naturlig strømming vil ikke brønnen lenger klare å produsere med samme rate. Dette kan enten skyldes at bunnhullstrykket har blitt redusert på grunn av redusert reservoartrykk, eller at trykktapene langs brønnbanen har økt, for eksempel på grunn av innsnevring eller økt vannproduksjon (Takács, 2005).

På et slikt stadium kan kunstige løftemetoder vurderes. Disse metodene øker brønnens produktivitet ved å redusere mottrykket i bunnhullet, slik at innstrømmingen til brønnen øker. Grovt sett kan de kunstige løftemetodene deles inn i to undermetoder; nedihullspumping og gassløft (Golan & Whitson, 1996). Mens nedihullspumping øker trykket til fluidet i brønnen på ett eller flere bestemte dyp, reduserer gassløft den hydrostatiske gradienten på fluidet som strømmer i brønnen.

På norsk sokkel går stadig flere felt over i moden fase, noe som ofte innebærer lavere reservoartrykk og høyere vannkutt. Gassløft og andre kunstige løftemetoder blir dermed viktige redskaper for å opprettholde oljestrømningsraten, og samtidig sikre høyest mulig endelig utvinningsgrad fra reservoaret. Gassløft er særlig populært for oljebrønner til havs, på grunn av relativt lite utstyr på overflaten og lite intervensjonsbehov (Rigzone, 2013). Shell rapporterer at 25 % av deres totale oljeproduksjon kommer fra gassløftede brønner (Eikrem, 2006).

Blant de største utfordringene ved bruk av gassløft, er at løftesystemet under visse betingelser kan bli til dels svært ustabil. Et ustabil system vil oppleve at rater og trykk varierer i mer eller mindre tidskonstante sykluser. Disse variasjonene er svært lite ønskelige i et gassløft-system, siden de kan resultere i operasjonelle problemer på overflaten og tapt oljeproduksjon. En av ustabilitetene som kan oppstå kalles *casing heading*, som vil være denne rapportens hovedfokus. Denne typen ustabilitet tar utgangspunkt i at trykk- og ratevariasjonene forplanter seg fra produksjonsrøret til ringrommet, slik at gasstilførselen til produksjonsrøret vil variere med tid.

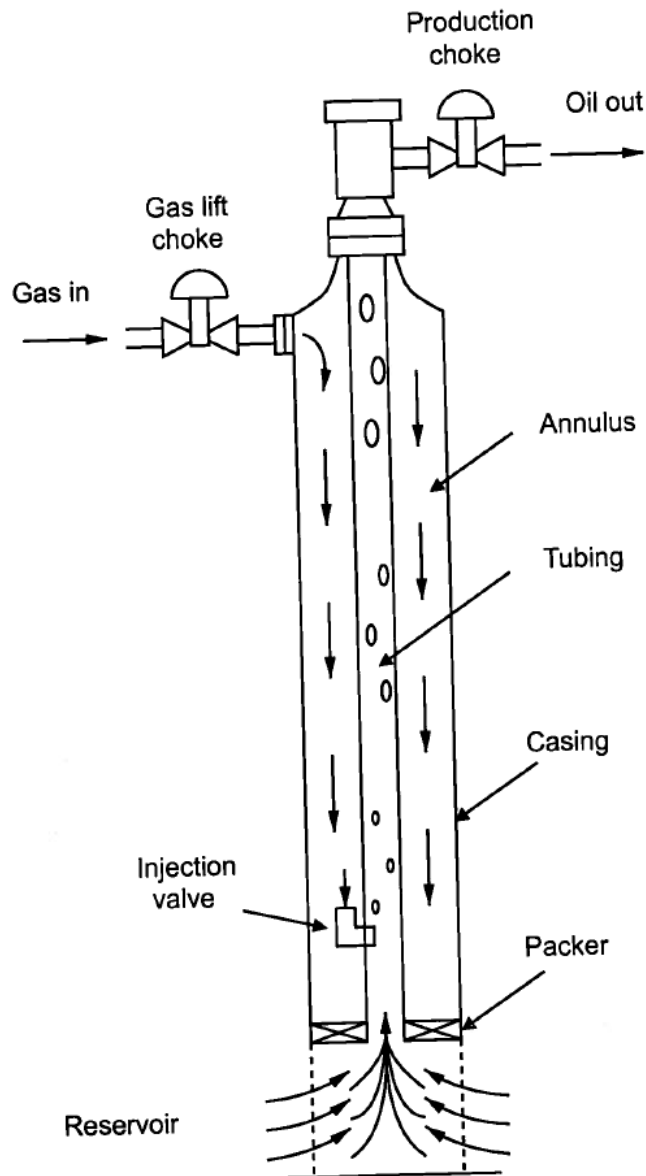
Det å sikre brønnen mot ustabile forhold er ofte en vanskelig oppgave. Parametre relatert til reservoarfluider, innstrømningsforhold, brønnkomplettering og injeksjonssystem vil alle virke inn på gassløftstabiliteten. I tillegg vil mange forhold endres over brønnens levealder, slik som vannkutt og brønntrykk. Dermed kan ustabilitet oppstå etter flere års stabil produksjon. Gassløftsystemet må derfor designes på en slik måte at brønnen kan produsere stabilt gjennom hele sin levetid, uten bruk av dyre brønnintervensjoner og produksjonsstopp. For å kunne utforme et stabilt og samtidig effektivt løftesystem, vil det derfor være essensielt å forstå hvordan ulike enkeltparametere påvirker systemet. Hovedmålet med denne rapporten vil derfor være å utvikle en gassløftmodell som kan simulere og kvantifisere både stabile og ustabile løfteforhold på en fullstendig måte. Med bakgrunn i denne modellen vil aspekter knyttet til ustabilitet bli studert og knyttet til relevante stabilitetsteorier. Særlig vil de justerbare parametrene innvirkning på stabiliteten bli undersøkt.

## 1.2 Gassløft

Virkemåten til gassløft er relativt enkel. Gass injiseres nede i produksjonsrøret, slik at den blander seg med fluidstrømmen fra reservoaret, og dermed reduserer tettheten til fluidblandingen. På den måten vil den hydrostatiske gradienten i produksjonsrøret reduseres, noe som medfører at man kan produsere med lavere bunnhullstrykk. Innstrømningen til brønnen fra reservoaret vil dermed øke. Komprimert gass sendes som regel ned i brønnen gjennom ringrommet, og strømmer inn i produksjonsrøret via en dyse. Over denne dysen er det typisk et trykkfall på 50 til 100 psi (3 til 7 bar) (Fairuzov et al., 2004). Dette hindrer at brønnfluider strømmer fra produksjonsrøret til ringrommet, samtidig som det i utgangspunktet skal sikre stabil innstrømning av gass. En enkel skisse av et gassløftsystem er vist i figur 1.

Injeksjon av gass i produksjonsrøret bidrar til at fluidraten i røret blir høyere, noe som igjen vil gi høyere friksjonstrykktap langs røret. For å vurdere effektiviteten til gassinjeksjonen, må den reduserte hydrostatiske gradienten settes opp mot den økte friksjonen. Dersom tetthetsreduksjonen dominerer, kan gassløft være fordelaktig for en brønn. Desto mer gass som strømmer naturlig inn i produksjonsrøret fra reservoaret, desto mindre effekt vil løftegassen ha, grunnet naturlig lav fluidtetthet i brønnen. Størst positiv innvirkning på produksjonen vil gassløft dermed ha for tunge oljer med lavt gassinnhold, eller for brønner med høyt vannkutt.

For en noe mer utfyllende introduksjon til emnet gassløft, vises det til prosjektrapporten (Sagberg, 2012) som denne masteroppgaven er en fortsettelse på. Her omtales trykkprofilene i en gassløftet brønn, kriterier for valg av injeksjonsdybde og overflatehåndteringen av gassen. I tillegg nevnes de viktigste fordelene og ulempene med gassløft. En langt grundigere innføring til gassløft finnes i Takács (2005), hvor også andre kunstige løftemetoder blir gjennomgått.



**Figur 1:** Skisse av en gassløftbrønn (Eikrem, 2006).

### 1.3 Disposisjon

Oppgaven er delt inn i ti kapitler. Kapittel 2 og kapittel 3 danner det teoretiske grunnlaget for utviklingen av gassløftmodellen. I kapittel 2 vil de grunnleggende prinsippene rundt ustabilitet i gassløftsystemer bli forklart. Her vil ulike ustabilitetstyper bli diskutert, i tillegg til at mulige konsekvenser av ustabil produksjon vil bli belyst. Kapittel 3 tar for seg ulike stabilitetsteorier som har blitt presentert siden studien av ustabilitet startet for omtrent 60 år siden. Stabilitetsteoriene inneholder også kriterier og grafiske løsninger for å predikere når ustabilitet teoretisk vil oppstå i et gassløftsystem. Til slutt i kapittelet sammenlignes teoriene, og likheter og ulikheter trekkes fram.

Kapittel 4 presenterer tidligere arbeider med eksperimentell modellering av ustabil gassløft, og trekker frem interessante resultater og nyttig lærdom fra disse. Kapittel 5 beskriver

oppsettet til gassløftmodellen, og skisserer antagelsene som ligger bak. De ulike delene av modellen blir presentert i detalj, og sammenlignes med tilsvarende deler i reelle gassløftbrønner. Avslutningsvis blir alle dimensjoner og variable størrelser i modellen presentert. Kapittel 6 tar for seg forsøkene som blir gjort på gassløftmodellen, og presenterer resultatene fra disse. Forsøkene blir delt i tre hoveddeler. Disse tar for seg bidragene fra henholdsvis gassinjeksjonsventilen, gassinjeksjonsraten og væskeinnstrømningsmotstanden på stabiliteten i modellen.

Kapittel 7 trekker frem mulige feilkilder og unøyaktigheter i modellen, og diskuterer hvordan disse kan påvirke resultatene. Kapittel 8 trekker frem de viktigste funnene fra resultatkapittelet, og diskuterer disse opp mot tidligere arbeider og stabilitetsteorier. Resultater som avviker fra teoriene og forventet utfall vil bli særlig belyst i dette kapittelet. Konklusjonene fra forsøkene på modellen trekkes i kapittel 9, med bakgrunn i diskusjonen i det foregående kapittelet. Til sist, i kapittel 10, listes det opp forslag til videre arbeid med gassløftmodellen og utvikling av denne.

## KAPITTEL 2:

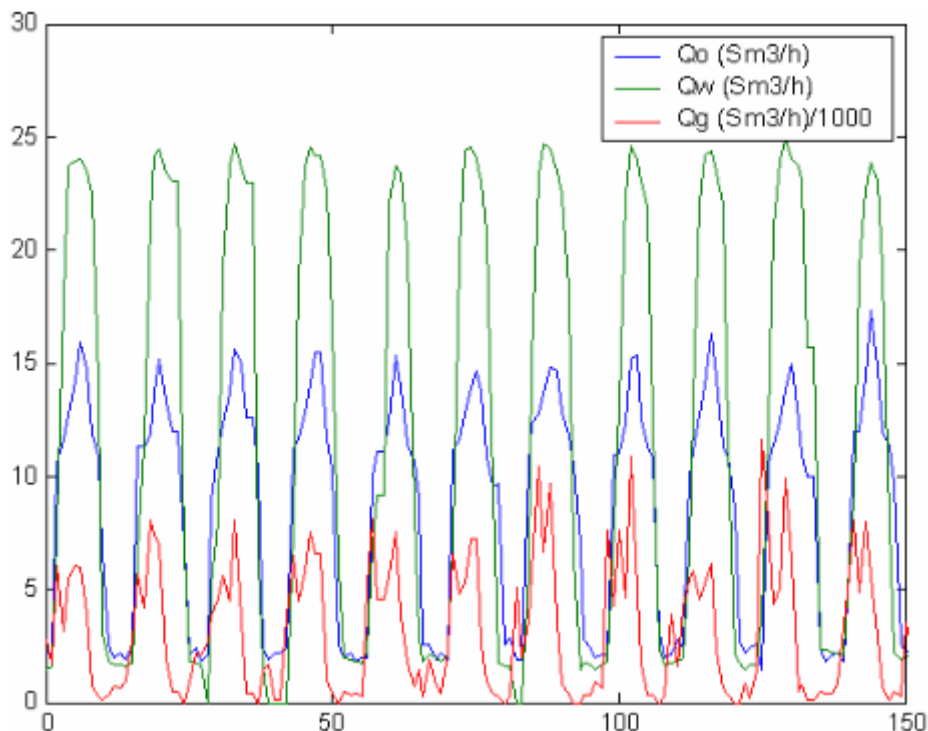
# GASSLØFTUSTABILITET

---

Normalt vil man oppleve små trykk- og ratevariasjoner i de fleste flerfasesystemer grunnet redistribuering av fluidene. I et gassløftsystem vil man ha vertikal flerfasestrømning bestående av gass og olje, samtidig som vann i mange tilfeller også er tilstede. Et kontinuerlig gassløftsystem vil bli ustabil dersom små variasjoner i trykk og rater forsterkes av brønnens karakteristikk, slik at store oscillasjoner oppstår. Disse oscillasjonene vil ofte være av periodisk karakter, der svingningene gjentas i tidskonstante sykluser. I enkelte løftesystemer kan gassinnstrømningen til produksjonsrøret stoppe helt opp som følge av ustabiliteten. Dermed får man i praksis et diskontinuerlig eller periodisk gassløftsystem, som sjelden er ønskelig, på grunn av reduserte produksjonsrater. Videre vil gass- og væskestrømningen til overflaten også variere i et ustabil system, og kan i likhet med gassinjeksjonen bli diskontinuerlig.

Sterk ustabilitet i gassløftsystemer er forholdsvis enkelt å oppdage i moderne brønner som kontinuerlig måler produserte fluidrater, og i tillegg har trykksensorer plassert ulike steder i brønnen. I dag er denne informasjonen ofte tilgjengelig i sanntid for de som jobber med brønnen, både på land og på plattformer. Figur 2 viser hvordan produserte strømningsrater typisk kan variere i et svært ustabil gassløftsystem. Her kan man tydelig se en klar periodisitet i svingningene. Langt vanskeligere er det derimot å oppdage svak ustabilitet. Dersom frekvensen på den svake ustabiliteten i tillegg er lav, vil man vanskelig kunne oppdage den fra trykk- og rateprofiler mot tid. Tilfeldige variasjoner i strømningsratene og trykkene vil ofte kunne dominere i slike systemer. Den svake ustabiliteten kan likevel være ugunstig både for prosesseringen av fluidene og effektiviteten til løftesystemet, til tross for at støyen virker dominant.

Den konvensjonelle fremgangsmåten for å motvirke ustabilitet i løftesystemer, har vært å øke gassinjeksjonsraten, strupe fluidstrømmen på brønnehodet eller overdimensjonere væskefangeren og resten av prosesseringsmottaket (Dalsmo et al., 2002). Disse metodene hevdes likevel å generere ineffektiv produksjon eller unødvendig høye kostnader, slik vi senere skal se i stabilitetsteoriene. I ekstreme tilfeller kan ustabilitet føre til at brønner blir stengt ned, fordi kostnadene ved å stabilisere den overgår inntjeningen fra brønnen. I slike tilfeller kan rekomplettering av brønnen være aktuelt, men dette er også et svært dyrt alternativ (Dalsmo et al., 2002).



**Figur 2:** Strømningsrater (y-akse) som funksjon av tid i minutter (x-akse) for en gassløftet brønn på Bragefeltet (Norsk Hydro; Hu, 2004).

## 2.1 Ustabilitetstyper

### 2.1.1 Casing heading

Den vanligste og mest studerte formen for ustabilitet i gassløfts-systemer kalles casing heading. Denne formen for ustabilitet tar utgangspunkt i at strømningsdynamikken i produksjonsrøret og i ringrommet kobles sammen over gassløftventilen (Eikrem et al., 2005). Eventuelle strømningsforandringer i produksjonsrøret vil derfor føre til forandringer i trykk- og strømningsforhold i ringrommet. Graden av kommunikasjon over gassløftventilen vil avhenge av ventilkarakteristikken. Dersom trykkfallet over ventilen er lavt for høye gassrater, vil endringer i produksjonsrøret lettere forplante seg til ringrommet.

Nå følger en kort beskrivelse av hvordan casing heading kan oppstå i et gassløfts-system, basert på beskrivelsen til Xu og Golan (1989). Dersom man for eksempel opplever et lite trykkfall i bunnen av brønnen grunnet en mindre endring i fluidinnstrømning fra reservoaret, vil systemet som helhet respondere på dette. Man kan da forvente at innstrømningen av både reservoarfluid og løftegass til produksjonsrøret øker som følge av trykkfallet. Innstrømningen av gass avhenger av trykkforskjellen mellom ringrommet og produksjonsrøret, i tillegg til ventilkarakteristikken. Dersom gassinnstrømningen øker relativt sett mer enn innstrømningen fra reservoaret, vil tettheten til fluidblandingen i produksjonsrøret reduseres. Dette vil igjen føre til en reduksjon i bunnhullstrykket på grunn av en lettere hydrostatisk kolonne i røret. Dermed vil brønnen få en ytterligere økning i relativ gassinnstrømning. Denne repeterende og selvforsterkende prosessen karakteriseres som positiv tilbakekobling (eng. positive feedback).



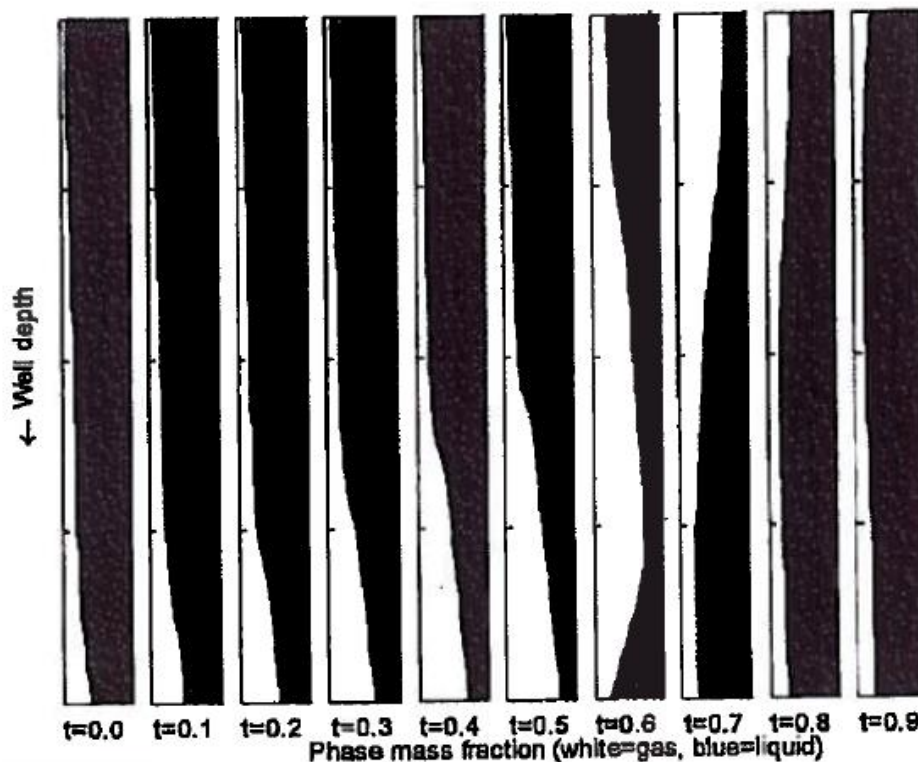
I det tenkte scenarioet vil gassraten som strømmer inn i ringrommet holde seg konstant, gitt at strømmingen gjennom injeksjonsventilen på toppen er kritisk. Dermed vil ringrommet oppleve et netto gasstap ved høy utstrømning til produksjonsrøret. Etter hvert vil ikke ringrommet klare å opprettholde den høye utstrømningsraten, slik at den relative gassinnstrømmingen til røret reduseres. Dermed vil trykket i brønnen øke, siden fluidinnstrømmingen fra reservoaret ikke begrenses på samme måte som gassinnstrømmingen. Dette vil igjen føre til stadig mindre gassinnstrømning, og stadig tyngre fluidblanding i røret. Samtidig vil gassen komprimeres i ringrommet, noe som gjør at trykket vil øke også her. Når ringromstrykket blir høyt nok, vil gassinnstrømmingen til røret øke igjen. Dermed vil prosessen gjenta seg selv (Xu og Golan, 1989).

Fremgangsmåten brukt ovenfor kan gjøres analytisk ved å se på strømningsligningene i ringrommet og produksjonsrøret, samt over gassløftventilen. Denne tilnærmingen, kalt perturbasjon, ser på inkrementelle endringer i strømningsrater og trykk, og tilhørende utslag i de andre brønnparametrene. I mange tilfeller vil brønnens respons på disse små endringene dempe den drivende kraften bak endringene, noe som kalles negativ tilbakekobling. I eksempelet ovenfor vil gassløftsystemet oppleve negativ tilbakekobling dersom innstrømmingen fra reservoaret øker relativt sett mer enn gassinnstrømmingen når bunnhullstrykket reduseres. Dermed vil den hydrostatiske kolonnen i produksjonsrøret bli tyngre, slik at trykket i brønnen raskt øker tilbake til normalt nivå. Brønnforholdene vil dermed stabilisere seg innen kort tid (Xu og Golan, 1989).

Casing heading er ustabilitetstypen som senere vil bli modellert eksperimentelt, og som derfor vil være oppgavens hovedfokus. Stabilitetsteoriene i det neste kapittelet vil også primært fokusere på denne typen ustabilitet. Ustabilitet vil derfor referere til casing heading i denne oppgaven, med mindre noe annet står nevnt.

### **2.1.2 Tetthetsbølger**

Ustabilitet basert på tetthetsbølger (eng.: density waves) kan oppstå dersom strømmingen gjennom gassløftventilen er kritisk, slik at det ikke er noen dynamisk kobling mellom strømmingen i produksjonsrøret og i ringrommet (Evers et al., 2009). Under disse betingelsene vil ikke casing heading oppstå, siden interaksjonen mellom produksjonsrøret og ringrommet er brutt. Eventuelle ustabiliteter i produksjonsrøret vil derfor ikke bli overført til ringrommet. Den konstante gassinjeksjonen kan likevel føre til ustabilitet i produksjonsrøret, ifølge blant andre Hu og Golan (2003) og Evers et al. Dette tar utgangspunkt i at små variasjoner i fluidinnstrømmingen fra reservoaret kan endre tofasettetheten i bunnen av brønnen, dersom gassinjeksjonsraten er konstant. Denne tetthetsendringen vil påvirke trykkfallet langs brønnbanen, spesielt dersom strømmingen er dominert av gravitasjon. Variasjonene i fluidtettheten vil bevege seg oppover røret som en tetthetsbølge eller kontinuitetsbølge. Evers et al. simulerte denne forplantningen av tettheten i røret, som er et uttrykk for variasjonene i fasefraksjon langs rørbanen. Resultatet kan ses i figur 3.



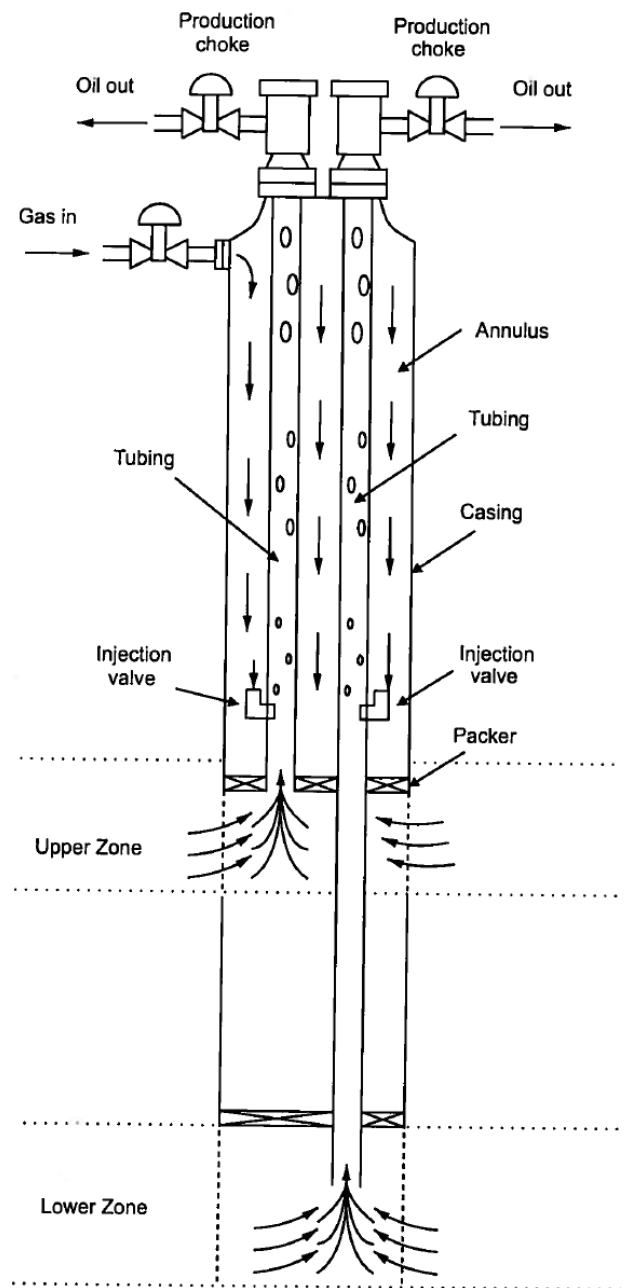
**Figur 3:** Simulert forplantning av tetthetsbølger i produksjonsrør (Evers et al., 2009).

De numeriske simuleringene til Evers et al. (2009) indikerer at tetthetsbølger oppstår dersom brønnen produserer på det ustabile likevektspunktet mellom brønnens innstrømningskarakteristikk (IPR) og produksjonsrørets løftekarakteristikk (VLP). En slik situasjon kan oppstå dersom den injiserte gassraten ikke er tilstrekkelig for å opprettholde produksjon på det stabile likevektspunktet. Basert på dette argumentet vil ustabilitet med utgangspunkt i tetthetsbølger elimineres dersom gassinjeksjonsraten er høy nok. Dette kom også Hu og Golan (2003) frem til. Videre hevdet Evers et al. at strømmingen i produksjonsrøret må være dominert av gravitasjon for at tetthetsbølger skal kunne forplante seg oppover i røret. Dersom gravitasjonen ikke dominerer, vil det nemlig ikke finnes et ustabil likevektspunkt for brønnen. Likevel påpekte de at stabil produksjon fortsatt er mulig under gravitasjonsdominerte forhold. I tillegg krever dannelsen av tetthetsbølger høy produktivitetsindeks, noe som muliggjør tidvis svært høy innstrømningsrate fra reservoaret.

Hu og Golan (2003) hevdet at tetthetsbølger ikke alltid er ensbetydende med dannelsen av ustabilitet i løftesystemet, siden brønnen har en selvkontrollerende evne. En hver økning i brønntrykk på grunn av økt væskeinnstrømning fra reservoaret, vil nemlig resultere i lavere innstrømning. Dette vil igjen føre til en reduksjon i blandingstettheten i røret, og dermed lavere brønntrykk. Problemet er at denne negative tilbakekoblingen forsinkes av strømningshastigheten og brønnens lengde. Tilbakekoblingen vil derfor ikke nødvendigvis være i samme fase som væskeinnstrømningen til brønnen. Hu og Golan hevdet videre at ustabilitet forårsaket av tetthetsbølger har blitt observert i dype gassløftbrønner i Nordsjøen som produserer fra trykkavlastede reservoarer.

### 2.1.3 Doble gassløftbrønner

Normalt vil gassløftbrønner utstyres med ett produksjonsrør, dersom ikke spesielle forhold taler for flere. Ofte vil det være ønskelig med to rør dersom brønnen produserer fra to separate oljesoner som ligger på ulike dybder. Grunnen til dette er at hver oljesone ideelt sett bør produseres uavhengig av den andre, slik at dreneringen optimaliseres (Takács, 2005). En gassløftbrønn med kontinuerlig produksjon gjennom to isolerte produksjonsrør kalles en dobbel gassløftbrønn (eng.: dual gas-lift well). Figur 4 viser en typisk kompettering av en slik brønn. Brønnen har kun ett ringrom, slik at den injiserte gassen vil løfte væsken i begge rørene. Injeksjonsdybden vil være den samme i begge rørene, siden produksjonspakningen over den øverste oljesonen hindrer gassen i å strømme videre nedover.



**Figur 4:** Dobbelt gassløftbrønn (Eikrem, 2006).

Utfordringen med dobbelt gassløft er å fordele gassen optimalt på de to produksjonsrørene (Eikrem, 2006). Rørene vil ha forskjellige trykk og fluidkomposisjon, slik at valg av korrekte gassløftventiler vil være avgjørende for å maksimere løfteeffekten i begge rørene. Dersom ventilene ikke er korrekt dimensjonert, eller systemet forandres betydelig med tiden, kan man få en situasjon der gassen bare strømmer inn i ett av produksjonsrørene. Denne situasjonen refereres til som gassfordelingsustabilitet, og fører til samlet produksjonstap fra brønnen. Slik ustabilitet kan unngås dersom trykktapene i produksjonsrørene domineres av friksjon, eller dersom brønnen med for høy gassrate strupes på brønnehodet. En annen løsning vil være å skifte ut gassløftventilene underveis i brønnens levetid, men dette vil kreve kostbar brønnintervensjon. Eikrem skisserer dynamisk struping på brønnehodet, basert på kontrollstrukturer, som en bedre løsning for å stabilisere systemet. Slike løsninger har også blitt foreslått for normale gassløftsystemer med ett produksjonsrør, noe vi vil komme tilbake til i kapittel 3.

## 2.2 Konsekvenser av ustabilitet

Ustabilitet i kontinuerlige gassløftsystemer fører med seg en rekke negative konsekvenser. Blant disse er operasjonelle og driftsmessige problemer knyttet til prosesseringen av fluidene. Trykkstøt i produksjonsfasilitetene kan bli så store at de for eksempel resulterer i nedstengning av kompressorer nedstrøms separatorene (Alhanati et al., 1993). Store variasjoner i strømningsratene på brønnehodet kan også føre til dårlig separasjon og begrense kapasiteten til separatorene (Hu & Golan, 2003). I tillegg vil ratesvingninger kunne føre til perioder med svært høy gassrate, og tilhørende nødvendig fakling (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2006). Ustabilitet vil ofte føre til sluggstrømning, noe som innebærer at gass- og væskestrømningen kommer støtvis. Sluggstrømning er det strømningsregimet som forårsaker de største utfordringene i flerfasestrømning, ikke minst i prosesseringsfasilitetene (Eikrem, 2006).

Hu og Golan (2003) rettet søkelys mot det resulterende produksjonstapet ustabilitet i løftesystemet kan føre til. Ifølge deres resultater fra strømningssimulatoren OLGA kan man forvente 20 til 40 % produksjonstap i ustabile brønner sammenlignet med stabile brønner. For å nå ønsket utvinningsgrad fra feltet eller brønnen må dermed perioden med haleproduksjon forlenges for å veie opp for den reduserte produksjonsraten. Dette vil øke prosjektkostnadene voldsomt, i og med at de løpende operasjonelle kostnadene forlenges i tid. Også Garnaud et al. (1996) fant på sin testbrønn at oljeproduksjonen økte med over 20 % når brønnen ble stabilisert. De mente at dette var en sannsynlig snittverdi for produksjonsøkning som følge av stabilisering. Samtidig hevdet de at økninger opp mot 50 % var blitt observert i andre brønner.

Videre er det svært lite kostnadseffektivt å injisere gass i brønnen om den ikke blir brukt optimalt (Alhanati et al., 1993). Gassen kan allokere til andre, mer effektive formål, spesielt dersom den må importeres til brønnen fra andre felt. I de tilfellene der brønnen bruker sin egen assosierte gass til løfteformål, vil ratevariasjoner på brønnehodet også føre til ratevariasjoner i fluidbehandlingen. Ofte vil gassen fra en brønn separeres og injeksjonskomprimeres sammen med gassen fra de andre brønnene i brønneklyngen. Dette kan føre til at

ustabilitet i én brønn forplanter seg til andre brønner i det samme gassirkuleringssystemet, noe som er uheldig (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2006).

Alhanati et al. (1993) trekker frem at ustabilitet kan hindre pålitelige produksjonsmålinger og brønntestinger, fordi ratene og trykkene varierer mye. Dette kan igjen gjøre det vanskelig å predikere fremtidig produksjon fra brønnen. Samtidig kan det bli vanskelig å bestemme optimal løftegassrate dersom reservoarinnstrømningen endres med tid. I tillegg kan upålitelige produksjonsmålinger gjøre allokasjon av de produserte fluidene vanskelig, både med tanke på lagring, transport og kundeforpliktelser.

Med disse uheldige konsekvensene av ustabil gassløft, fremstår det som åpenbart at det bør legges ned en del arbeid for å sikre stabile brønnforhold. Den største utfordringen med dette er at brønnforholdene vil endres gjennom brønnens levetid. For å unngå dyre intervensjonsoperasjoner, må brønnen designes på en slik måte at den fungerer best mulig lengst mulig. Dermed vil det være essensielt å sikre stabile brønnforhold med et lang tidsperspektiv, selv om brønnen ikke nødvendigvis har behov for gassløft fra oppstart av. Prediksjon av fremtidige brønnforhold kan imidlertid være svært vanskelig. Hu og Golan (2003) peker på at dette er spesielt vanskelig i trefasesystemer, fordi det er mer komplekst å simulere strømning i slike systemer.

## KAPITTEL 3:

# STABILITETSTEORIER

---

### 3.1 Tidlige observasjoner

De første systematiske karakteriseringer og observasjoner av ustabilitet ble gjort tidlig på 1950-tallet. Bertuzzi et al. (1953) studerte oppførselen til gassløftede brønner, blant annet i en dedikert testbrønn. De fokuserte hovedsaklig på gassløftytelsen i systemet, men oppdaget også at voldsomme oscillasjoner oppsto dersom løftegassraten ble redusert under et gitt nivå.

Gilbert (1954) gjorde observasjoner og lagde karakteristikker av ustabilitetsprosesser i uløftede oljebrønner. I disse brønnene hopet assosiert gass seg opp i ringrommet. Dette initierte ustabiliteter når gassen ved tilstrekkelig høyt trykk begynte å strømme ut i produksjonsrøret, og med det endret trykk- og rateforholdene i brønnen. Gilbert foreslo å sette en produksjonspakning mellom det innerste foringsrøret og produksjonsrøret, slik at gassen ikke kunne akkumulere i ringrommet.

For de brønnene som allerede var i produksjon, foreslo Gilbert i tillegg en mer kostnads-effektiv stabiliseringsløsning. Ved å installere en trykkaktivert ventil langt nede i produksjonsrøret, en såkalt intermitter, kan produksjonsrøret stenges og åpnes basert på trykket øverst i ringrommet. Ved et definert, nedre ringromstrykk vil ventilen stenges, slik at fluidene fra reservoaret strømmer ut i ringrommet. Dette vil gi en rask trykkøkning i ringrommet, hvorpå ventilen åpnes igjen ved et gitt maksimaltrykk. Denne gjentatte sekvensen hevdet Gilbert kunne eliminere ustabilitet i oljebrønner uten produksjonspakning, samtidig som perioden med naturlig strømming i brønnen ble forlenget. I dag er alle oljebrønner utstyrt med produksjonspakning, noe som fjerner behovet for ventiler av denne typen i produksjonsrøret.

Grupping et al. (1984a, 1984b) utviklet en numerisk modell for et gassløftsystem, og brukte denne til å undersøke ustabilitetsmekanismer. Modellen var ifølge Grupping et al. i stand til å simulere ustabilitet i toppen av ringrommet og i produksjonsrøret. Basert på simuleringsresultatene foreslo de flere stabiliseringsmetoder for gassløftede brønner.

Fitremann og Vedrines (1985) utviklet på sin side en matematisk modell av strømmingen i et gassløftsystem. På denne modellen utførte de en lineær stabilitetsanalyse for å finne ut hvilke

brønnforhold som genererte et ustabil system. Modellen ble sammenlignet med laboratorieeksperimenter, men ble aldri testet mot felldata.

## 3.2 Asheim

En mer praktisk tilnærming til fenomenet ustabilitet tok Asheim (1988) da han utviklet to kriterier for stabilitet i gassløftede brønner. Disse er utledet ved å betrakte brønnens respons på små endringer i brønnforholdene, samtidig som det er gjort visse forenklinger i systemet. Transient innstrømning fra reservoaret er neglisjert, slik at sammenhengen mellom strømningsrate og bunnhullstrykk er antatt lineær. Dette er en antakelse som både Gruppung et al. og Fitremann og Vedrines også gjorde. Videre antok Asheim at strømmingen gjennom gassløftventilen er isothermal, noe som neglisjerer eventuell kjøling av gassen ved ekspansjon. I tillegg er slipp i tofasestrømmingen sett bort i fra, samtidig som produksjonsrøret er antatt å være dominert av gravitasjonskrefter. Dermed ser Asheim bort fra friksjonskrefter, som virker dependende på eventuelle ustabiliteter i røret.

Det første kriteriet til Asheim kvantifiserer stabilitet ut i fra innstrømningsresponsen til brønnen ved en reduksjon i bunnhullstrykket. Dersom gassinnstrømmingen øker relativt sett mer enn væskeinnstrømmingen, vil dette kunne initiere ustabiliteter, som beskrevet i kapittel 2.1.1. Matematisk kan stabilitetskriteriet uttrykkes som  $\delta\rho_i/\delta p_i < 0$ , hvor tilfredsstilt kriterium indikerer stabil brønn. Ved å ta i bruk andre brønnparametre, kan dette omformes til:

$$F_1 = \frac{\rho_{g,sc} B_g q_{g,sc}^2 J}{q_{L,sc} (EA_i)^2} > 1. \quad (3.1)$$

Symbolene i denne og de videre ligningene er forklart i nomenklaturet på side 70. Fra dette kriteriet fremgår det klart at en høy løftegassrate, en høy produktivitetsindeks og en liten ventilåpning mellom ringrom og produksjonsrør fremmer stabiliteten i brønnen. Samtidig vil det være gunstig med en høy gasstetthet ved standard betingelser, men dette er en parameter som vanskelig lar seg bestemme. Gasstettheten er som oftest et gitt produkt av brønnstrømmen.

Asheims andre stabilitetskriterium er relatert til trykkresponsen i ringrommet sammenlignet med trykkresponsen i produksjonsrøret, gitt at det første kriteriet ikke indikerer stabilitet. Dersom trykket i ringrommet synker raskere enn trykket i produksjonsrøret, vil gassinnstrømmingen til røret avta, noe som vil stabilisere systemet. Matematisk kan dette uttrykkes som  $\delta q_{gi}/\delta t < 0$ , noe som etter en del matematikk og implementering av antakelsene resulterer i følgende kriterium:

$$F_2 = \frac{V_t}{V_c} \frac{1}{gD} \frac{p_t}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi}(1 - F_1)} > 1. \quad (3.2)$$

Fra dette kriteriet ser man at et stort forhold mellom produksjonsrørvolumet og gassledningsvolumet vil være gunstig med hensyn til stabilitet. Gassledningsvolumet vil ofte være

ringromsvolumet, men kan også vise til en dedikert gassinjeksjonsstreng. I tillegg viser kriteriet at et høyt brønntrykk fremmer stabiliteten, samtidig som det bekrefter at høy injeksjonsrate også er gunstig.

### 3.3 Blick et al.

Blick et al. (1988) utviklet også stabilitetskriterer, men tilnærmet seg problemet på en annen måte enn Asheim. De utviklet en matematisk modell bestående av differensialligninger som beskriver de trykkavhengige variablene i et gassløftsystem. Differensialligningene ble deretter Laplace-transformert og kombinert ved hjelp av Cramers regel, som gir et uttrykk for løsningene til et lineært ligningssystem. Dermed oppnådde de en karakteristisk ligning med tre koeffisienter,  $K_1$ ,  $K_2$  og  $K_3$ . For et gassløftsystem med lineær innstrømningskarakteristikk fikk de følgende uttrykk for koeffisientene:

$$K_1 = (M_1 + M_2)(C_S - C_T + \frac{J}{ab}) \quad (3.3)$$

$$K_2 = \left[ \left( \frac{\partial p_{tf}}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_0 \right] \left( \frac{J}{ab} + C_S \right) + J(M_1 + M_2) - C_T \left[ \left( \frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_0 \right] \quad (3.4)$$

$$K_3 = \left[ \left( \frac{\partial p_{tf}}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_0 \right] J + 1. \quad (3.5)$$

Rouths stabilitetskriterium sier at et system er stabilt dersom alle koeffisientene i den karakteristiske ligningen har likt fortegn. Dette er direkte overførbart til brønnmodellen til Blick et al., hvor likt fortegn på de tre  $K$ 'ene vil indikere stabilitet. Motsatt vil modellen predikere ustabilitet dersom en av koeffisientene har forskjellig fortegn fra de to andre.

### 3.4 Alhanati et al.

Alhanati et al. (1993) påpekte at kriteriene til Blick et al. var ganske forskjellige fra Asheims kriterier. Disse uoverensstemmelsene skyldes ifølge dem to hovedgrunner. For det første var den matematiske fremgangsmåten til Blick et al. mer dyptgående. For det andre brukte Asheim og Blick et al. forskjellige modeller for å beskrive oppførselen til komponentene i brønnsystemet. Samtidig pekte Alhanati et al. på at Asheims kriterier var enklere å bruke i praktiske tilfeller, siden disse bygger på variabler som aktivt brukes i designet og driften av et gassløftsystem.

For å komme frem til mer generelle kriterier ønsket Alhanati et al. (1993) å utvide Asheims kriterier. Dette gjorde de ved å ta i betraktning strømningsregimet ved gassløftventilen og ved gassinjeksjonsventilen på overflaten. Fremgangsmåten var inspirert av den matematiske



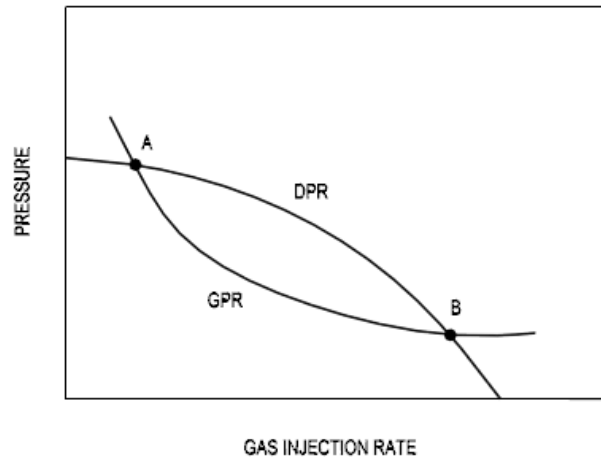
modellen til Blick et al., men resultatene lå likevel nærmere Asheims. Med samme antakelser som Asheim, vil kriteriene til Alhanati et al. reduseres til førstnevntes. I likhet med Asheim så Alhanati et al. bort fra friksjonskrefter i produksjonsrøret, noe de innså bidro til å gjøre kriteriene konservative. Friksjon vil nemlig bidra til å dempe svingningene i strømmingen, siden friksjonstrykktap øker med økende strømningsrate. Derfor mente Alhanati et al. at dersom kriteriene predikerer stabilitet, kan man være rimelig sikker på at brønnen vil være stabil.

Kriteriene til Alhanati et al. kan finnes i Appendiks A. Disse er utledet for ulike kombinasjoner av strømningsforhold gjennom overflate- og nedihullsventilen. Alhanati et al. viser eksplisitt gjennom kriteriene at ustabilitet av typen casing heading ikke vil oppstå dersom strømningsregimet gjennom gassløftventilen er kritisk, det vil si uavhengig av trykkforskjellen over ventilen. Dette er en slutning som blant annet ligger innbakt i kriteriene til Asheim. Dersom strømmingen er kritisk gjennom ventilen vil ikke gasstilførselen til produksjonsrøret øke ved en midlertidig reduksjon i brønntrykket. Dermed vil fluidtettheten i brønnen øke grunnet høyere reservoarinnstrømning, og stabilitetskriteriet  $\delta\rho_i/\delta p_{ti} < 0$  vil være oppfylt. Alhanati et al. registrerte videre at enkelte brønner opplevde en type ustabilitet som kriteriene ikke var designet for å håndtere, nemlig tetthetsbølger.

### 3.5 Xu og Golan

Xu og Golan (1989) brukte grafisk analyse som tilnærming for å beskrive stabiliteten i et løftesystem. Ved å analysere brønnens innstrømningskarakteristikk (IPR), løftekarakteristikk i produksjonsrøret (VLP), gassløftkarakteristikk i produksjonsrøret (GPR) og gassens strømningskarakteristikk gjennom gassløftventilen (DPR), kunne de bestemme systemets likevektspunkter. Disse punktene forteller hvilke betingelser stasjonær strømning inntreffer under. Xu og Golan plottet GPR og DPR sammen som en funksjon av gassinjeksjonsrate og trykk, og fastsatte de to skjæringspunktene mellom kurvene som systemets stasjonære strømningsløsninger, som vist i figur 5. Under betingelsen av at ringromstrykket er konstant, konkluderte de med at punkt A representerer den ustabile løsningen, mens punkt B representerer den stabile. Fremgangsmåten korresponderer forøvrig med den Evers et al. (2009) brukte for å finne likevektspunkter hvor ustabilitet som følge av tetthetsbølger kunne oppstå.

Xu og Golan fant videre, basert på analysen av inn- og utstrømning av brønnen, at en liten gassløftventilåpning og høy struping av fluidstrømmen på brønnehodet vil virke stabiliserende. De mente også at størrelsen på gassinjeksjonsventilen på overflaten er uvesentlig, så lenge den er stor nok til å slippe igjennom den nødvendige gassraten, samtidig som gassløftventilen er korrekt dimensjonert. Dersom disse kriteriene ikke er oppfylt, vil en økning i gassinjeksjonsventilens åpning på overflaten kunne virke stabiliserende på systemet.



**Figur 5:** Skjæringspunkter mellom GPR og DPR (Xu & Golan, 1989).

### 3.6 Hu og Golan

Hu og Golan (2003) påpekte at mye av den tapte produksjonen ved ustabilitet skyldes utstrakt bruk av stabiliserende struping på brønnhodet. De mente at noe av dette tapet kan reduseres med mer utstrakt bruk av dynamisk struping. I dette legger de at strupingen kan justeres, enten manuelt eller automatisk, etter målte trykk og rater ulike steder i brønnen. Dermed kan produksjonen økes i perioder dersom hensynet til brønnstabilitet tillater det, mens den må strupes dersom trykkene og ratene indikerer ustabilitet. En slik styring basert på sensorer i systemet kalles tilbakekoblingsstyring (eng.: feedback control). Simuleringer Hu og Golan foretok i strømningsverktøyet OLGA viste at tilbakekoblingsstyring kan redusere ustabilitet som blir forårsaket av både casing heading og tetthetsbølger. Samtidig viste resultatene at noe av den tapte produksjonen ble gjenvunnet med slik struping.

### 3.7 Dalsmo et al. og Eikrem et al.

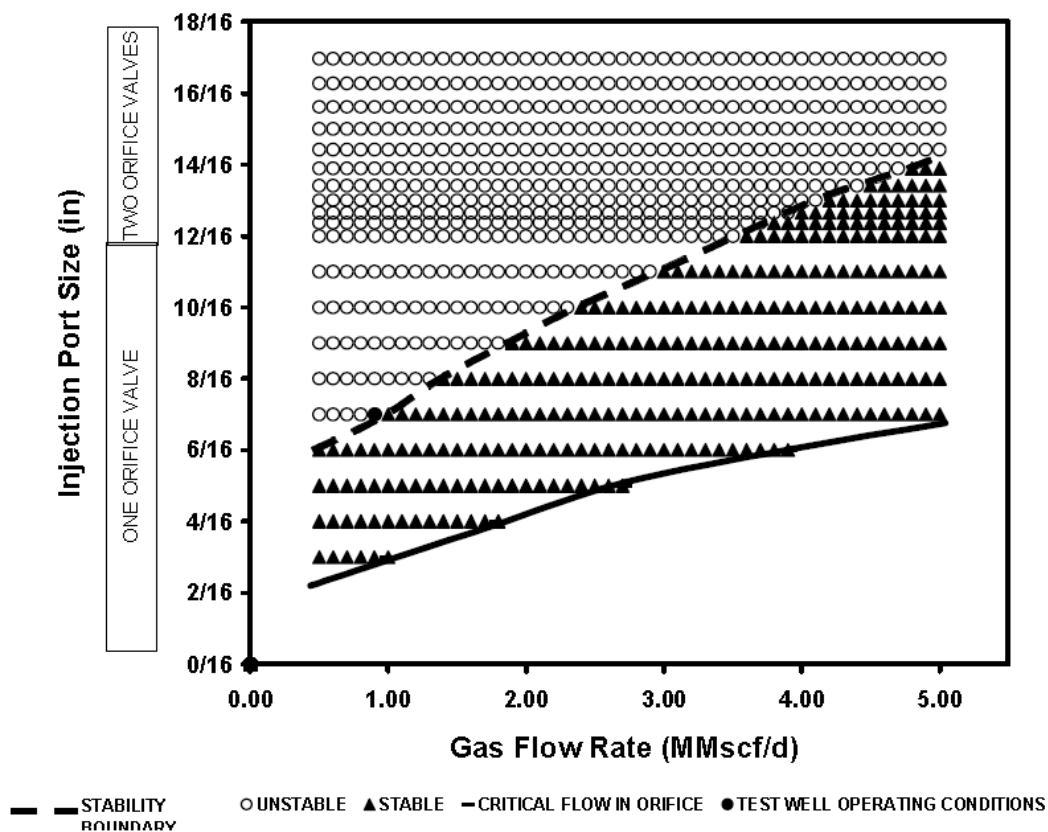
I likhet med Hu og Golan (2003) studerte Dalsmo et al. (2002) og Eikrem et al. (2005) effekten av tilbakekoblingsstyring av strupingen på brønnhodet i ustabile gassløftsystemer. Dalsmo et al. forsøkte å stabilisere horisontale gassløftbrønner med denne metoden, noe de hevdet ga positive resultater. Dette ble gjort på Bragefeltet, som har hatt store problemer med ustabil gassløft. Dette kommer tydelig til uttrykk i figur 2, som viser klare variasjoner i strømningsrater for en brønn på Brage. Dalsmo et al. observerte reduksjoner i trykkvariasjonene på testbrønnen sin på mellom 75 og 100 % når aktiv tilbakekoblingsstyring ble implementert.

Eikrem et al. (2005) undersøkte ulike kontrollstrukturer i tilbakekoblingsstyring ved hjelp av simulering og eksperimenter. De konkluderte også med at dynamisk kontroll av strupeventilen var gunstig med tanke på økt produksjon. Det de likevel fant mest interessant fra simuleringene, var at ulike kontrollstrukturer kan anvendes på den samme brønnen med lignende resultater. Dette betyr at det er mulig å bytte fra én struktur til en annen dersom en av sensorene svikter. En sensor kan for eksempel være trykket i bunnhullet, mens en annen kan

være gasstrykket i ringrommet. På den måten sikrer man kontinuitet i den dynamiske strupingen ved å ha kontrollstrukturer i back-up.

### 3.8 Poblano et al.

Poblano et al. (2002) utviklet teoretiske stabilitetskart for gassløftsystemer. Et stabilitetskart er et diagram i to dimensjoner som viser regioner med stabil og ustabil strømning, i tillegg til systemets operasjonelle grenser. Basert på en kombinert brønn-, gassløft- og reservoarmodell med gitte brønndata, ble stabilitetskriteriene til Asheim og Alhanati et al. anvendt for å kvalitativt bestemme om brønnsystemet under visse forhold er stabilt. Et slikt kart, her basert på kriteriene til Alhanati et al., er gjengitt i figur 6. Poblano et al. valgte å bruke gassinjeksjonsrate som abscisseakse og åpningen på gassløftventilen som ordinatakse, slik at området med stabilitet er gitt som en funksjon av disse parametrene. Enhver annen endring i gassløftdataene vil generere et nytt kart, med tilhørende ny stabilitetsgrense. Fordelen med slike stabilitetskart var ifølge Poblano et al. at de gir en effektiv og rask kvalitativ vurdering, som kan brukes ved designet av et løftesystem.



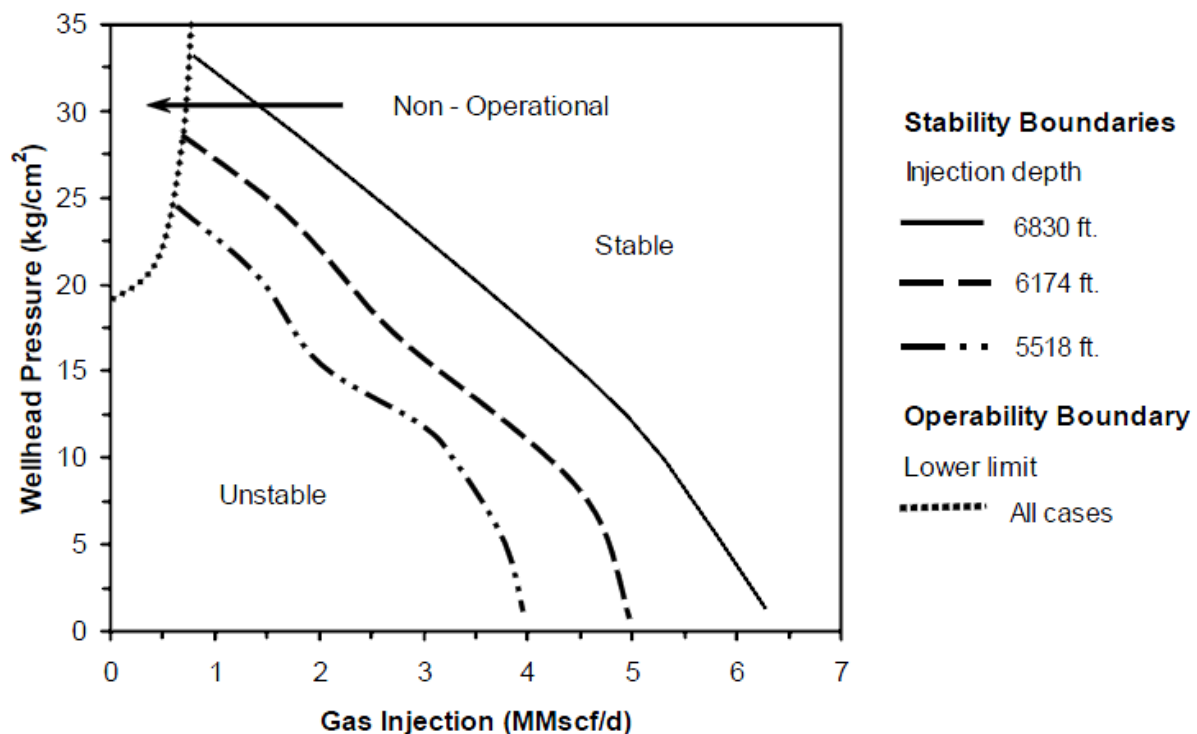
Figur 6: Stabilitetskart basert på kriteriene til Alhanati et al. (Poblano et al., 2002).

Fra stabilitetskartene til Poblano et al. bekreftes det at stort trykktap over gassløftventilen og høy gassinjeksjonsrate stabiliserer brønnsystemet. I tillegg kommer det frem at en reduksjon i diameteren til produksjonsrøret også vil ha en stabiliserende effekt. Dette vil nemlig øke friksjonstrykktapet langs brønnbanen, og med det virke dempende på store strømningsvariasjoner. Det viser seg at stabilitetsgrensene gitt av kriteriene til Asheim og Alhanati et al.

korrelerer godt med de faktiske brønnforholdene på testbrønnen til Poblano et al. De mente derfor at stabilitetskartene er et nyttig redskap i brønnplanleggingen, ikke minst fordi kartene viser hvor mye man kan endre designparametrene før ustabilitet teoretisk vil oppstå.

### 3.9 Fairuzov et al.

Fairuzov et al. (2004) videreutviklet stabilitetskartene til Poblano et al. I stedet for å bruke åpningsstørrelsen på gassløftventilen, valgte de brønnhodetrykk som ordinatakse i de nye kartene, som vist i figur 7. Dette mente de var mer naturlig, i og med at gassinjeksjonsrate og brønnhodetrykk er to parametre som enkelt kan måles og reguleres underveis i brønnens levetid. På de nye kartene brukte Fairuzov et al. data fra en brønn på Akalfeltet som hadde opplevd store ustabiliteter i strømmingen. Stabilitetsgrensene ble fortsatt bestemt ved hjelp av kriteriene til Asheim og Alhanati et al., i tillegg til Fairuzov og Guerrero-Sarabias (2004) kriterier for mettede reservoarer. Verdt å legge spesielt merke til er det lille området hvor brønnen ikke kan operere, grunnet lav gassrate i kombinasjon med høyt brønnhodetrykk.



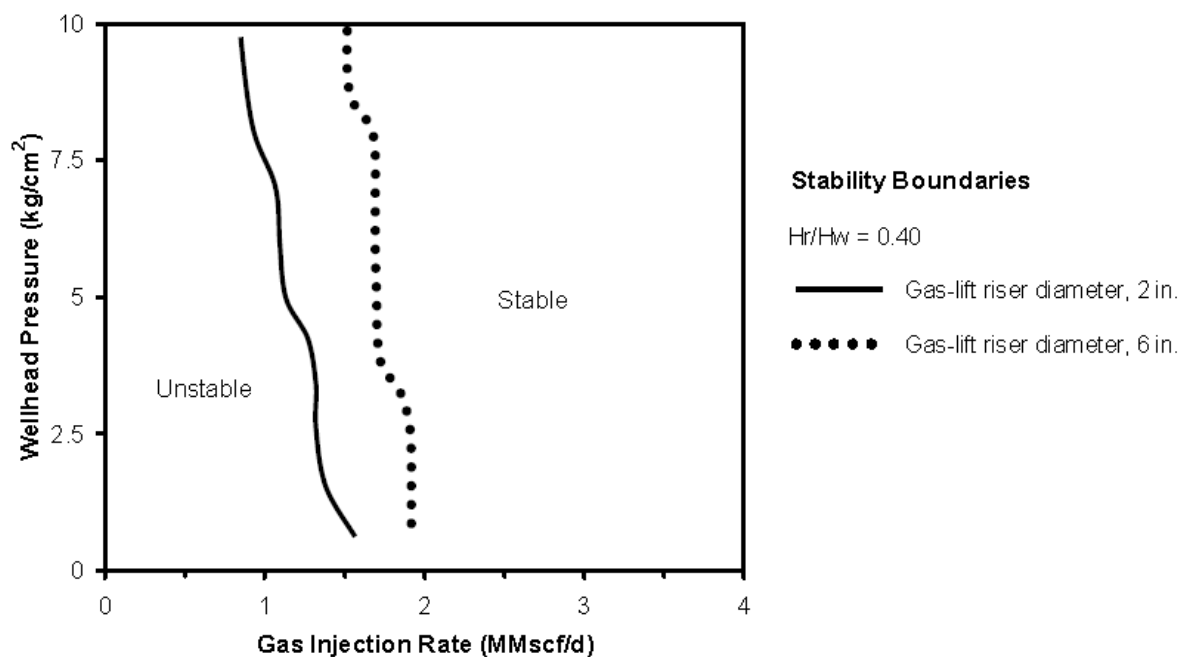
**Figur 7:** Stabilitetskart som viser effekten av injeksjonsdybde i en gassløftet brønn på Akalfeltet (Fairuzov et al., 2004).

Blant oppdagelsene Fairuzov et al. gjorde gjennom studien, var at de eksisterende stabilitetskriteriene underestimerte det ustabile området på kartene. Videre fant Fairuzov et al. at økt produktivitetsindeks virket sterkt stabiliserende, noe som bekreftet Asheims (1988) tidligere observasjoner. Fairuzov et al. mente at denne informasjonen kan brukes til å avdekke endringer i innstrømningskarakteristikken til brønner. Ved å sammenligne stabilitetsgrensene for ulike produktivitetsindekser med kvalitative stabilitetsmålinger i brønnen, kan for

eksempel brønnskade påvises. Videre avslørte kartene til Fairuzov et al. at økt settedybde (injeksjonsdybde) for gassløftventilen øker ustabiliteten i systemet, som vist i figur 7.

### 3.10 Guerrero-Sarabia og Fairuzov

Guerrero-Sarabia og Fairuzov (2006) studerte stigerørets påvirkning på stabiliteten i en gassløftet brønn. Stigerøret vil ifølge dem kunne spille en viktig rolle i stabilitetsvurderingen, gitt at stigerøret har en vesentlig lengde sammenlignet med brønnlengden. Brønnen må med andre ord være på dypt vann, noe som igjen vanligvis betyr en undervannskomplettering av brønnehodet. Dette skaper et behov for strømningsrør (stigerør) fra brønnehodet til plattformen, som på dype vann ofte er en flytende installasjon. Vanligvis vil løftegassen ha et eget stigerør, slik at designet av dette er relativt uavhengig av brønnstrømmens stigerør. Guerrero-Sarabia og Fairuzov innførte et forholdstall mellom løftegassens stigerørslengde og brønnlengden,  $H_r/H_w$ . Ved hjelp av simuleringprogrammet Welltran og brønndata fra et dypvannsfelt, viste de at et høyt forholdstall kun spiller en betydelig rolle dersom diameteren til stigerøret er forskjellig fra den hydrauliske diameteren til ringrommet i brønnen. Stabilitetskartet for et høyt forholdstall mellom stigerørslengde og brønnlengde er vist i figur 8 for to ulike stigerørsmålere.



**Figur 8:** Stabilitetskart som viser effekten av stigerørsmålere (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2006).

Fra stabilitetskartet kommer det klart frem at en stor diameter på stigerøret har en destabiliserende effekt på løftesystemet. På mange måter er dette ifølge Guerrero-Sarabia og Fairuzov analogt med effekten ringromsvolumet har på stabiliteten. Fra blant annet Asheims (1988) kriterier finner vi nemlig at et lite gassledningsvolum i brønnen er ønskelig for å sikre stabil produksjon. Stigerøret fungerer som en forlengelse av dette gassledningsvolumet. Dersom stigerørslengden er betydelig sammenlignet med brønnlengden, vil dermed både veldig små og veldig store stigerørsmålere påvirke stabiliteten i hver sin retning. Dersom

stigerørsdiameteren er mindre enn den hydrauliske ringromsdiameteren, vil en økning i løftegassens stigerørslengde ha en stabiliserende effekt. I de tilfellene der den flytende produksjonsinstallasjonen ligger langt fra brønnhodet, vil forholdstallet  $H_r / H_w$  bli betydelig større enn 1. Da vil størrelsen på løftegassens stigerør få enda større effekt på stabilitetskarakteristikken i brønnen.

### 3.11 Lozada Aguilar et al.

Lozada Aguilar et al. (2011) studerte effekten av vannkoning på stabiliteten til gassløftede brønner. Ved å ta hensyn til at injeksjonspunktet ikke alltid er like i nærheten av perforeringene i en brønn, utvidet de Asheims første kriterium til å inkludere at trykkene i bunnhullet og ved injeksjonspunktet ikke endres like raskt. Dermed vil ligning 3.1 kunne skrives som

$$F_1 = \frac{\rho_{g,sc} B_g q_{g,sc}^2}{q_{L,sc}} \frac{J}{(EA_i)^2} \frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ti}} > 1. \quad (3.6)$$

Dersom væskestrømningen til brønnen øker etter vanngjennombrudd, vil vannkuttet også øke. Dette medfører at man får en større hydrostatisk trykkgradient nederst i brønnen enn det man hadde før økningen i strømningsrate. Dermed vil leddet  $\delta p_{wf} / \delta p_{ti}$  alltid være mindre enn 1 etter vanngjennombrudd, fordi trykket ved injeksjonsventilen vil endres mer enn bunnhullstrykket. Fra ligning 3.6 konkluderte dermed Lozada Aguilar et al. med at vannkoning, og dermed raskt vanngjennombrudd, virker destabiliserende på brønnen. De hevdet også at ustabil strømning i brønnen kunne akselerere vannkoning.

### 3.12 Maijoni og Hamouda

Gassen som injiseres i produksjonsrøret blir som regel produsert fra brønnen selv, eller fra andre brønner på samme felt. Derfor vil gasskomposisjonen ofte være et gitt produkt av brønnstrømmen, med mindre komponenter aktivt legges til eller trekkes ut. Maijoni og Hamouda (2011) studerte nettopp effekten av gassens komposisjon og tilhørende tetthet på brønnstabiliteten. Basert på ulike sammensetninger av metan og etan i løftegassen, simulerte de oppførselen til en bestemt gassløftet brønn. De kom frem til at en gass kun bestående av etan stabiliserte systemet raskest etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse. En ren metangass stabiliserte systemet i minst grad, mens en femti-femti-blanding av metan og etan lå midt i mellom de rene gassene.

Basert på disse resultatene hevdet Maijoni og Hamouda at høyere gasstetthet virker stabiliserende på systemet, siden etan er tyngre enn metan. Grunnen til at gasskomposisjon og tilhørende tetthet spiller så stor rolle for stabiliteten, hevdet de henger sammen med at komposisjonen styrer gasskompressibiliteten. Desto tyngre komponenter gassen inneholder, desto lavere vil kompressibiliteten bli. Med tanke på at ustabilitet av typen casing heading muliggjøres nettopp av gassens kompressibilitet i ringrommet, hevdet Maijoni og Hamouda at gasskomposisjonen var en avgjørende faktor for brønnstabilisering.

Maijoni og Hamoudas konklusjon er i overensstemmelse med Asheims (1988) første kriterium (ligning 3.1). Også her kommer det klart frem at en høy gasstetthet ved standard betingelser har en stabiliserende effekt på brønnen. Videre bekrefter simuleringene til Maijoni og Hamouda at høyere injeksjonsrate, høyere injeksjonstrykk, høyere produktivitetsindeks og mindre gassløftventilåpning stabiliserer systemet, slik flere andre også har kommet frem til. Mer interessant er derfor studien av gasskomposisjonens effekt på produksjonsraten. Maijoni og Hamouda fant ved hjelp av dynamisk simulering at tyngre løftegass gir høyere produksjonsrater. Dette forklarte de med at gassløseligheten øker og at grenseflatespenningen mellom væske og gass reduseres når gasstettheten øker. Fra stasjonær simulering fikk de derimot motsatt resultat, ved at produksjonsraten sank desto tyngre gasskomposisjon ble. En fullstendig forklaring på disse observerte ulikhetene ble ikke gitt i artikkelen.

### 3.13 Sammenligning av teoriene

Hovedtrekkene i de ulike stabilitetsteoriene er i stor grad like. For det første uttrykker samtlige av teoriene at ustabilitet er et fenomen som skaper mer trøbbel enn nytte i en gassløftbrønn. Mange av teoriene peker på at korrekt brønndesign kan bidra til å sikre stabil produksjon gjennom hele brønnens levetid. Derfor er det viktig å analysere og identifisere mulige ustabilitetsproblemer allerede før brønnen kompletteres, slik at dyre brønnintervensjoner kan unngås.

Stabilitetsteoriene enes også om stabiliseringstiltakene som kan implementeres i gassløftsystemet. Blant de mest foreslåtte og brukte tiltakene finner vi økt gassrate, økt trykktap over gassløftventilen, redusert ringromsvolum og økt struping av fluidstrømmen på brønnhodet. Flere, blant dem Dalsmo et al. (2002) og Hu og Golan (2003), mener likevel at to av de enkleste stabiliseringstiltakene, nemlig økt gassrate og økt brønnhodestruping, ikke nødvendigvis gir best resultat totalt sett. Disse metodene hevdes nemlig å føre til unødig høye gassinjeksjonskostnader og ineffektiv produksjon, til tross for at de stabiliserer brønnen.

Stabilitetskriteriene til Asheim (1988) danner grunnlaget for flere av de senere kriteriene, og er ofte de enkleste å beregne. Som tidligere beskrevet bygger disse likevel på flere antagelser, blant annet ser kriteriene bort i fra friksjonskrefter i produksjonsrøret. Begge kriteriene baserer seg dessuten utelukkende på responsene nede i brønnen ved endring i brønnforholdene. Det er med andre ord innløpskarakteristikken til brønnen som danner grunnlaget for kriteriene. Forhold rundt utløpet til produksjonsrøret er ikke inkludert, slik at eventuell struping på brønnhodet ikke tas hensyn til. Kriteriene til Alhanati et al. (1993) bygger på mange av de samme antagelsene som kriteriene til Asheim, blant annet antas produksjonsrøret gravitasjonsdominert.

Hu (2004) hevdet i sin doktoravhandling at de eksisterende stabilitetskriteriene er vanskeligere å bruke i dag, fordi dagens brønner er langt mer kompliserte enn før, både med tanke på komplettering og strømning. Han påpekte at antakelsene bak kriteriene ikke nødvendigvis lenger holdt mål, og at forenklingene var utdaterte. Fairuzov et al. (2004) brukte kriteriene til Asheim og Alhanati et al. til å lage stabilitetsgrensene i sine stabilitetskart, men mente at

begge underestimerte det ustabile området på kartet. Asheim og Alhanati et al. hevdet på sin side at kriteriene var konservative, i og med at de så bort i fra friksjonskreftene langs brønnbanen. Poblano et al. (2002) brukte i likhet med Fairuzov et al. kriteriene til Asheim og Alhanati et al. som grenseverdier i sine stabilitetskart. De hevdet derimot at kriteriene korrelerte godt med de observerte forholdene på testbrønnen deres.

Til tross for at forenklende antagelser ligger til grunn for flere av metodene som predikerer eller simulerer gassløftstabilitet, er det likevel den praktiske nytteverdien av metodene som er avgjørende. Brønnforhold vil variere fra brønn til brønn, og ofte vil man måtte ta hensyn til andre faktorer i brønnen ved valg av stabiliseringsmetode. For eksempel kan en svært liten gassløftventil tettes igjen av saltutfelling eller asfaltener. Derfor må ofte ventilen overdimensjoneres for å ta høyde for eventuelle faste stoffer i brønnen (Guerrero-Sarabia & Fairuzov, 2006). Stabilitetsmetode blir ofte valgt som et kompromiss mellom kostnadene metoden fører med seg, og den forventede produksjonsøkningen metoden genererer. Samtidig er prediksjon av fremtidige brønnforhold ofte svært vanskelig, og gir store usikkerheter i både løpende kostnader og forventet produksjon.



## KAPITTEL 4:

# TIDLIGERE LABORATORIEARBEID

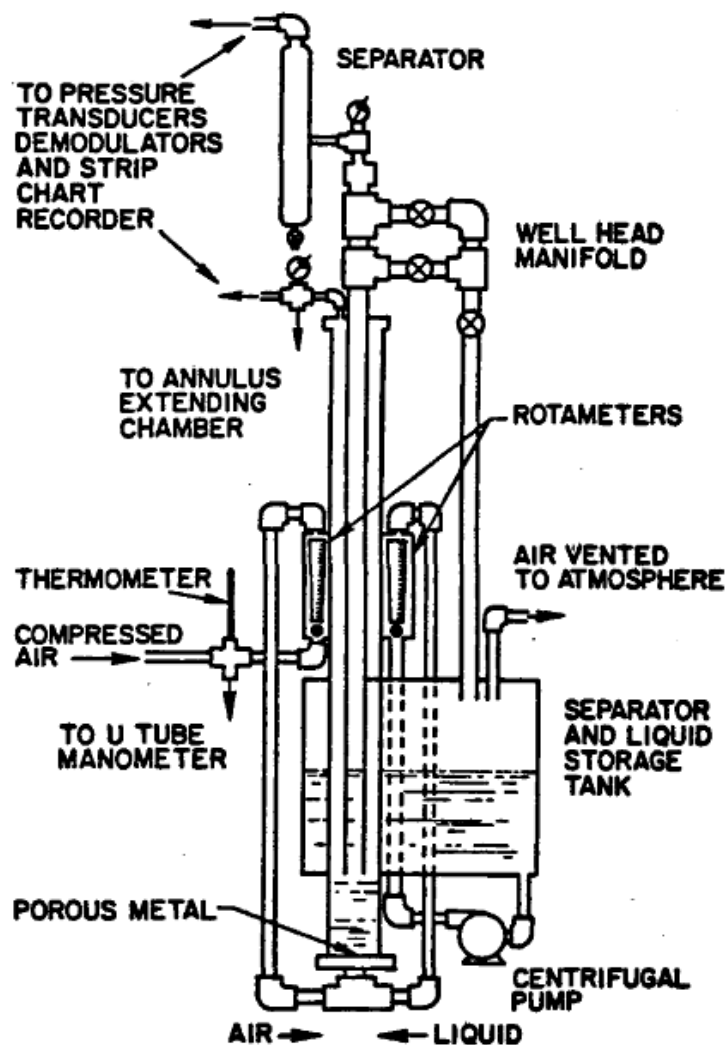
---

Ustabilitet i gassløftsystemer har blitt modellert en del ganger tidligere i laboratorieskala. I dette kapittelet vil noen av de mest relevante arbeidene innen gassløftstabilitet bli belyst. Modellene som har blitt brukt i disse arbeidene er i større eller mindre grad sammenlignbare med modellen som skal brukes i denne oppgaven, men gir uansett innsikt i hvordan ustabilitet kan modelleres i et laboratorium. Særlig interessant er det å se hvordan de ulike delene av gassløftet kan modelleres, samt hvordan man kan skalere modelldataene til brønnskala.

### 4.1 Torre et al.

Torre et al. (1987) studerte ustabil strømning i uløftede oljebrønner uten produksjonspakning. Blant undersøkelsene de gjorde, var å simulere nettopp denne strømningen i et spesialkonstruert laboratorieanlegg. Figur 9 viser det skjematisk oppsettet av laboratoriebrønnen. Trykksatt vann og luft blandes først i en T-kobling, før blandingen sendes gjennom en porøs plate og inn i brønnen. Den porøse platen er ment å simulere innstrømningstrykktapet til brønnen. Selve brønnmodellen er kun 1,8 meter høy, med en 19 millimeters indre diameter på produksjonsrøret.

Eksperimentene som ble foretatt på modellen tok utgangspunkt i teorien om at ustabil strømning i en brønn uten produksjonspakning oppstår dersom superfisialhastighetene på både gass- og væskefasen er lave. For å kontrollere ustabiliteten i brønnen, installerte Torre et al. en dyse på toppen av brønnmodellen. Uten stabiliserende utstyr som pakning eller ventiler i brønnen, var trykkfallet over dysen brønnens eneste justerbare stabilisator. Laboratorieresultatene til Torre et al. viste seg å stemme godt overens med de datasimulerte resultatene. Samtidig fant de fra undersøkelsene på modellen at et større ringromsvolum gir større trykkvariasjoner, noe som er analogt med forholdene i en gassløftet brønn.



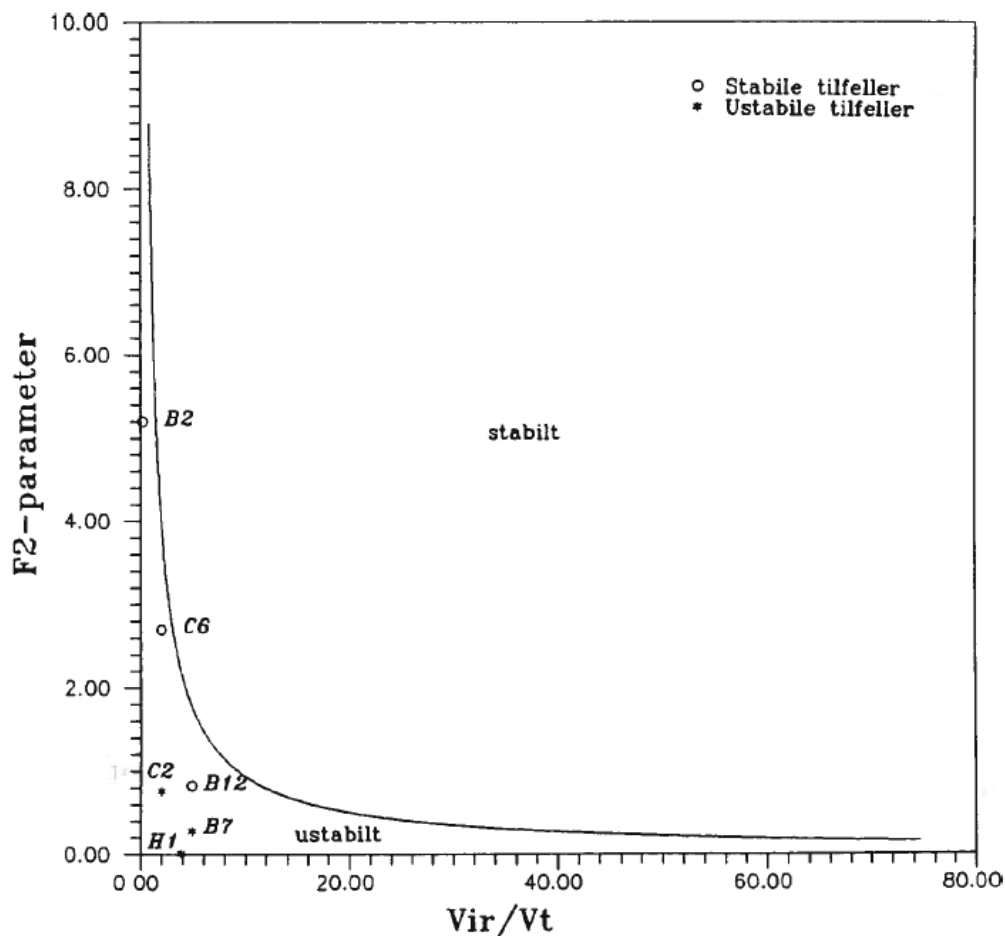
Figur 9: Skjematisk oppsett av laboratoriebrønnen til Torre et al. (1987).

## 4.2 Anfinsen

Anfinsen (1988) foretok i sin diplomoppgave undersøkelser av ustabile strømningsforhold i en gassløftet brønnmodell. Modellen brukte vann og luft som strømningsfluider, og inneholdt alle vesentlige komponenter i et løftesystem. Anfinsen brukte blant annet tynne kapillærrør for å simulere væskeinnstrømningsmotstanden. Anfinsens skisse av modellen er vist i appendiks B. Hovedfokuset til Anfinsen var å finne omslagspunktet mellom stabil og ustabil strømning ved ulike kombinasjoner av apparaturdimensjoner. Dette ble gjort ved å endre gassinjeksjonsraten, væskeegenskapene, væskeinnstrømningsforholdene, reservoartrykket, differensialtrykket over injeksjonsventilen samt lengden og diameteren til produksjonsrøret. Anfinsen gikk ikke inn på hvordan omslagspunktene ble bestemt i rapporten sin.

For alle omslagspunktene beregnet Anfinsen de tilhørende  $F_1$ - og  $F_2$ -verdiene i Asheims (1988) stabilitetskriterier.  $F_2$ -verdiene plottet han mot dimensjonsløst volum, her definert av Anfinsen som gassledningsvolum dividert med produksjonsrørvolum ( $V_c/V_t$ ). Disse stabilitetsplottene lagde han for ulike kombinasjoner av de forskjellige variable størrelsene i

systemet. Fellesnevneren Anfinsen fant for alle plottene av  $F_2$  mot dimensjonsløst volum, var at punktene kunne tilpasses med en funksjon av formen  $Y = aX^{-b}$ . Med de dimensjonsløse parametrene langs aksene, forsøkte han videre å plote feltdata fra stabile og ustabile brønner, som vist i figur 10. Dette ble gjort mot en generalisert stabilitetskurve fra modelldataene i plottet. Hensikten med dette var å undersøke om stabilitetsgrensen fra modellforsøkene kunne skaleres opp til å gjelde for fullskala brønner. Området under kurven i figuren er modellert som ustabil, mens området over er stabilt. Til tross for at de stabile brønnene var nærmere den modellerte stabilitetsgrensen enn de ustabile brønnene, falt alle punktene i ustabil område. Med relativt få feltdata tilgjengelig, konkluderte Anfinsen med at skaleringsmetoden basert på dimensjonsløst volum og  $F_2$ -verdier var nokså usikker.



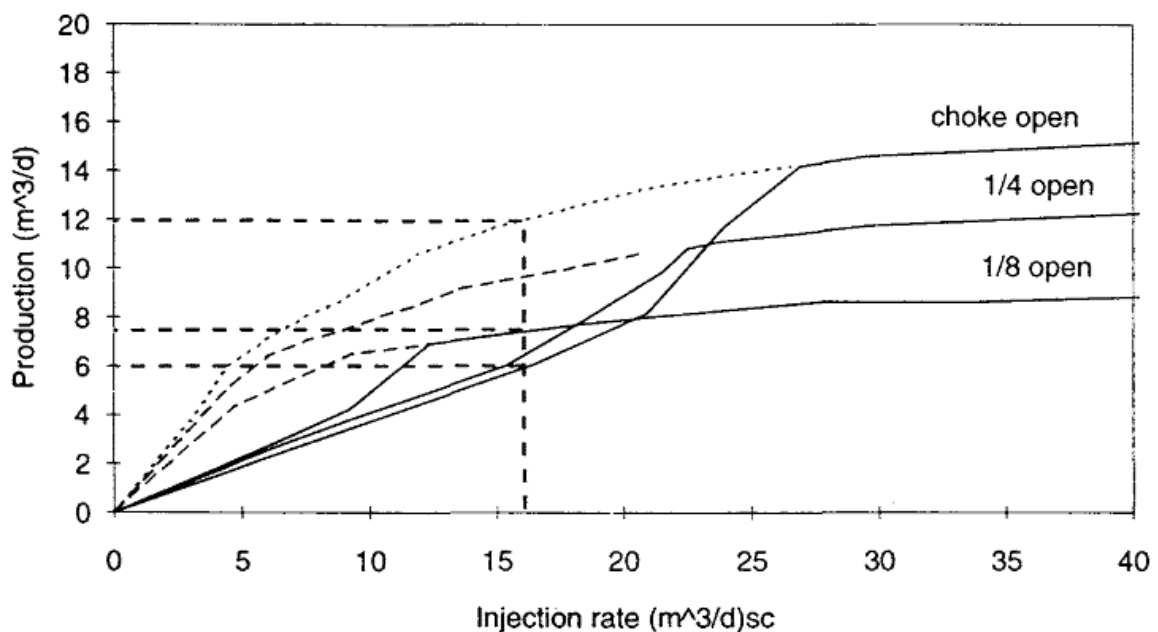
Figur 10: Sammenligning av feltdata og modellert stabilitetsgrense (Anfinsen, 1988).

### 4.3 Kinderen et al.

Kinderen et al. (1998) simulerte dynamisk struping av brønnstrømmen på brønnhodet gjennom laborieforsøk. Målet var å teste ut ulike prosedyrer for sanntidsoptimering av produksjonen fra en gassløftet brønn. Laboriemodellen som ble benyttet var Shells gassløftanlegg på forskningssenteret i Rijswijk i Nederland, ved universitetet i Delft. Også denne modellen baserer seg på luft som løftegass og vann som reservoarfluid. Produksjonsrøret som ble brukt var 18 meter høyt, med en indre diameter på 20 millimeter. Videre var

røret gjennomskiktig, noe som åpnet for visuell inspeksjon av strømningsmønstrene i røret under produksjon. Reservoaret representeres med en 18 meter høy tank, med en indre diameter på 80 millimeter. Reservoartrykket er gitt av den statiske væskehøyden i tanken. Gassløftanlegget inneholder videre andre vesentlige komponenter som annulærvolum og gassinjeksjonsventil, og er vist i appendiks C.

Med bakgrunn i at datasimuleringer viste at brønnhodestruping kunne øke produksjonen ved lave gassinjeksjonsrater, ønsket Kinderen et al. å teste dette på laboriemodellen. Resultatet kan sees i figur 11, hvor væskeproduksjonen er plottet som funksjon av injeksjonsraten for ulike brønnhodestruping. De heltrukne linjene viser de faktiske væskeratene, og bekrefter at konstant struping vil øke produksjonen for lave gassinjeksjonsrater. De stiplede linjene viser effekten av struping dersom brønnen samtidig stabiliseres med et annet tiltak, for eksempel et høyt trykktap over injeksjonsventilen. Her vil økt struping redusere produksjonsraten. Brønnhodestruping vil derfor ifølge disse resultatene kun være ønskelig dersom strømmingen i utgangspunktet er ustabil. Videre utviklet Kinderen et al. en kontrollprosedyre på gassløftmodellen som aktivt kan styre strupingen på brønnhodet. Med denne dynamiske kontrollen observerte de høyere gjennomsnittlige produksjonsrater enn med konstante dyseåpninger.



**Figur 11:** Væskeproduksjon som funksjon av injeksjonsrate for ulike brønnhodestrupinger (Kinderen et al., 1998).

#### 4.4 Eikrem et al. og Aamo et al.

Eikrem et al. (2005) og Aamo et al. (2004) utførte også laborieeksperimenter på gassløftanlegget i Rijswijk, med samme apparaturdimensjoner som Kinderen et al. (1998). Deres hovedfokus var å implementere ulike stabiliserende kontrollstrukturer i modellen, med den hensikt å dynamisk styre strupeventilen. Eksperimentene støttet seg på simulerte modeller i strømningsverktøyet OLGA. Både simuleringene og laborieeksperimentene viste at

dynamisk struping kan stabilisere strømmingen og samtidig øke produksjonsraten. Flere av kontrollstrukturene som Eikrem et al. og Aamo et al. testet, tar utgangspunkt i måling eller estimering av bunnhullstrykket i produksjonsrøret eller trykket i gassledningsvolumet. Kontinuerlig logging av disse observatørene brukes deretter som input til strupeventilen, som justeres etter det målte trykket. Denne manipulasjonen har som formål å sikre konstante trykk i brønnen og ringrommet, noe som vil sikre stabil strømming i brønnen.

## KAPITTEL 5:

# BESKRIVELSE AV MODELLEN

---

### 5.1 Introduksjon

Som nevnt innledningsvis, er denne masteroppgaven en videreføring av undertegnedes tidligere arbeid med modellering av ustabil gassløft i laboratorieskala. Dette arbeidet ledet frem til prosjektrapporten *Laboratoriemodellering av ustabil gassløft og tilhørende stabilitetstiltak* (Sagberg, 2012). I denne rapporten ble det lagt vekt på de grunnleggende mekanismene i et ustabil løftesystem. Dette ble først og fremst gjort gjennom beskrivelse av ustabilitetssykluser og undersøkelse av stabilitetsbidragene fra enkeltparametere. Det sistnevnte ble gjort i henhold til *ceteris paribus*-prinsippet. Dette går ut på at brønnstabiliteten undersøkes når én variabel endres, samtidig som de andre variablene holdes konstante. Prosjektrapporten tok for seg tre slike variabler, nemlig gassraten, det kompressible gassvolumet og innstrømningsmotstanden fra reservoaret til brønnen. Forsøkene med de to førstnevnte variablene ga resultater som var i samsvar med stabilitetsteoriene, mens forsøkene med innstrømningsmotstanden ikke ga entydige resultater.

Laboratoriemodellen som brukes i arbeidet med denne masteroppgaven er en videreutvikling av modellen som ble brukt i prosjektrapporten. Under arbeidet med prosjektrapporten ble det registrert at modellen manglet enkelte essensielle brønnkomponenter for å kunne simulere og kvantifisere gassløft på en mer fullstendig måte. I det avsluttede avsnittet i rapporten ble foreslått fire konkrete forslag til forbedringer som kunne implementeres i modellen ved et eventuelt videre arbeid. Disse forslagene er som følger, hentet fra Sagberg (2012):

- i. *Måling av vanninnstrømningen til og vannutstrømningen ut fra produksjonsrøret.*
- ii. *Øke vanninnløpsmotstanden til produksjonsrøret, slik at effekten av redusert produktivitetsindeks kan bestemmes eksperimentelt.*
- iii. *Legge til målepunkter i systemet, slik at resultatene fra forsøkene kan sammenlignes med stabilitetskriteriene.*
- iv. *Trykksette systemet, slik at fluidstrømmen kan strupes på toppen av produksjonsrøret.*

De tre førstnevnte forbedringstiltakene vil helt eller delvis bli implementert i den videreutviklede brønnmodellen. Det siste tiltaket, trykksetting, vil kreve en mer raffinert laboratoriemodell, ikke minst med tanke på lekkasjer, ventiler og robusthet. Dette tiltaket vil derfor ikke bli implementert i modellen som ligger til grunn for denne masteroppgaven.

Nå følger en grundig gjennomgang av både forbedringstiltakene og den øvrige utformingen av gassløftmodellen. Gjennomgangen inneholder både konkret beskrivelse av de ulike komponentene i systemet og diskusjon rundt designvurderinger som er blitt gjort under utviklingen av modellen.

## 5.2 Generell beskrivelse

Gassløftmodellen som vil bli benyttet i denne oppgaven, bygger på grunnprinsippene i en gassløftet oljebrønn. Enkelt forklart vil modellen fungere på følgende måte: Luft blir trykksatt i en kompressor, før den strømmer gjennom et kompressibelt volum, over en injeksjonsventil, og inn til produksjonsrøret. Samtidig vil vann strømme med et lineært trykkfall fra et vannmagasin til det samme produksjonsrøret. Luften skal så løfte vannet ved at den hydrostatiske trykkgradienten i røret reduseres. Selve produksjonsrøret er snaue to meter høyt, mens ratene til gassen og væsken er henholdsvis omtrent 500 og 100 liter per time. Disse størrelsene viser at det er en betydelig skalaforskjell mellom modellen og reelle gassløftbrønner, hvor både dimensjonene og ratene er flere størrelsesordener høyere. Likevel har det blitt vist at modellen er i stand til å simulere ustabile løfteforhold (Sagberg, 2012), samtidig som den grunnleggende systemdynamikken kan gjenskapes. I tillegg legger modellens størrelse til rette for en aktiv kontroll av de ulike regulerbare parametrene i systemet, noe som gir innsikt i stabilitetsmetodene som kan benyttes i gassløftede brønner.

Laborariemodellen tar utgangspunkt i et system bestående av vann og luft, istedenfor olje og gass. Dette er en forenkling som også gjøres i alle de tidligere laboratoriearbeidene som ble beskrevet i forrige kapittel. Fluidsubstitusjonen har flere årsaker. For det første har det fra tidligere studier blitt vist at reelle løftesystemer med luft og vann også kan oppleve ustabiliteter, blant annet i Hjalms (1973). Slike systemer har blant annet blitt bruk i dype gruver (Zenz, 1993). Her er dimensjonene som oftest langt mindre enn i oljebrønner. I tillegg injiseres ofte luften rett inn i stigerøret, uten noen form for kompressibelt ledningsvolum. Til tross for dette viste Hjalms at det under visse betingelser, selv med konstant luftrate inn til stigerøret, kunne oppstå til dels store ustabiliteter i enkle løftesystemer med en tofaseblanding av luft og vann. Uten et kompressibelt luftvolum, vil ustabiliteten i slike systemer skyldes tetthetsbølger.

Videre er de grunnleggende egenskapene til luft og vann relativt like egenskapene til henholdsvis gass og olje. Riktignok er det forskjeller i tetthet, viskositet og metningsevne, men disse vil uansett være relativt små sammenlignet med trykkforskjellen mellom modellen og reelle brønner. De positive resultatene fra tidligere gassløftmodellering tyder også på at de basale drivkreftene i et ustabil olje-gass-system også finnes i et vann-luft-system. Likevel er

det ikke til å komme utenom at enkelte størrelser, slik som forskjellen mellom olje- og vanntetthet, vil påvirke strømningsoppførselen til en viss grad.

Maijoni og Hamouda (2011) hevdet, med bakgrunn i simuleringsresultater fra OLGA, at løftesystemet blir mer stabilt desto lavere tetthet oljen har. Denne observasjonen kan peke i retning av at et system med vann som reservoarfluid vil være mer ustabil enn et tilsvarende system med olje som reservoarfluid, siden vann normalt har høyere tetthet enn olje. Maijoni og Hamouda hevdet videre at stabiliteten i et gassløftsystem øker desto mindre forskjellen mellom olje- og gasstettheten blir. Laboratiemodellen som blir undersøkt i denne oppgaven vil ha tilnærmede atmosfæriske trykkforhold, noe som gjør at tetthetsforskjellen mellom luften og vannet blir stor. Med bakgrunn i Maijoni og Hamoudas resultater er det derfor rimelig å tro at modellen vil være noe mer ustabil enn om olje hadde blitt brukt som væske til fordel for vann.

Et annet argument for å bruke luft og vann er at disse fluidene er lettere tilgjengelig og sikrere å arbeide med enn gass og olje. Laboratoriesystemet vårt er utformet med resirkulering av væsken, mens luften ikke gjenbrukes. En modell med gass og olje ville ha gjort det nødvendig å resirkulere gassen, samtidig som systemet måtte ha blitt utformet fullstendig lekkasjefritt. Luft og vann vil derfor kreve langt mindre sofistikert utstyr, samtidig som sikkerhetsvurderingene blir enklere.

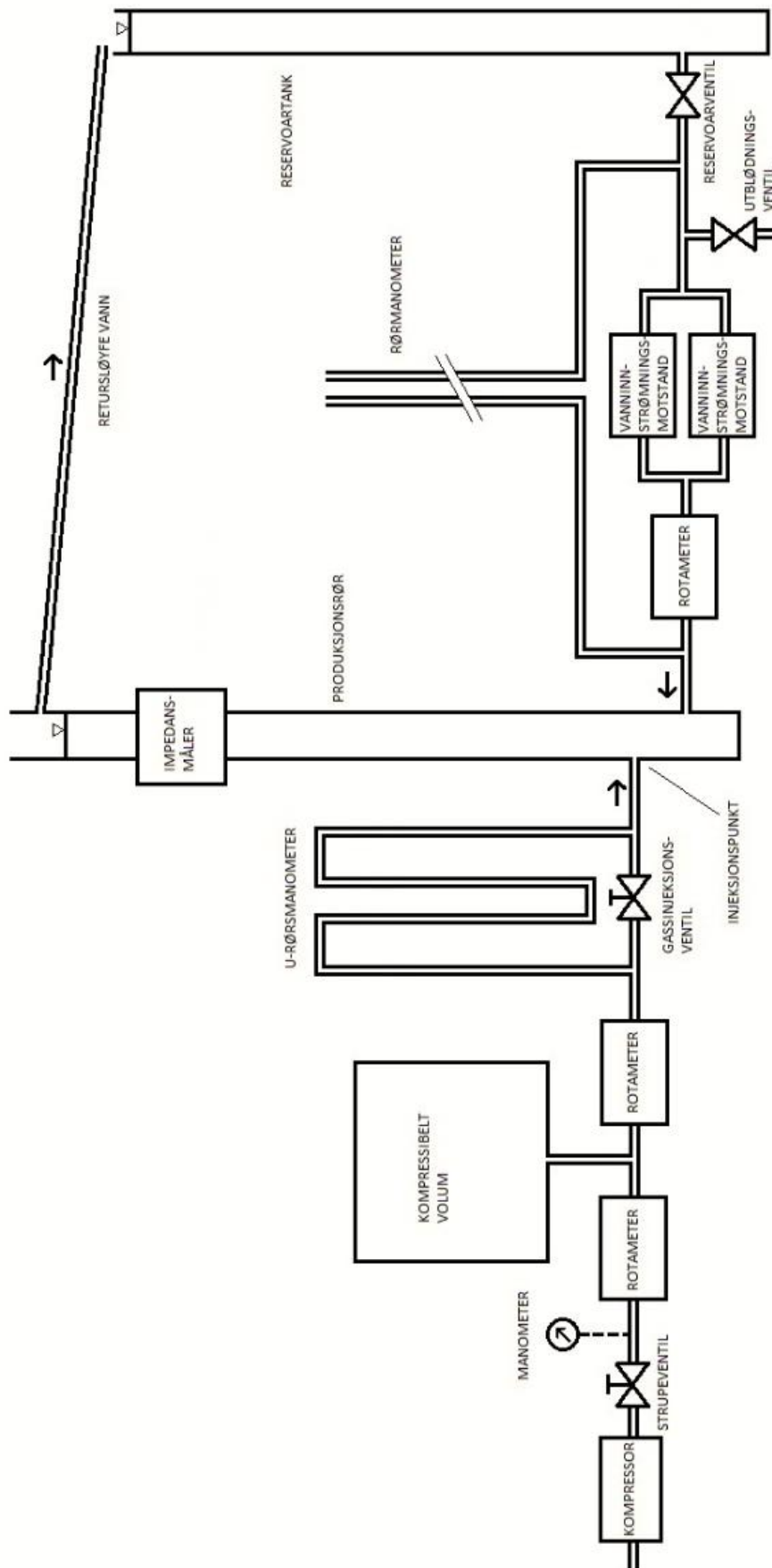
Figur 12 viser et skjematisk oppsett av laboratiemodellen. Skissen gir en enkel oversikt over strømningsveiene, ventilene, målepunktene og apparaturen. Dimensjonene til de forskjellige komponentene i skissen er ikke tegnet i korrekt skala. Figur 13 viser et bilde av hele modellen, mens figur 38 i appendiks D viser modellen fra den andre siden. Apparaturen og de tilhørende dimensjonene vil suksessivt bli gjennomgått i de neste avsnittene. Modellen deles inn i tre hovedområder; gasstilførsel, væsketilførsel og produksjonsrør.

### 5.3 Gasstilførsel

Lufttilførselssystemet i modellen skal på best mulig måte imitere de dominerende drivkreftene i ringrommet til en reell brønn. Til tross for at vi bruker luft som løftefluid i modellen, vil vi videre konsekvent bruke ordet *gass* til fordel for *luft*. Dette gjøres for å enklere relatere apparaturen i modellen til de tilsvarende komponentene i en gassløftet oljebrønn. Samtidig beskriver gass i sin bredeste forstand fasen luften er i.

Gassens første steg på vei mot produksjonsrøret i modellen innebærer å bli trykksatt av en kompressor. Kompressoren dytter gassen rundt i systemet, og er samtidig den eneste energiforbrukende komponenten i systemet, sett bort i fra loggeapparaturen. Umiddelbart nedstrøms kompressoren er det en strupeventil som bestemmer gassraten som går inn i løftesystemet. Strupeventilen skal samtidig sikre at den injiserte raten holder seg konstant, noe som også er tilfelle i de fleste reelle gassløftsystemer.





**Figur 12:** Forenklet skisse av laboriemodellen brukt i oppgaven.



**Figur 13:** Bilde av modellen, med gasstilførsel til venstre, produksjonsrør i midten og vanntilførsel til høyre.

Nedstrøms strupeventilen er det plassert et manometer. Med tanke på at gassen vil bli produsert mot atmosfæriske forhold, vil manometeret vise gassens nødvendige trykk for å forsure hindringene på vei gjennom systemet. For å kunne strømme inn i produksjonsrøret, må gassen ved injeksjonspunktet ha et trykk som er minst like stort som det hydrostatiske trykket i røret. I tillegg må gassen overvinne trykktap over injeksjonsventilen og friksjonstrykktap i gassledningssystemet. Med tanke på luftens lave viskositet (omtrent 0,018 cP ved standard betingelser) og relativt korte strømningsvei, vil friksjonstrykktapet i modellen bli veldig lite.

Videre strømmer gassen gjennom et rotameter. Et rotameter er et instrument som måler strømningsraten til væske eller gass i et glassrør, basert på posisjonen til en flottør i røret. Fluidet strømmer vertikalt oppover i røret, og vil løfte flottøren høyere desto høyere raten er. Raten avleses som en prosentandel av den gitte, maksimale strømningsraten til fluidet i røret. Rotametrene vil derfor kun fungere som visuelle målepunkter, siden flottørens posisjon vanskelig lar seg logge uten bruk av mer sofistisert utstyr. Det første gassrotameteret vil vise tilnærmet konstant strømningsrate, siden raten nedstrøms strupeventilen i utgangspunktet er konstant. Dette rotameteret brukes derfor til å bestemme gassraten inn i løftesystemet.

Etter rotameteret er en tank koblet til gassens strømningsvei. I denne tanken kan gass komprimeres og ekspanderes, og vil derfor fungere på samme måte som ringrommet i et gassløftsystem. Denne komponenten er en nødvendig faktor for at eventuelle ustabiliteter i produksjonsrøret skal spre seg til gasstilførselssystemet, og dermed initiere casing heading. Tanken har et volum på 60 liter, noe som er langt mindre enn ringromsvolumet i reelle brønner. På en annen side vil det lave gasstrykket i tanken gi gassen svært høy kompressibilitet. Kompressibiliteten er nemlig tilnærmet inverst proporsjonal med trykket, og kan for lave trykk uttrykkes matematisk som (Whitson & Brulé, 2000)

$$c_g = - \frac{1}{V_g} \left( \frac{\partial V_g}{\partial p} \right) \cong \frac{1}{p}. \quad (5.1)$$

Tankens evne til å holde på gass, eller gassens *elastisitet*, vil være gitt som volum multiplisert med kompressibilitet. I en gassløftet brønn vil ofte både ringromsvolumet og ringromstrykket være gitte størrelser basert på henholdsvis brønndesignet og reservoaregenskapene. Flere stabilitetsteorier, blant annet kriteriene til Asheim (1988), gir uttrykk for at stabiliteten reduseres dersom gassledningsvolumet øker. Dette er slutning som også ble trukket i prosjektrapporten (Sagberg, 2012), basert på forsøk på den tidligere utgaven av modellen.

I en typisk gassløftet brønn vil trykket i ringrommet kunne ligge på rundt 100 bara. Dersom vi bruker ligning 5.1, til tross for at disse trykkforholdene ligger utenfor ligningens valide bruksområde, vil kompressibiliteten bli tilnærmet  $10^{-7} \text{ Pa}^{-1}$ . Gassinjeksjonsdybden vil variere en hel del fra brønn til brønn, noe som kan påvirke volumet til ringrommet. Dersom vi antar en injeksjonsdybde på 2000 meter, vil ringromsvolumet bli omtrent  $50 \text{ m}^3$  med konvensjonelle dimensjoner på fôrings- og produksjonsrør. Produktet av kompressibiliteten og volumet vil da bli omtrent  $5 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{Pa}$ .

Gassløftmodellen har et trykk på omlag 1,2 bara i gassledningssystemet. Dette vil med bruk av ligning 5.1 gi en gasskompressibilitet på  $8,3 \times 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$ . Volumet av gasslangen kan betraktes som neglisjerbart, siden den indre diameteren kun er 10 millimeter. Med tanken på 60 liter som ringromsvolum, blir produktet av volumet og kompressibiliteten lik  $5 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{Pa}$ . Dette er ti ganger mindre enn i en reell brønn. Dermed vil vi forvente at ustabilitetssyklusene i modellen er kortere enn hva som er tilfelle i en gassløftbrønn, siden gasslagringsevnen er betydelig mindre.

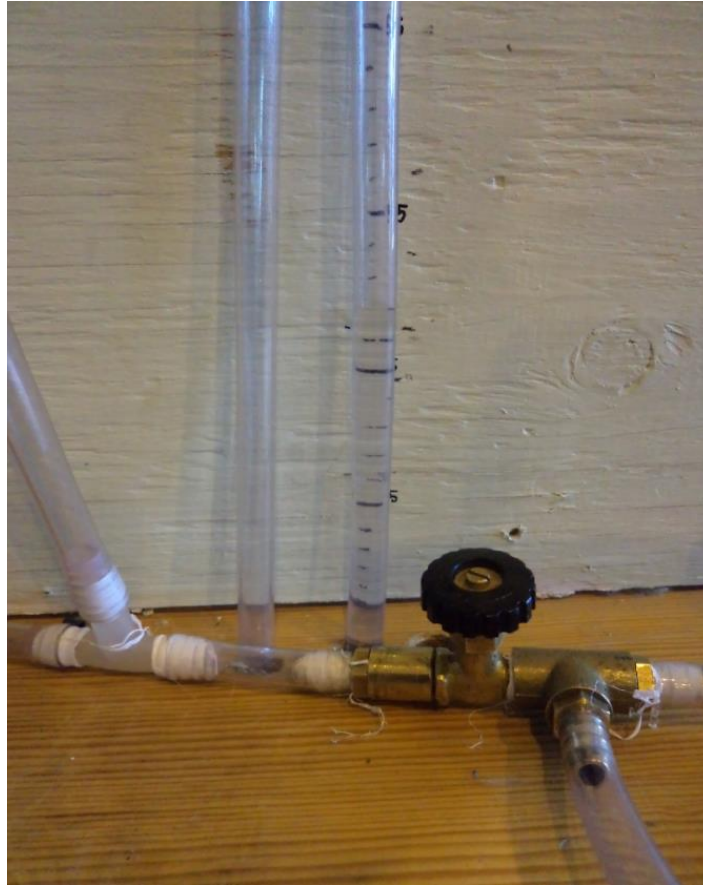
Etter tanken strømmes gassen videre gjennom et nytt rotameter. I motsetning til det første rotameteret vil ikke dette vise konstante gassrater ved ustabile betingelser. Raten her vil nemlig avhenge av graden av gasslagring eller gassutslipp fra tanken. Siden gassledningsvolumet nedstrøms dette rotameteret er nokså lite, vil raten fra rotameteret omtrentlig tilsvare gassraten som strømmer inn i produksjonsrøret. Funn i arbeidet med prosjektrapporten viser at gassraten i rotameteret nedstrøms gasstanken kan være opptil fire ganger høyere enn raten oppstrøms tanken. Dette viser med all tydelighet gasslagringsevnen til det kompressible volumet.

Gassens siste hindring før den når produksjonsrøret, er gassløftventilen, som i modellen vil kalles injeksjonsventil. Denne ventilen har som regel to hovedformål. For det første skal den hindre at brønnfluider strømmer fra produksjonsrøret og inn i ringrommet, og er derfor en såkalt tilbakeslagsventil. Samtidig skal ventilen i utgangspunktet sikre jevn innstrømning av gass til produksjonsrøret. Trykkfallet over en typisk ventil er gitt som

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho \frac{Q^2}{A_c^2}. \quad (5.2)$$

Som ligningen viser, er trykkfallet proporsjonalt med den kvadrerte strømningsraten. Ventilen vil derfor bremse svært høye rater. Ekstremitetene i strømmingen vil dermed bli visket en del ut, men strømningsraten vil fortsatt være avhengig av brønntrykket. Åpningen i injeksjonsventilen justeres enkelt med en kran.

Trykkfallet over injeksjonsventilen måles med et u-rørsmanometer, som vist i figur 14. Dette er en innretning som måler differensialtrykket mellom to punkter, basert på forskjellen i vannstand mellom to sammenkoblede, vertikale rør (White, 2008). Den ene vannkolonnen er koblet direkte sammen med gassen oppstrøms injeksjonsventilen, mens den andre kolonnen er koblet til gasslangen nedstrøms ventilen. Siden gasstrykket er høyere oppstrøms ventilen, vil vannkolonnen som er koblet til dette trykket bli presset ned. Forskjellen i vannstand mellom de to målerørene vil derfor vise trykkforskjellen mellom punktene på hver side av ventilen. Høydeforskjellen kan nemlig enkelt gjøres om til differensialtrykk ved hjelp den velkjente formelen  $\Delta p = \rho g \Delta h$ . En høydeforskjell på 10 centimeter vil tilsvare omtrent 0,01 bar.



**Figur 14:** Gassinjeksjonsventilen med u-rørsmanometeret bak.

## 5.4 Væsketilførsel

Som indikert i skissen av systemet, i figur 12, resirkuleres vannet etter at det har blitt løftet av gassen i produksjonsrøret. Dette fører til at væsknivået i vanntanken holder seg tilnærmet konstant så lenge strømmingen er stabil. Uten lekkasjer i systemet vil derfor væskepåfylling være unødvendig. Vanntanken skal representere reservoaret i gassløfts-systemet. Siden vanntanken er åpen mot atmosfærisk trykk, vil reservoartrykket være proporsjonalt med vannivået i tanken. Med en høyde over produksjonsrørets vanninnstrømningspunkt på 178 centimeter, vil reservoartrykket bli omtrent 1,179 bara. Videre er tankens diameter på 18,5 centimeter, det vil si relativt stor i forhold til de andre komponentene i væskesløyfen. Dermed vil variasjoner i væskestrømmingen ved ustabile forhold kun skape små variasjoner i tankens vannivå og resulterende reservoartrykk.

Fra reservoartanken strømmer vannet i en slange med indre diameter på 10 millimeter i retning av produksjonsrøret. Ved utløpet av tanken er det plassert en reservoarventil. Formålet med denne ventilen er å kunne bryte kommunikasjonen mellom tanken og resten av væsketilførselssystemet. Dette er særlig aktuelt dersom modifikasjoner på modellen krever at vannet tappes ut av systemet. Reservoarventilen hindrer da at man må tappe vannet ut av tanken, som rommer det meste av vannet i systemet. Under produksjon estimeres det at 88 - 90 % av den totale vannmengden er i tanken. I tillegg stenges reservoarventilen når en ekstern vannkilde kobles på utblødningsventilen. Det skjer i de tilfellene der det er nødvendig å fjerne

oppsamlet luft i væsketilførselssystemet før oppstart av løfteprosessen. Luftlommer vil nemlig øke trykktapet fra reservoartanken til produksjonsrøret, siden det tilgjengelige strømningsarealet blir mindre. For å kunne sammenligne ulike forsøk på modellen, er det derfor avgjørende at vannslangene er helt frie for luft. Utblødningsventilen er normalt lukket under produksjon. Utløpet fra reservoartanken og ventilene kan sees i figur 15.



**Figur 15:** Reservoartankutløpet med reservoarventilen til høyre og utblødningsventilen til venstre. Helt til venstre sees T-koblingen med splittingen av væskestrømmen.

Olje som strømmer fra et reservoar til en brønn, vil oppleve et innstrømningstrykktap. Dette trykktapet er normalt proporsjonalt med raten, så lenge det er énfase væske som strømmer (Golan & Whitson, 1996). I en gassløftet brønn er ofte gassfraksjonen til reservoarfluidet lav under innstrømning, slik at første ordens trykktap vil være dominerende. Gassløftmodellen ønskes derfor utstyrt med nettopp første ordens trykktap for vannet. Ventiler er med andre ord utelukket, siden trykktapet over disse vil være av andre orden. Løsningen blir dermed å simulere innstrømningstrykktapet ved hjelp av en lang vannslange.

For å oppnå en lineær relasjon mellom strømningsrate og trykktap i vannslangen, må vi ha laminær strømning (White, 2008). Turbulent strømning vil gi et trykktap som er proporsjonalt med strømningsraten i en potens nærmere to enn én. Strømningsregimet bestemmes av reynoldstallet, som er gitt som (White, 2008)

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu}. \quad (5.3)$$

For rørstrømning indikerer et reynoldstall på under 2300 laminær strømning, mens et reynoldstall over 4000 indikerer turbulent strømning. Reynoldstall mellom disse verdiene ligger i overgangsområdet mellom de to strømningsregimene. Av størrelsene i ligning 5.3 er det kun strømningshastigheten til vannet som er ukjent. Tettheten er  $1000 \text{ kg/m}^3$ , viskositeten omtrent 1 cP ved  $20^\circ\text{C}$ , og vannslangens indre diameter 10 millimeter. Hastigheten er en størrelse som vil avhenge av flere andre størrelser i modellen, ikke minst gassinjeksjonsraten og innstrømningskarakteristikken. Som et utgangsestimat for hastigheten brukes vannraten som ble funnet i prosjektrapporten (Sagberg, 2012), omtrent 100 liter per time. I vannslangen vil dette tilsvare en gjennomsnittlig strømningshastighet på 0,35 m/s. Dersom verdiene settes inn i ligning 5.3, finner vi et reynoldstall på 3500, som altså er i overgangsområdet mellom laminær og turbulent strømning.

Det kalkulerede reynoldstallet er ikke ideelt, siden det viser at vannstrømningen ikke er i det laminære området. Reynoldstallet kan senkes ved å øke diameteren på vannslangen eller redusere vannraten i slangen. Det sistnevnte kan gjøres ved å spre vannet over to parallelle slanger. Vannraten i hver slange vil da halveres, noe som igjen betyr en halvering av strømningshastigheten. Reynoldstallet vil dermed også halveres fra 3500 til 1750, slik at laminær strømning oppnås i begge slangene. Vi velger derfor å utforme vannledningssystemet med to parallelle slanger, istedenfor én enkelt slange. Med laminært strømningsregime i vannslangene, kan friksjonstrykktapet enkelt beregnes. Darcy-Weisbachs ligning for inkompressibel væskestrømning (Guðmundsson, 2009) gir at

$$\Delta p_f = \frac{f L}{2 d} \rho u^2, \quad (5.4)$$

hvor friksjonsfaktoren  $f$  for laminær strømning er gitt som

$$f = \frac{64}{Re}. \quad (5.5)$$

Trykktapet per meter blir med 50 liter per time per slange omtrent 55 Pa/m. Dette er et relativt beskjedent trykktap, noe som tilsier at slangene må være av en viss lengde for å få et merkbart trykkfall. Innstrømningstrykktapet i en reell brønn vil avhenge av faktorer som permeabilitet, brønnskade og ønsket produksjonsrate, og vil typisk ligge mellom 20 og 30 bar. Som beskrevet innledningsvis, vil det over gassløftventilen ofte være et trykkfall på 3 til 7 bar (Fairuzov et al., 2004). Innstrømningstrykktapet for gassen er med andre ord tre til fire ganger mindre enn væskens innstrømningstrykktap i gassløftede brønner. Denne observasjonen kan overføres til løftemodellen. Her har vi et regulerbart trykkfall over injeksjonsventilen i området 0 til 0,1 bar. Trykkfallet fra reservoartanken til produksjonsrøret bør derfor ligge på minimum noen tusen Pascal.

I tillegg til friksjonstrykktap, vil også andre faktorer bidra til innstrømningstrykktap for vannet. Over både reservoarventilen, T-koblingene og vannrotameteret vil det være visse

trykktap. I tillegg vil trykktap relatert til fluidakselerasjon spille inn på det totale trykktapet. Den beregnede lengden til de to vannslangene, basert på friksjonstrykktapet, bør derfor ta høyde for de andre trykktapene, slik at det totale trykkfallet ikke blir for stort. Modellen vil ta utgangspunkt i at hver av vannslangene er 25 meter lange. Dette vil gi et friksjonstrykktap på omtrent 1425 Pascal, eller 0,014 bar, dersom den totale væskeraten er 100 liter per time.

Innstrømningstrykktapet fra reservoartanken til produksjonsrøret måles ved hjelp av et rørmanometer. Siden manometeret skal måle trykkfallet i vannstrømning, er det ikke nødvendig å installere et u-rørsmanometer. To måleslanger er simpelthen koblet til hver sin ende av væsketilførselssystemet. Trykkforskjellen mellom målepunktene finnes ved å legge slangene vertikalt ved siden av hverandre, og måle høydeforskjellen mellom vannstandene. Høydedifferanse kan på samme måte som for u-rørsmanometeret omgjøres til trykkdifferanse.

Før innløpet til produksjonsrøret måles vannraten i et rotameter. Ved stabil strømning vil denne vannraten tilsvare den produserte vannraten på toppen av produksjonsrøret. Dersom strømningen er ustabil, vil rotameteret bare kunne si noe om innstrømningen til røret. Likevel vil det som går inn i røret nødvendigvis også komme ut, slik at den gjennomsnittlige vannproduksjonen kan fastsettes ved å snitte verdiene fra rotameteret over tid. Videre vil vannrotameteret være en viktig indikator på stabilitetsgraden i løftesystemet, siden vannraten er avhengig av trykket ved injeksjonspunktet.

## 5.5 Produksjonsrør

Produksjonsrøret i gassløftmodellen er i prinsippet et enkelt stigerør. Vannet vil strømme inn nesten nederst i røret, mens gassen vil strømme inn noe lenger opp, som skissert i figur 12. Før oppstart av gasskompressoren vil hele røret være fylt med vann, helt opp til det punktet der vannstanden i røret utjevner vannstanden i reservoartanken. Når gass begynner å strømme inn i røret, vil den gjennomsnittlige tettheten i røret avta, slik at den hydrostatiske trykkgradienten reduseres. Vannet vil ved tilstrekkelig gassinjeksjon bli løftet opp til det punktet hvor det kan strømme fritt ut av røret. Fra denne sirkulære åpningen i produksjonsrøret leder et svakt hellende rør vannet tilbake til reservoartanken. Gassen blir på sin side sluppet ut av produksjonsrøret gjennom åpningen i toppen.

Produksjonsrøret i modellen er kun 198 centimeter langt fra bunn til vannutløp, noe som er omtrent likt som i modellen til Torre et al (1987). Dette er vesentlig kortere enn i modellene som Anfinsen (1988), Kinderen et al. (1998), Eikrem et al. (2005) og Aamo et al. (2004) brukte. De tre sistnevnte brukte alle gassløftmodellen i Rijswijk i Nederland for sine simuleringer, der produksjonsrøret er 18 meter høyt. Anfinsen varierte lengden på sitt produksjonsrør mellom 8 og 21 meter. Samtidig er diameteren på produksjonsrøret i modellen vår 42 millimeter, mens de tidligere arbeidene benyttet seg av diameterer mellom 12 og 20 millimeter.

Disse forskjellene i lengde og diameter vil gi utslag på strømningsmønsteret i røret, og muligens også på stabiliteten. For det første vil effekten av redusert tetthet virke over et lengre



intervall desto lengre røret er, noe som åpner for høyere trykktap i vanninnstrømningen. I tillegg vil smalere rør initiere lengre taylorbobler enn tykkere rør, som igjen vil påvirke trykkforholdene i røret. Den store rørdiameteren i modellen vil hindre dannelsen av lange gassbobler, noe som medfører at innstrømningen til røret i liten grad vil avhenge av strømningsmønsteret. Samtidig viser forsøk på modellen at løfteeffekten er stor nok til å sirkulere væsken rundt i systemet, selv med et betydelig innstrømningstrykktap.

Langt oppe i produksjonsrøret er det plassert en impedanssonde. Denne sonden har som formål å måle den lokale fasefraksjonen på en bestemt høyde i røret, og bygger på meto-  
dikken utviklet av Andreussi et al (1988). Sonden består to ringelektroder som begge er integrert i produksjonsrørets vegger, som vist i figur 16. Metoden tar utgangspunkt i at de to elektrodene vil registrere konduktansen (impedansen) mellom seg, det vil si rørfluidenes evne til å lede strøm. Konduktansen, eller den inverse størrelsen resistans, vil avhenge av væskefraksjonen i røret og avstanden mellom elektrodene. Ved å kjenne relasjonen mellom konduktans og væskefraksjon, kan sistnevnte størrelse bestemmes på bakgrunn av konduktanslogging av en produserende brønn.



**Figur 16:** Ringlektroder i produksjonsrør med ledninger til transformator.

Andreussi et al. kom frem til at følgende sammenheng mellom konduktans ( $G_E$ ) og væskefraksjon ( $H_L$ ) gjelder i et rør med to ringelektroder:

$$G_E = \frac{\gamma A}{D_E} H_L, \quad (5.6)$$

hvor  $\gamma$  er væskens konduktivitet,  $A$  er rørets tverrsnittsareal og  $D_E$  avstanden mellom elektrodene målt i strømningsretningen. Ligning 5.6 viser at for alle typer separert gass-væske-strømning vil konduktansen mellom elektrodene være proporsjonal med den gjennomsnittlige væskefraksjonen mellom elektrodene. Andreussi et al. påpekte likevel at avstanden mellom elektrodene i forhold til strømningsarealet måtte være tilstrekkelig stor for at ligningen skal være gyldig. Ved for kort avstand mellom elektrodene vil nemlig konduktansmålingen bli dominert av fluidet nærmest rørveggen, i og med at den elektriske strømmen vil søke minste motstands vei mellom elektrodene.

Samtidig er det heller ikke ønskelig med for lang avstand mellom elektrodene, siden væskefraksjonen da vil snittes over et større fluidvolum. Utgangspunktet for impedansmålingen er nemlig å finne fluidfraksjonene for et gitt tverrsnitt langs røret. Andreussi et al. anbefalte å sette avstanden mellom elektrodene til omtrent 1,5 - 2,5 ganger rørdiameteren. Dette gir ifølge dem et godt kompromiss mellom ønsket om lokal måling og ønsket om at målingen skal være uavhengig av strømningsregimet i røret. Med en indre rørdiameter på 4,2 cm og en elektrodeavstand på 6,8 cm, er impedansmålingen i modellen i samsvar med denne anbefalingen.

Strømmen, spenningen og resistansen blir registrert i impedanssonden hvert andre hundredels sekund. Dette gir 50 målinger i sekundet, slik at dataene kan anses som tilnærmet kontinuerlige. Dataene blir sendt fra elektrodene via kobberledninger til en transformator. Her blir dataene prosessert, før de overføres med USB-kabel til en datamaskin. På denne måten kan man sanntidsplotte de elektriske størrelsene på datamaskinen, selv om noe tidsforsinkelse må påregnes.

Hovedformålet med impedanssonden i modellen er ikke å måle nøyaktige fasefraksjoner. For å vurdere stabiliteten til løftesystemet, er systemdynamikken den viktigste faktoren, og dermed førsteprioritet i målingene på modellen. Konduktansen eller resistansen kan nemlig brukes til å finne systemets harmoniske frekvens. Dette kan gjøres ved hjelp av fouriertransformasjon, som ofte brukes til å transformere en tidsavhengig funksjon til en frekvensavhengig funksjon. Den nye funksjonen er den fouriertransformerte, også kalt frekvensspekteret, til den opprinnelige funksjonen (Kreyszig, 2006).

I vårt tilfelle har vi ikke en funksjon, men snarere en dataserie med verdier, som vi ønsker å fouriertransformere. Dersom dataserien har like stor tidsmessig avstand mellom dataene, kan den diskrete fouriertransformasjonen brukes til å finne frekvensspekteret (Kreyszig, 2006). Som oftest brukes en algoritme kalt rask fouriertransformasjon (FFT) til beregne den diskrete fouriertransformasjonen, siden denne går langt raskere for store datasett. Den raske

fouriertransformasjonen finnes i mange utgaver i programmer som Matlab og Maple. Basert på resistansverdiene som input, vil transformasjonen levere frekvensspekteret som utgangsprodukt. Frekvensspekteret er et plott over energimengde mot frekvens. Fordelen med spekteret er at tilfeldig støy vil kanselleres ut gjennom fouriertransformasjonen, ved at bare gjentagende frekvenser vil vises med høy energimengde. Dersom det finnes en klar, sterk frekvens i det lave frekvenssjiktet, kan dette være hovedfrekvensen til systemet. Denne frekvensen vil i så fall tilsvare frekvensen til ustabiliteten i rørstrømningen, og vil være den inverse til tidslengden på én svingning.

## 5.6 Størrelser i modellen

De fleste størrelsene i laboratoriemodellen lar seg ikke endre underveis i løfteprosessen, med unntak av gassinjeksjonsraten og injeksjonstrykktapet. Normalt vil man også kunne justere injeksjonsraten i en reell gassløftbrønn, mens injeksjonstrykktapet som oftest er gitt av en ikke-regulerbar ventilåpning. Noen ventilåpninger kan styres av trykkforskjellen over ventilen, mens et fåtall kan styres direkte fra overflaten. Dersom man ønsker å regulere ventilåpningen uten å regulere differensialtrykket, vil brønnintervensjon som regel være eneste mulighet. Det man derimot har mulighet til å endre på i en brønn, som modellen ikke har mulighet til, er struping av brønnstrømmen på brønnhodet. Som tidligere nevnt, er dette en svært vanlig stabiliseringsmetode. Dette til tross for at flere, blant andre Hu og Golan (2003), hevder at brønnhodestruping reduserer produksjonsratene betraktelig.

Gassinjeksjonsraten og injeksjonstrykktapet vil derfor være de viktigste stabiliseringsredskapene i modellen, på samme måte som injeksjonsraten og strupeventilen er det i en gassløftet brønn. Disse størrelsene vil derfor bli viet mest oppmerksomhet i forsøkene på modellen. Fordelen med modellens dimensjoner er at endringer i rate og trykktap vil merkes nesten umiddelbart på strømningen i produksjonsrøret.

### 5.6.1 Observatører

Observatørene gir den kvantitative informasjonen om stabiliteten i løftesystemet. Samtlige observatører gir den øyeblikkelige verdien til størrelsen de måler. På den måten kan kombinasjon av de ulike målingene på et gitt tidspunkt gi et svært godt bilde av løfteprosessen. Ulempen er at kun en av observatørene logger verdiene sine, nemlig impedanssonden. Logging av målingene fra rotametrene og manometrene vil kreve mer sofistikert utstyr enn det modellen bruker i dag. Her følger en kort oversikt over hvilke størrelser observatørene måler:

- i. *Manometeret* måler trykket i det kompressible gassvolumet,  $p_{inj}$ .
- ii. *Gassrotameteret oppstrøms det kompressible volumet* måler injeksjonsraten av gass,  $Q_g$ .
- iii. *Gassrotameteret nedstrøms det kompressible volumet* måler raten av gass som strømmer inn i produksjonsrøret,  $Q_{gi}$ .

- iv. *U-rørsmanometeret* måler trykkfallet over gassinjeksjonsventilen,  $\Delta p_{inj}$ .
- v. *Vannrotameteret* måler innstrømningen av væske til produksjonsrøret,  $Q_w$ .
- vi. *Rørmanometeret* måler trykkfallet for væskeinnstrømningen fra reservoartanken til produksjonsrøret,  $\Delta p_w$ .
- vii. *Impedanssonden* måler resistansen mellom to elektroder på et gitt tverrsnitt i røret.

## 5.6.2 Overgang mellom stabil og ustabil strømning

Et sentralt poeng for flere av forsøkene som blir gjort på modellen, er å bestemme overgangen mellom stabil og ustabil strømning. Denne informasjonen vil blant annet bli brukt til å undersøke om Asheims (1988) stabilitetskriterier er anvendelige på modellen. Fra tidligere laboratoriearbeid foreligger det ingen klar fremgangsmåte over hvordan overgangen finnes. Ofte kan det nemlig være vanskelig å skille mellom tilfeldige variasjoner i tofasestrømningen og svake, systematiske variasjoner i rater og trykk. Utfordringen blir derfor å identifisere det systematiske og periodiske i det tilfeldige.

Den viktigste kilden til å fastsette stabiliteten til løftesystemet under gitte betingelser, er frekvensspekteret fra impedansmålingen. Spekteret vil kunne identifisere lave, periodiske frekvenser, samtidig som støy blir kansellert ut. Dersom det ikke finnes noen tydelig, lav frekvens, vil systemet karakteriseres som stabilt. Overgangen til ustabil strømning kan derfor begrunnes i dannelsen av slike frekvenser. I tillegg vil verdiene fra vannrotameteret bli plottet mot tid, basert på visuell tolkning av flottørens posisjon fanget på sakte film. Dette plottet vil kunne avsløre systematiske variasjoner i vanninnstrømningen, og dermed påvise ustabile strømningsforhold. Tolkning basert på visuelle observasjoner er likevel ikke så pålitelige som loggede verdier. Det vil derfor bli lagt mest vekt på funnene fra frekvensspekteret i fastsettelsen av stabilitetsovergangen.

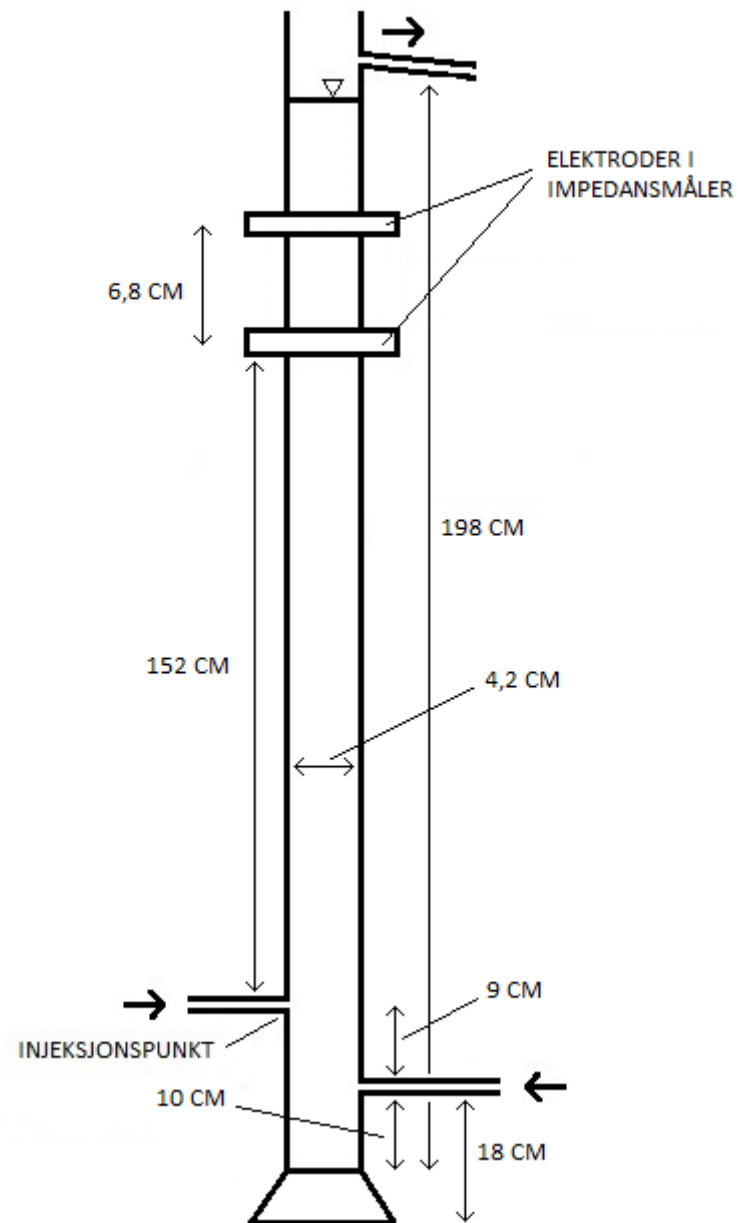
## 5.6.3 Oversikt over størrelser

Til slutt i kapitlet inkluderes en oversikt over størrelsene som er brukt i modellen. Tabell 1 viser de viktigste størrelsene relatert til gass- og væsketilførselen i systemet, mens figur 17 viser størrelsene i produksjonsrøret.

**Tabell 1:** Oversikt over de viktigste størrelsene i gass- og væsketilførselssystemene.

<b>Gasstilførsel</b>		
Gassegenskaper	<i>Tetthet</i>	1,22 kg/Sm <sup>3</sup>
	<i>Viskositet</i>	0,018 cp
Gasslange	<i>Total lengde</i>	10,3 m
	<i>Indre diameter</i>	10 mm
Gasstank	<i>Volum</i>	60 l
Kompressibelt gassvolum	<i>Volum</i>	60,8 l
Rotameter oppstrøms gasstank	<i>Maksimal luftrate</i>	2600 l/h
Rotameter nedstrøms gasstank	<i>Maksimal luftrate</i>	9280 l/h

<b>Væsketilførsel</b>		
Vannegenskaper	<i>Tetthet</i>	1000 kg/Sm <sup>3</sup>
	<i>Viskositet</i>	1,0 cp
Reservoartank	<i>Høyde vannsøyle</i>	196 cm
	<i>Diameter</i>	185 mm
	<i>Vannvolum</i>	52,7 l
Innstrømningsmotstand	<i>Lengde per slange</i>	25,0 m
	<i>Indre diameter</i>	10 mm
Øvrig vannslange	<i>Lengde</i>	1,7 m
	<i>Indre diameter</i>	10 mm
Rotameter	<i>Maksimal vannrate</i>	584 l/h



**Figur 17:** Størrelser i produksjonsrøret.

## KAPITTEL 6:

# RESULTATER

---

Forsøkene som nå vil bli gjennomgått, tar utgangspunkt i tre viktige deler av gassløftsystemet. Disse delene er gassinjeksjonsventilen, gassraten og væskeinnstrømningen. Felles for disse delene er at de alle påvirker løftestabiliteten i større eller mindre grad, samtidig som de sier noe om modellens evne til å simulere ustabilitet på en virkelighetsnær måte. Injeksjonsventilen og gassraten er som nevnt de eneste størrelsene som kan justeres underveis i gassløftet, og er derfor de viktigste stabiliseringsredskapene i modellen. Væskeinnstrømningens innvirkning på stabiliteten vil bli testet fordi forsøkene fra prosjektoppgaven ikke ga konkluderbare resultater.

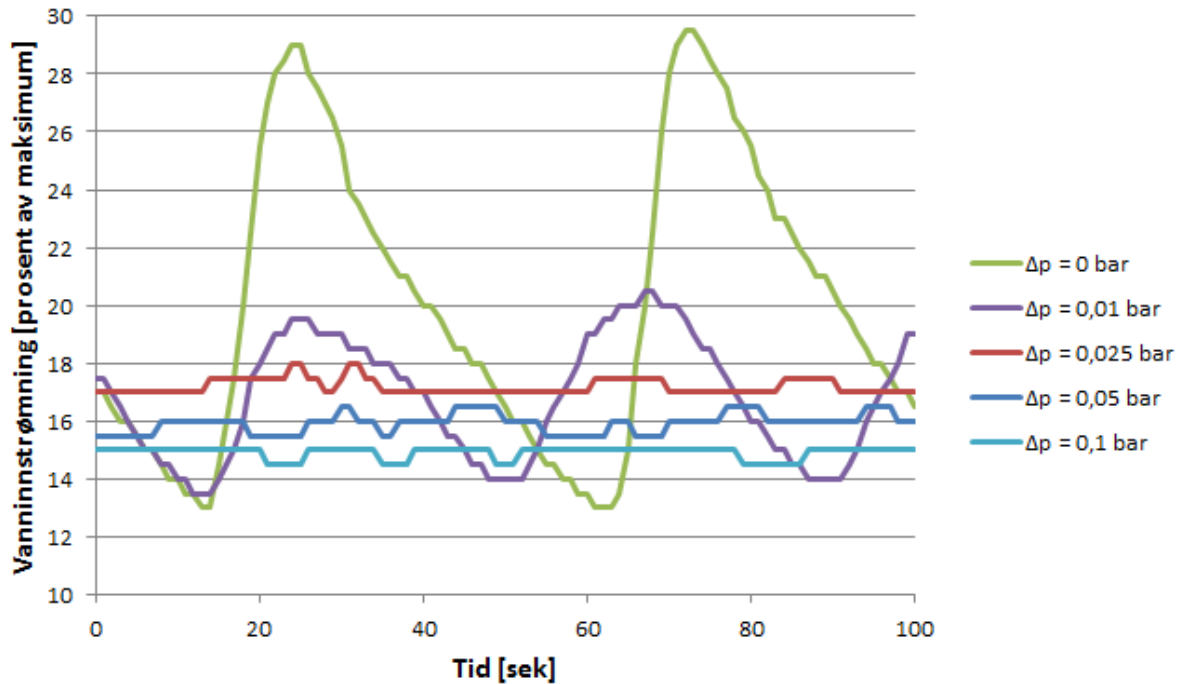
### 6.1 Injeksjonsventilens innvirkning på stabiliteten

Gassinjeksjonsventilen kontrollerer graden av kommunikasjon mellom produksjonsrøret og ringrommet. Dersom strømningen gjennom ventilen er kritisk, vil ikke ustabilitet kunne forplante seg til ringrommet, slik at casing heading ikke kan oppstå. Den motsatte ekstremiteten oppstår dersom gasstrømningen ikke blir begrenset av injeksjonsventilen i det hele tatt. Dette vil føre til en fullstendig dynamisk kobling mellom produksjonsrøret og ringrommet. Fra de ulike stabilitetsteoriene er det klar konsensus om at redusert ventilåpning, og dermed høyere injeksjonstrykktap, øker stabiliteten til gassløftsystemet. Dette viser blant annet resultatene til Poblano et al. (2002) og Maijoni og Hamouda (2011). Med bakgrunn i dette ønsker vi nå å undersøke om også modellen viser at økt injeksjonstrykktap stabiliserer systemet.

Injeksjonsventilens betydning for brønnstabiliteten vil bli undersøkt ved å stegvis endre trykktapet over ventilen. Alle andre størrelser enn trykkfallet vil holdes konstant gjennom alle forsøkene. Gassinjeksjonsraten vil være 20 % av maksimalraten i rotameteret nedstrøms kompressoren, tilsvarende 520 liter per time. Injeksjonstrykktapet justeres ved hjelp av kranen på ventilen. Ofte vil det ta en viss tid før trykktapet stabiliserer seg, siden gasstrømningen vil endres når trykktapet endres. Anfinsen (1988) brukte et injeksjonstrykktap mellom 0 og 0,04 bar i sine laboratorieforsøk, tilsvarende 0 til 40 centimeter vannkolonne. Disse verdiene vil fungere som et utgangspunkt for trykktapene vi kan forvente i modellen. Trykkfallet over ventilen måles ved hjelp av u-rørsmanometeret. Denne målemetoden er basert på visuell observasjon av differansen i vannstand mellom rørene i manometeret. En viss unøyaktighet kan derfor forventes.

### 6.1.1 Vanninnstrømning

Figur 18 viser hvordan vanninnstrømningen varierer med tid for ulike gassinjeksjonstrykktap. Verdiene baserer seg på avlesninger fra vannrotameteret, som er en av de viktigste stabilitetsindikatorerne i modellen. Her har vi variert trykkfallet over gassinjeksjonsventilen mellom 0 og 0,10 bar, og observert den innstrømmende vannraten over 100 sekunder.



**Figur 18:** Vanninnstrømning mot tid for forskjellige gassinjeksjonstrykktap.

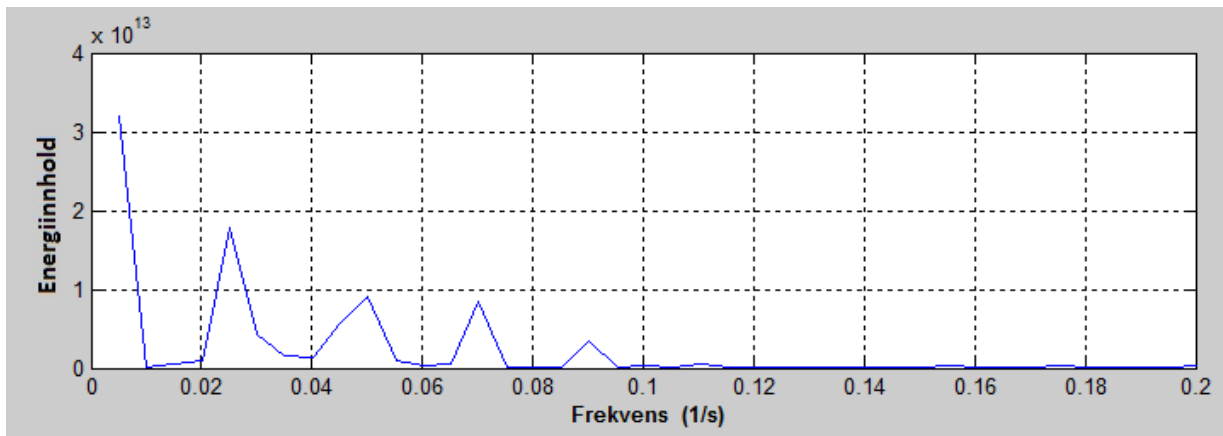
Flere interessante observasjoner kan trekkes ut fra figuren. Den mest åpenbare observasjonen er at variasjonene i vanninnstrømningen er størst for de laveste trykktapene. Spesielt skiller tilfellet uten injeksjonstrykktap seg ut med særlig kraftige variasjoner. I tillegg virker det å være en tydelig, periodisk oppførsel i vanninnstrømningen for de laveste trykktapene. Den samme periodisiteten er vanskelig å finne igjen når trykktapet økes. Her blir variasjonene veldig små, samtidig som utslagene virker mer tilfeldige. Videre ser det ut som om lengden på de periodiske syklusene øker desto kraftigere svingningene blir. Dette virker fornuftig, med tanke på at gassvolumet må komprimere og ekspandere mer gass for å løfte mye væske på én gang. Disse observasjonene peker i retning av at gassløftsystemet blir mer ustabil desto lavere injeksjonstrykktapet blir.

En annen observasjon som kan gjøres fra figur 18, er at den gjennomsnittlige vannproduksjonen ser ut til å øke desto større svingningene blir. Dersom den momentane vanninnstrømningen snittes over tid, vil nemlig dette snittet tilsvare den gjennomsnittlige vannutstrømningen fra røret. Denne observasjonen samsvarer imidlertid ikke med resultatene til blant andre Hu og Golan (2003) og Garnaud et al. (1996), som kom frem til at ustabilitet gir lavere gjennomsnittlige produksjonsrater. Forklaringen på modellens motsatte oppførsel vil bli diskutert i kapittel 8.

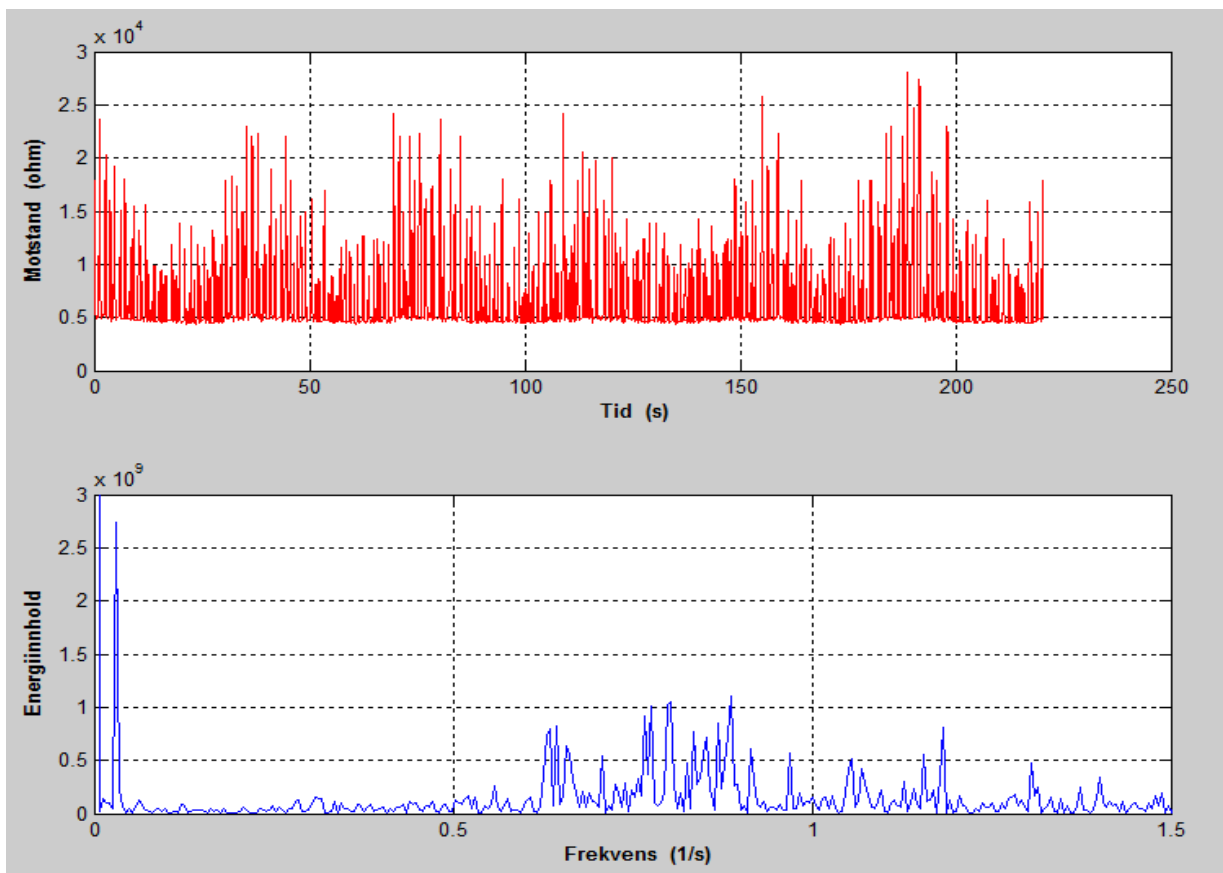


## 6.1.2 Frekvensspekter

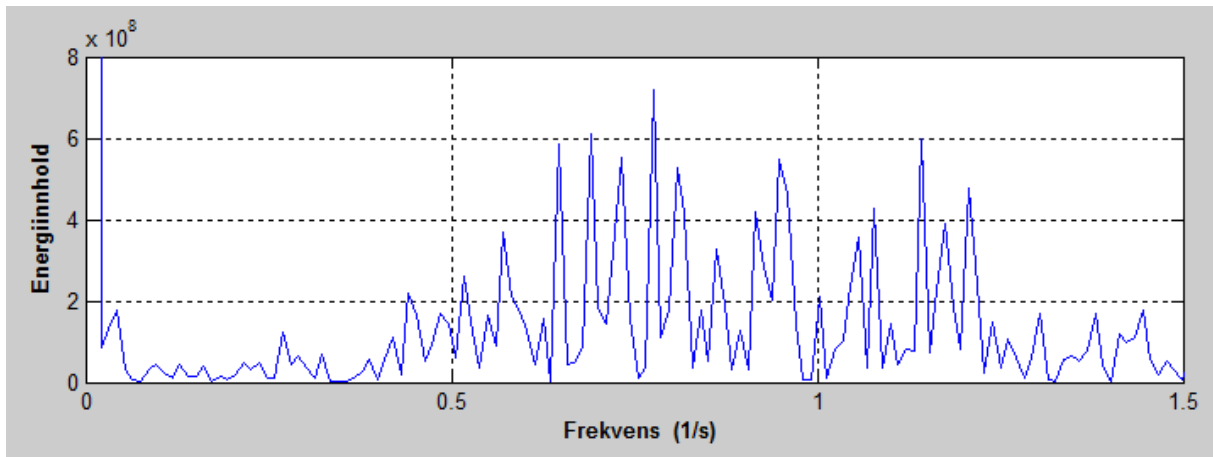
Den viktigste stabilitetsindikatoren i systemet er frekvensspekteret. For hvert injeksjonsstrykktap er resistansen logget i minimum 180 sekunder. Ved å fouriertransformere resistansverdiene, genereres frekvensplottet til det bestemte injeksjonstrykktapet. Figurene 19 til 23 viser frekvensspektrene for ulike trykktap fra 0 til 0,050 bar. I figur 20 er den tilhørende resistansloggen presentert sammen med frekvensspekteret til trykktapet på 0,010 bar. Dersom man sammenligner loggen med spekteret, ser man tydelig at det er enklere å bestemme både stabilitetsgrad og perioden til svingningene fra frekvensspekteret.



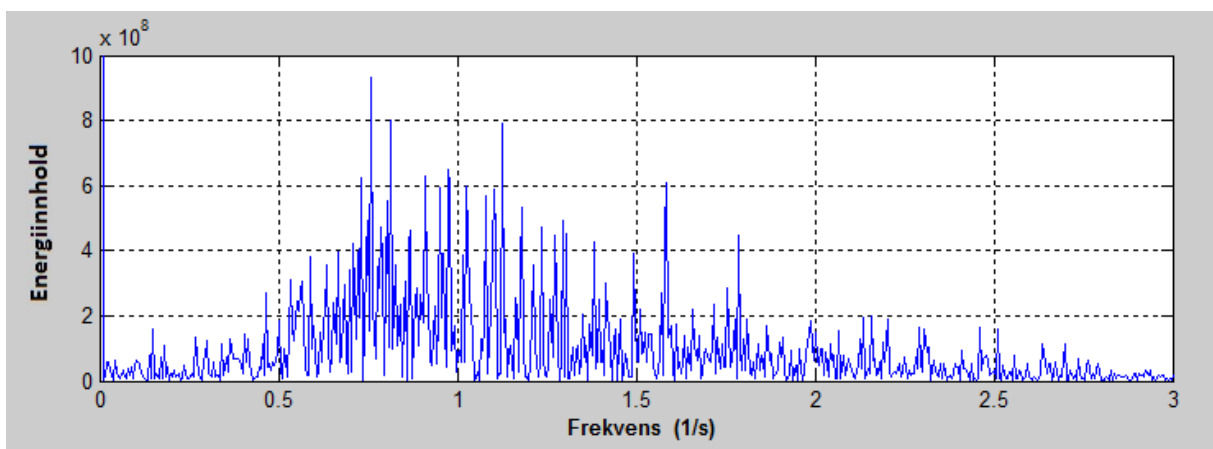
Figur 19: Frekvensspekter for  $\Delta p = 0$  bar.



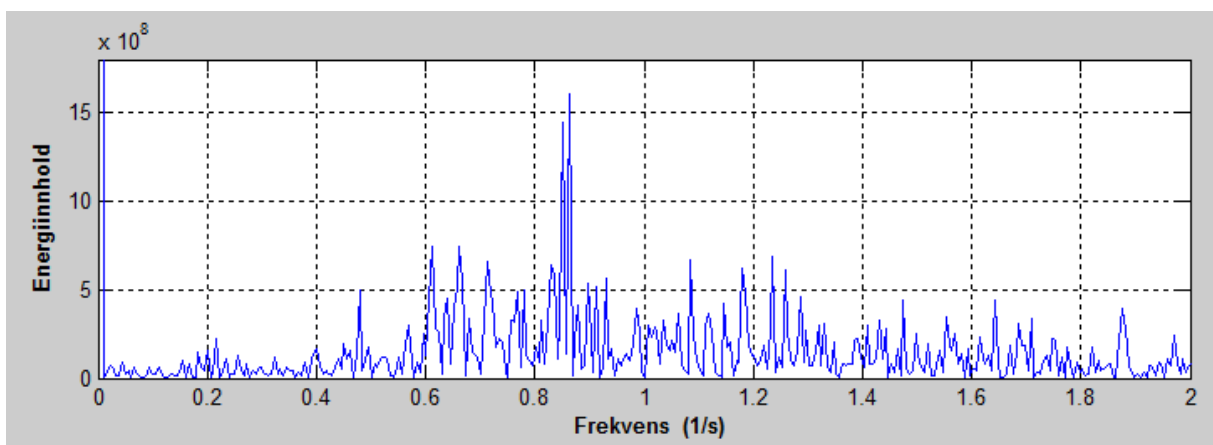
Figur 20: Resistanslogg og frekvensspekter for  $\Delta p = 0,010$  bar.



**Figur 21:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,015$  bar.



**Figur 22:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,025$  bar.



**Figur 23:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,050$  bar.

Frekvensspektrene gir mye nyttig informasjon om stabilitetsgraden i modellen. Dersom det finnes en tydelig og energirik frekvens i det lave frekvenssjiktet, vil dette være systemets ustabilitetsfrekvens. Denne frekvensen vil dermed fortelle hvor lang én ustabilitetsperiode er. Øvrige periodiske frekvenser vil også vises i spektrene, mens uregelmessig støy vil vises med

lav energimengde. Den tilnærmede vertikale streken helt til venstre i frekvensspekteret representerer ingen systemfrekvens, og kan derfor sees bort i fra.

Tendensen i frekvensspektrene virker rimelig klar. Ved lave eller ingen injeksjonstrykktap vises en tydelig frekvens i det lave frekvenssjiktet mellom 0,02 og 0,035 Hz. Disse frekvensene tilsvarer perioder på mellom 30 og 50 sekunder. Denne periodisiteten svarer godt overens med lengden på ustabilitetssyklusene i vanninnstrømningsplottet i figur 18. Et mer nøyaktig utsnitt av frekvensspektrene bekrefter også at den tydelige ustabilitetsfrekvensen blir lavere, og perioden dermed lengre, desto lavere injeksjonstrykktapet blir. I forsøkene med de to laveste trykktapene er denne frekvensen langt høyere enn de øvrige frekvensene. Frekvensspekteret over de to høyeste trykktapene viser derimot ingen klar, lav frekvens. Dette peker i retning av at det ikke finnes noen hovedfrekvens, og dermed heller ingen systematisk ustabilitet i løftesystemet ved høye injeksjonstrykktap. Dette er en observasjon som stemmer godt overens med funnene i vanninnstrømningsplottet.

Frekvensspekteret for injeksjonstrykktapet på 0,015 bar (figur 21) viser en mulig frekvenstopp på 0,04 Hz, tilsvarende en periode på 25 sekunder. Denne frekvensen er derimot mye lavere enn frekvensene i området 0,5 til 1,3 Hz. Det er derfor mulig at frekvensen på 0,04 Hz representerer en svak ustabilitetsfrekvens, men denne kan også skyldes andre faktorer. Det som taler for at dette kan være en hovedfrekvens, er at frekvensen passer godt overens med perioden på én ustabilitetssvingning ved dette trykktapet. Likevel skal vi være forsiktige med å konkludere om systemet faktisk er ustabil ved disse betingelsene. Denne usikkerheten kan brukes til å foreslå trykktapet på 0,015 bar som en omtrentlig grenseverdi for stabilitet.

I flere av frekvensspektrene ser vi at hovedtyngden av klare frekvenser ligger i området mellom 0,5 og 1,5 Hz. Spesielt ved trykktap på 0,050 bar viser spekteret en meget tydelig frekvenstopp rundt 0,85 Hz. Denne og de andre klare frekvensene i dette området skyldes trolig regelmessighet i strømningsmønsteret i produksjonsrøret. To strømningsregimer dominerer i røret, nemlig dispergert strømning (boblestrømning) og sluggstrømning. Ved stabil strømning, som for eksempel oppnås ved høyt injeksjonstrykktap for gassen, vil disse to avløse hverandre i relativt jevne sykluser. Basert på visuell observasjon virker det som om hver slugg kommer med cirka ett sekunds mellomrom. Dette stemmer godt overens med frekvenstoppene rundt 1 Hz.

### **6.1.3 Sammenligning med stabilitetskriterier**

Basert på stabilitetskriteriene utviklet av Asheim (1988), vil vi nå sammenligne den observerte oppførselen til modellen med den predikerte oppførselen. Asheims kriterier er nemlig de mest hensiktsmessige kriteriene å bruke på modellen, siden de både er praktisk anvendbare og enkle å implementere. Kriteriene er tidligere gitt i ligningene 3.1 og 3.2, men  $F_1$  uttrykkes nå på en mer anvendbar måte, basert på trykkforholdene i gassløftesystemet:

$$F_1 = \frac{2p_t \ln\left(\frac{p_{inj}}{p_t}\right)}{p_e - p_{wf}} > 1 \quad (6.1)$$

$$F_2 = \frac{V_t}{V_c} \frac{1}{gD} \frac{p_t}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi}(1 - F_1)} > 1. \quad (6.2)$$

Kriteriene indikerer stabilitet dersom en av ulikhetene er oppfylt. En forklaring av hvordan de ulike størrelsene i ulikhetene finnes, samt et eksempel på beregning av  $F_1$  og  $F_2$ , er gitt i appendiks E. For å sammenligne den predikerte oppførselen med den observerte, brukes tre injeksjonstrykktap som utgangspunkt for beregningene. Ett av trykktapene gir observert stabilitet, ett gir ustabilitet, mens ett er grenseverdien som ble funnet fra frekvensspektrene. Injeksjonstrykktapet er fortsatt den eneste parameteren som endres fra forsøk til forsøk. Resultatet av beregningene er vist i tabell 2.

**Tabell 2:** Beregnede stabilitetskriterier for ulike gassinjeksjonstrykktap.

$\Delta p$ [bar]	Oppførsel i modell	F1	F2	Predikert oppførsel
0,01	Ustabil	0,66	0,57	Ustabil
0,015	Stabilitetsgrense	1,03	-	Stabil
0,05	Stabil	3,50	-	Stabil

Som tabellen viser, predikerer kriteriene til Asheim stabilitet for de to høyeste trykktapene, og ustabilitet for laveste. Dette er i overensstemmelse med de observerte oppførselene i systemet. Dersom vi ser på  $F_1$ -verdiene, øker disse når trykktapet øker. Dette henger sammen med at den naturlige logaritmen i telleren vokser når injeksjonstrykket øker, mens de andre variablene forblir relativt uforandret. Siden  $F_1$  ikke indikerer stabilitet for trykktapet på 0,01 bar, brukes  $F_2$ -kriteriet for en endelig prediksjon. Siden dette også gir en verdi under én, indikerer kriteriene samlet at systemet er ustabil.

Videre er det interessant å se at stabilitetskriteriene indikerer stabilitet for det trykkfallet som ble anslått til å være en mulig overgangsverdi, nemlig 0,015 bar. Samtidig er ikke  $F_1$  langt over én, noe som kan tyde på at kriteriene også er i nærheten av en mulig overgang fra stabil til ustabil strømning. Alt i alt stemmer de predikerte systemoppførselene godt med de faktiske forholdene i modellen.

## 6.2 Gassinjeksjonsratens innvirking på stabiliteten

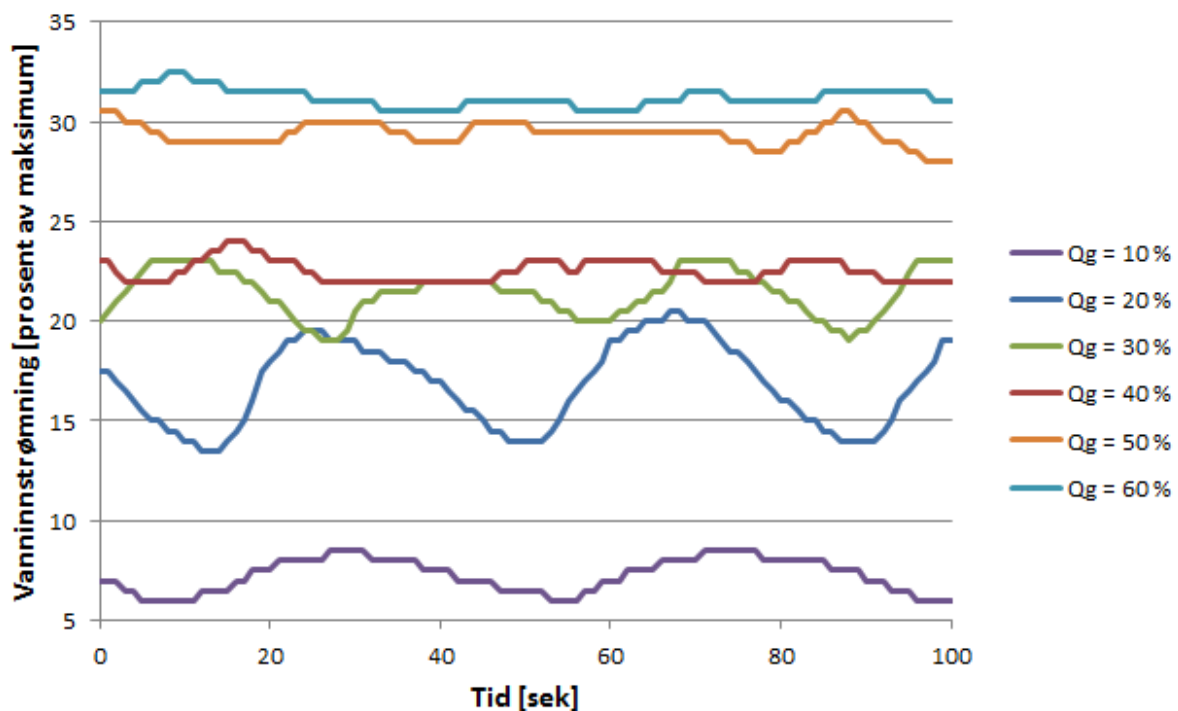
Gassinjeksjonsraten er den andre av de to viktigste stabiliseringsredskapene i modellen. Justering av gassraten er også en svært vanlig stabiliseringsmetode i reelle gassløftbrønner. Økt gassrate stabiliserer systemet, noe blant annet kriteriene til Asheim (1988) og resultatene til Majjoni og Hamouda (2011) viser. Dette ble også konklusjonen i prosjektoppgaven (Sagberg, 2012). Grunnen til at stabilitetsforhold rundt gassinjeksjonsraten igjen ønskes undersøkt, er derfor primært ikke for å bekrefte effekten av økt gassrate en gang til. Hovedformålet er å utvikle et stabilitetskart, hvor gassraten og injeksjonstrykktapet utgjør

aksene. Det vil derfor være nødvendig å undersøke hvor stabilitetsgrensen går når gassraten endres og trykktapet er konstant. I tillegg er det ønskelig å sammenligne den observerte strømningsoppførselen med den predikerte oppførselen fra stabilitetskriteriene, denne gangen med variabel gassrate.

For å undersøke injeksjonsratens innvirkning på brønnstabiliteten, vil alle andre parametere holdes konstante under forsøkene. Injeksjonstrykktapet vil være 0,010 bar, uavhengig av gassraten. Det vil derfor bli nødvendig å justere kranventilens posisjon når gassraten endres, slik at trykktapet blir likt for alle rater. Gassraten endres stegvis, og måles ved hjelp av rotameteret oppstrøms det kompressible volumet. Ved svært lave gassrater observeres det at det kan være vanskelig å holde flottøren i dette rotameteret på et konstant nivå, siden ustabiliteten øker. I disse tilfellene vil flottøren bli innstilt slik at den gjennomsnittlige verdien tilsvarer den ønskelige gassinjeksjonsraten.

### 6.2.1 Vanninnstrømning

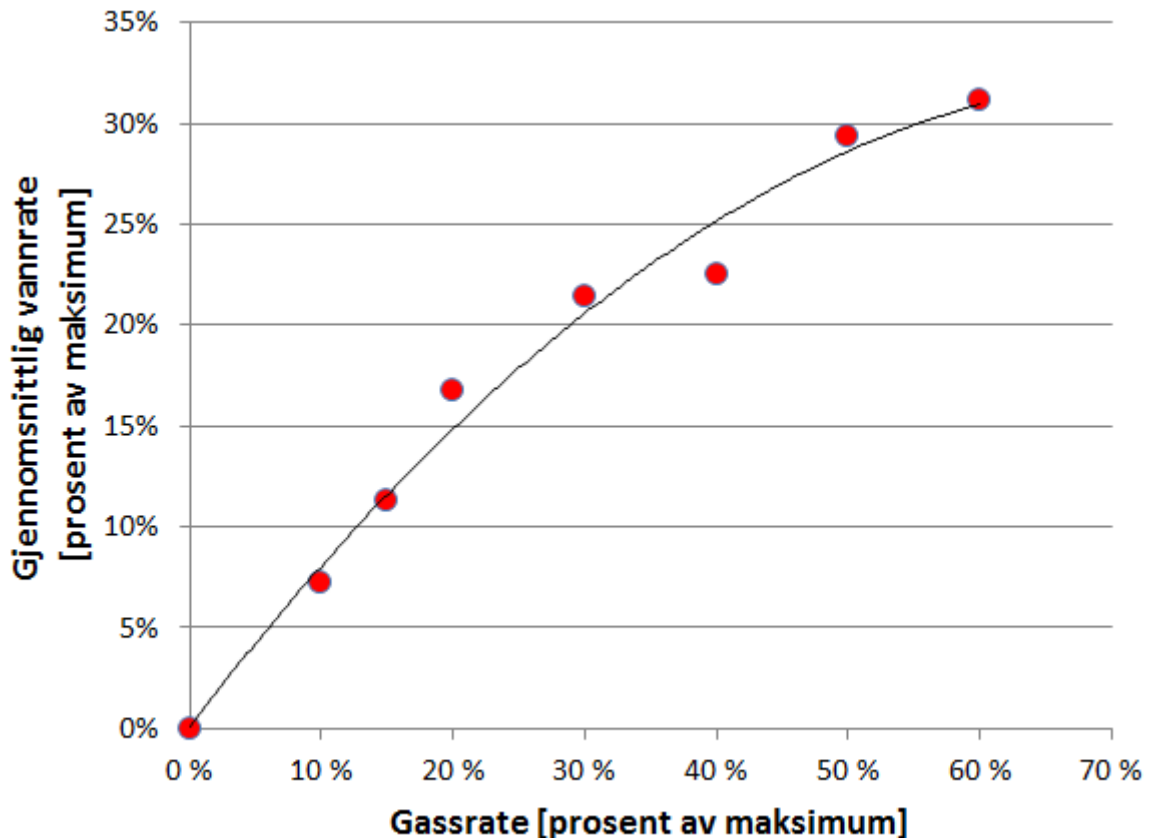
Figur 24 viser hvordan vanninnstrømningen varierer med tid for ulike gassinjeksjonsrater. Ratene er gitt som prosent av maksimalraten i rotameteret nedstrøms kompressoren, som er 2600 liter per time. Gassratene varierer fra 10 til 60 %, noe som tilsvarer 260 til 1560 liter per time. Vannraten som strømmer inn i produksjonsrøret blir fortsatt bestemt av væskerotameteret. Figuren illustrerer flere interessante poenger i modellens løftesystem. Den mest åpenbare observasjonen er at vanninnstrømningen øker desto høyere gassraten blir. Dette er en naturlig konsekvens av at det hydrostatiske trykket i bunnen av produksjonsrøret reduseres når mer gass strømmer i røret.



Figur 24: Vanninnstrømning mot tid for forskjellige gassinjeksjonsrater.

Et annen observasjon som kan gjøres basert på plottene i figuren, er at de systematiske variasjonene i vanninnstrømning ser ut til å avta når gassraten øker. Fra og med gassraten på 40 % virker variasjonene nokså tilfeldige, samtidig som utslagene er relativt beskjedne. For de tre laveste gassratene er variasjonene til dels betydelige, samtidig som de virker periodiske. Et interessant poeng er at variasjonen i vanninnstrømningen for gassraten på 10 % er mye mindre enn variasjonene for den dobbelte raten. Dette kan henge sammen med at vannproduksjonen ved kun 10 % gassrate er svært liten, og temmelig nære den minimale gassraten for å produsere væske. Dermed vil trykkforskjellene i bunnen av produksjonsrøret bli små, og behovet for komprimering av gass i tanken lite. Samtidig er gassraten for liten til å danne taylorbobler, slik at den kun vil strømme dispergert oppover i røret. Videre ser vi at perioden på ustabilitetssyklusene øker desto lavere gassinjeksjonsraten blir. Dette kan forklares med at det kompressible volumet fyller seg raskere opp når gassraten øker, noe som igjen fører til en raskere trykkoppbygging.

Figur 25 viser hvordan den gjennomsnittlige vannproduksjonen øker med økende gassrate, basert på innstrømningsverdiene i figur 24. De røde punktene representerer vannraten for en gitt gassrate, mens den sorte streken er trendlinjen til punktene. Trendlinjen viser at økningen i produsert vannrate avtar når gassraten blir veldig høy. Dette er relativt normalt for gassløftede brønner, siden friksjonskreftene vil bli dominerende når strømningshastigheten i produksjonsrøret blir høy. Vi kan derfor vente oss at trendlinjen vil fortsette å flate ut dersom gassraten øker ytterligere.

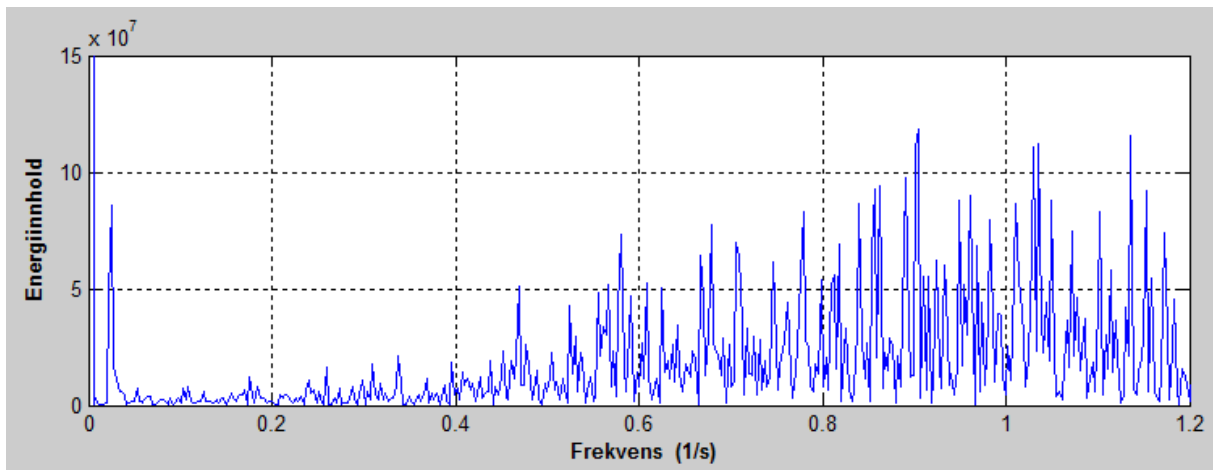


**Figur 25:** Gjenomsnittlig vannproduksjon som funksjon av gassrate.

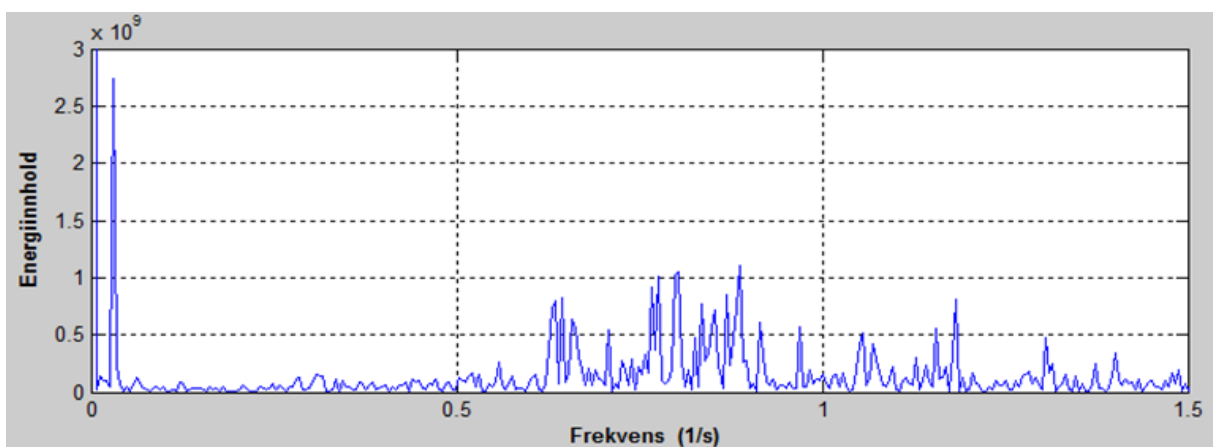
Ifølge blant andre Garnaud et al. (1996), vil ustabilitet føre til lavere gjennomsnittlig væskeproduksjon. Basert på observasjonene i figur 24, virker det som om skillet mellom stabil og ustabil strømning går et sted mellom 30 og 40 % gassrate. Likevel er det vannproduksjonen ved 40 % gassrate som faller nedenfor trendlinjen i figur 25. Dataene fra modellen gir altså ikke noen klar indikasjon på at væskeproduksjonen øker uforholdsmessig mye når systemet stabiliseres med økt gassrate. Et lite tegn på at stabilisering muligens kan gi et positivt produksjonsbidrag i modellen, får vi dog fra den solide produksjon på 50 og 60 % gassrate.

## 6.2.2 Frekvensspekter

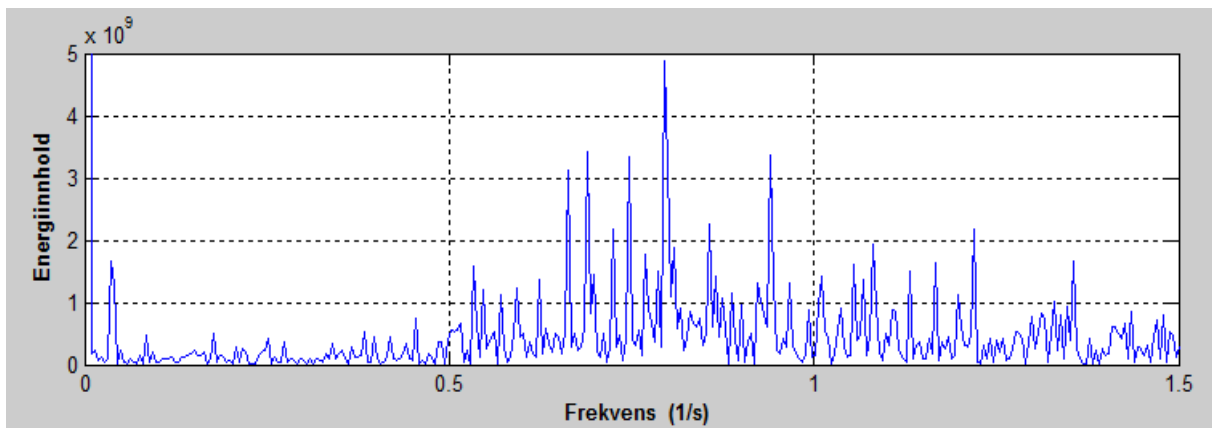
På samme måte som for injeksjonstrykktapene, blir resistansverdiene logget for hver gassrate. Dette gir oss frekvensspekteret til strømmingen mellom elektrodene i impedanssonden. Figurene 26 til 30 viser frekvensspektrere for gassratene på henholdsvis 10, 20, 30, 35 og 40 prosent av maksimalraten i det første gassrotameteret.



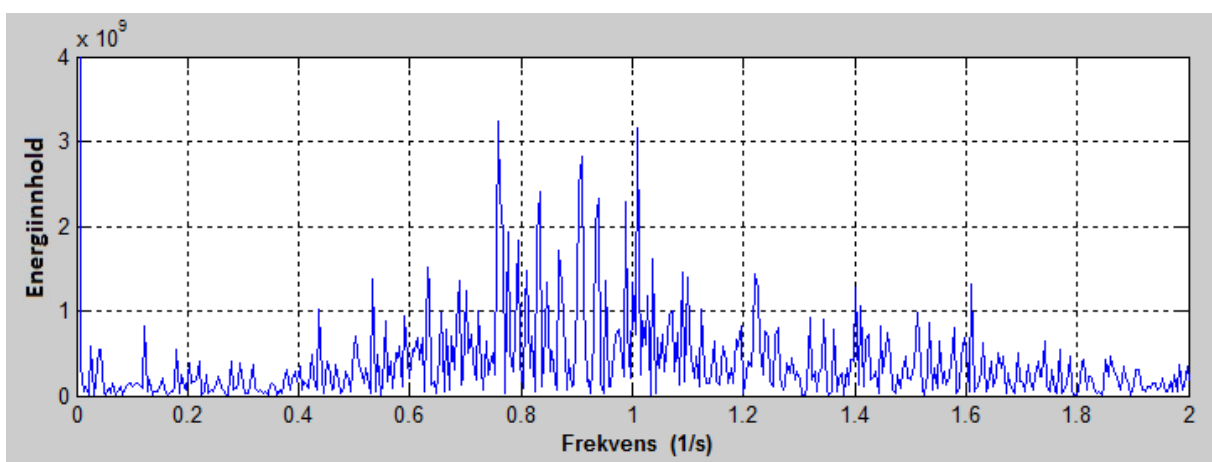
**Figur 26:** Frekvensspekter for  $Q_g = 10\%$  av maksimalraten.



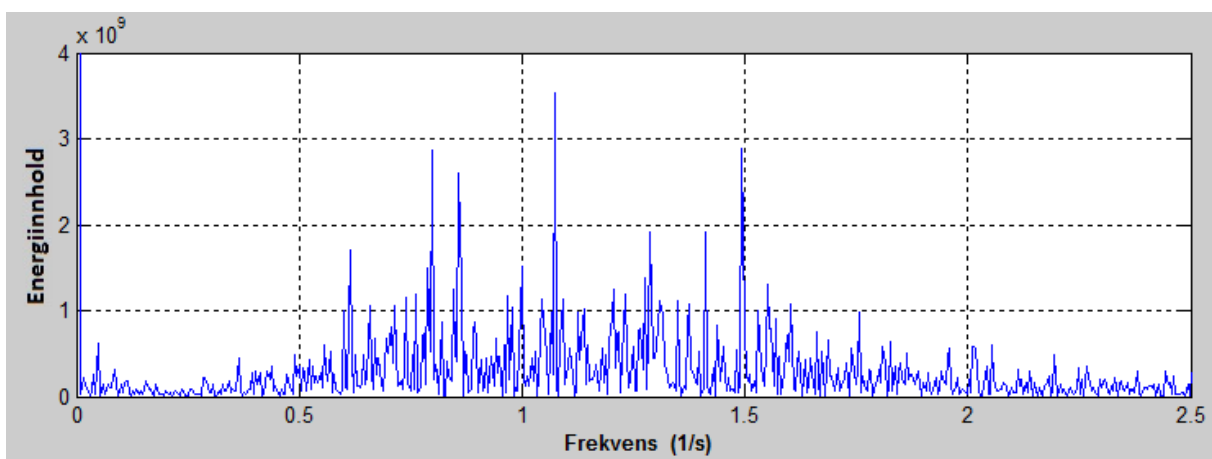
**Figur 27:** Frekvensspekter for  $Q_g = 20\%$  av maksimalraten.



**Figur 28:** Frekvensspekter for  $Q_g = 30\%$  av maksimalraten.



**Figur 29:** Frekvensspekter for  $Q_g = 35\%$  av maksimalraten.



**Figur 30:** Frekvensspekter for  $Q_g = 40\%$  av maksimalraten.

Fra figurene ovenfor ser man tydelig at det finnes en sterk frekvens i det lave frekvensområdet for alle gassratene opp til og med 30 %. Disse klare frekvensene ligger i området mellom 0,02 og 0,03 Hz, der den laveste gassraten har den laveste frekvensen. Dette korresponderer godt med funnene i figur 24, hvor ustabilitetsperioden øker når gassraten synker. Videre ser vi at frekvenstoppen er relativt sett tydeligere i forsøket med 20 % gassrate enn i forsøket med 10



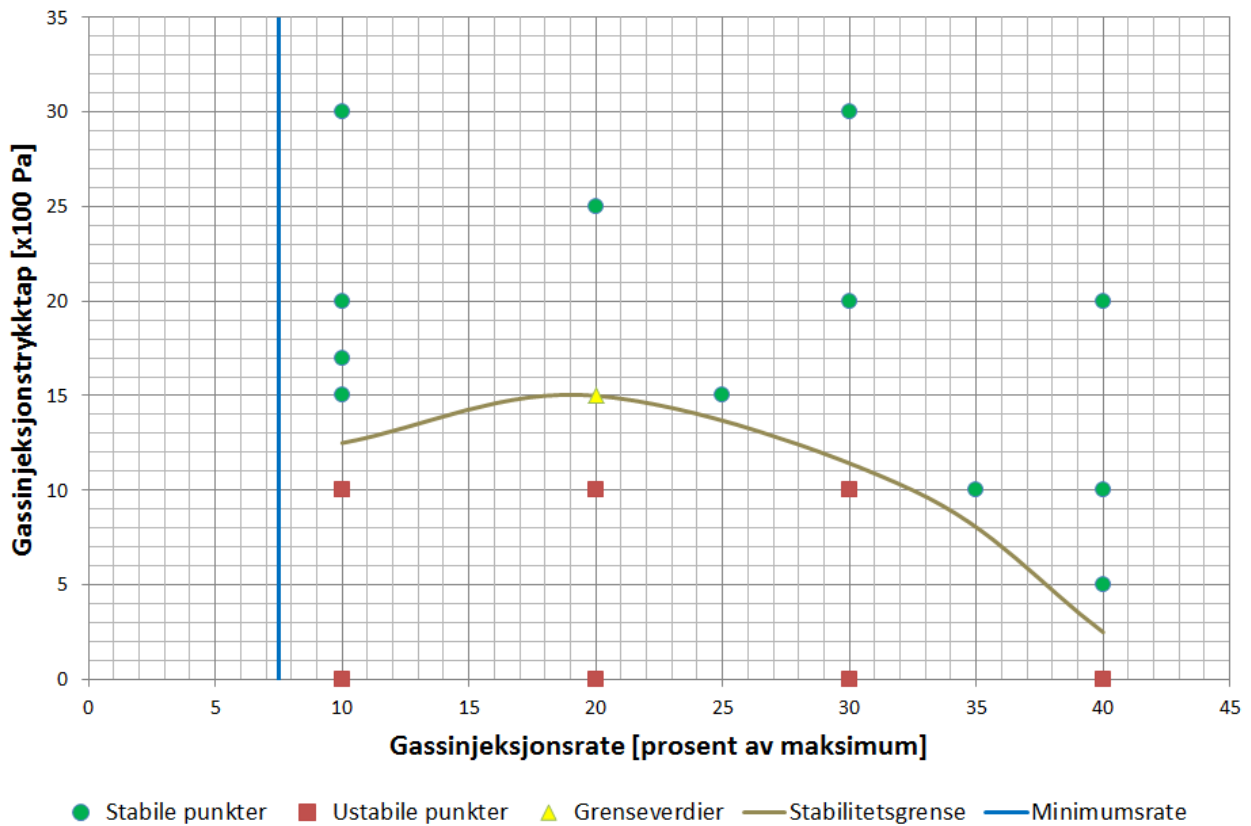
% gassrate, til tross for at frekvensen er høyere. Dette kan muligens henge sammen med at vannproduksjonen er for liten ved den laveste gassraten til å initiere kraftig ustabilitet. Dette så vi også i figur 24, der vanninnstrømningen varierte mindre for 10 % gassrate enn den doblete raten.

Frekvensspektrene for de to høyeste gassinjeksjonsratene viser ingen tydelig frekvens i det lave frekvenssjiktet, selv om enkelte frekvenser stikker seg noe ut. Her er likevel frekvensene så lave at det er vanskelig å trekke ut en bestemt hovedfrekvens. Dette tyder på at systemet oppfører seg nokså stabilt med gassrater fra 35 % og oppover. Siden systemet med 30 % gassrate regnes som ustabil, og systemet med 35 % rate virker stabilt, velger vi å sette 32,5 % som en sannsynlig grenseverdi for stabilitet. Dette er i samsvar med tolkningen av plottet over vanninnstrømningen, hvor stabilitetsgrensen ble anslått å ligge mellom 30 og 40 % gassrate. I tillegg er det verdt å merke at området mellom 0,5 og 1,5 Hz fortsatt dominerer i antall tydelige frekvenstopper i spektrene. Dette tyder på at strømningsmønsteret i produksjonsrøret fortsatt domineres av alternerende dispergert strømning og sluggstrømning.

### 6.2.3 Stabilitetskart

Inspirert av fremgangsmåten til Poblano et al. (2002), vil vi nå utvikle et stabilitetskart med bakgrunn i observasjonene av strømningen i modellen. Den største fordelen med et slikt kart er at det gir en rask, kvalitativ vurdering av stabiliteten i modellen, samtidig som det viser hvor mye akseparametrene kan endres før ustabilitet vil oppstå. I likhet med Poblano et al. og Fairuzov et al. (2004) brukes gassrate som abscisseakse i kartet, mens gassinjeksjonstrykktap brukes som ordinatakse. Poblano et al. brukte åpningen på gassløftventilen som ordinatakse i sitt kart (figur 6). Dette er en størrelse som på sett og vis vil representere det samme som injeksjonstrykktapet, bare motsatt vei. En økning i ventilåpningen vil nemlig redusere trykktapet gjennom ventilen. Stabilitetskartet er basert på at alle andre størrelser i modellen holdes konstante.

Basert på de foregående forsøkene på modellen, har vi allerede to hovedlinjer med observasjonspunkter som egner seg i stabilitetskartet. En av disse linjene er for konstant gassløftrate på 20 % av maksimalraten, hvor det ble funnet at stabilitetsgrensen går ved injeksjonstrykktap på omtrent 0,015 bar. Den andre linjen er for konstant trykktap på 0,010 bar (1000 Pa), hvor grensen for stabil strømning går ved omtrent 32,5 % gassrate. De øvrige punktene i kartet finnes ved å undersøke stabiliteten i frekvensspekteret ved de respektive betingelsene. Tolkningen av disse gjøres på samme måte som tidligere, ved at tydelige, lave frekvenser indikerer ustabilitet. Frekvensspektrene for disse øvrige punktene er vist i appendiks F. Det endelige stabilitetskartet er vist i figur 31.



**Figur 31:** Stabilitetskart basert på observert strømningsoppførsel i modellen.

Stabilitetskartet gir flere interessante observasjoner. Først og fremst viser kartet at økt gassinjeksjonsrate ikke alltid vil gi økt stabilitet i modellen. Forsøkene og tolkningen av frekvensene viser nemlig at strømmingen blir mer stabil dersom vi halverer gassraten fra 20 til 10 % ved injeksjonstrykktap på 0,015 bar. Dette bryter med trenden ellers i stabilitetskartet, hvor både økt gassrate og økt injeksjonstrykktap virker stabiliserende.

Evers et al. (2009) utførte eksperimentelle gassløftforsøk med tetthetsbølger, hvor de blant annet laget stabilitetskart basert på målingene og observasjonene. Stabilitetskartet deres inneholdt også enkelte stabile punkter ved lave gassrater, der høyere rater ga ustabilitet. Evers et al. forklarte dette med at de stabile punktene ligger svært nære grensen for det operasjonelle området, slik at væskeproduksjonen er svært liten. Dette kan også være forklaringen i vårt stabilitetskart. Ved gassrate på 10 % av maksimalraten er vi svært nære den minimale gassraten for å oppnå væskeproduksjon i systemet, som ligger på omtrent 7,5 %. Likevel er det viktig å påpeke at andre faktorer, slik som slipp, kan påvirke strømmingen i større grad ved lave enn høye gassrater, slik at den fullstendige forklaringen på avviket i stabilitetsgrensen er vanskelig å fastslå.

Med unntak av avviket ved lave gassrater, gir stabilitetskartet de samme kvalitative resultatene som kartet til Poblano et al. (2002). Poblano et al. indikerer i tillegg grensen for kritisk strømming i sitt kart. Denne grensen er ikke inkludert i vårt stabilitetskart, fordi måleutstyret i modellen vanskeliggjør en nøyaktig bestemmelse av når kritisk strømming inntreffer i injeksjonsventilen. Kartet viser derimot at stabilitet kan oppnås selv uten trykktap

over ventilen. Dette vil kreve en gassrate på minimum 45 % av maksimalraten, basert på ekstrapolering av stabilitetsgrensen.

### 6.2.4 Sammenligning med stabilitetskriterier

På samme måte som for injeksjonstrykktapet, vil vi nå sammenligne den observerte modelloppførselen med den predikerte for et utvalg av gassrater. Igjen blir tre gassrater undersøkt; én stabil, én ustabil, samt den anslåtte grenseverdien mellom stabil og ustabil strømning. Den predikerte stabiliteten blir beregnet med bakgrunn i Asheims (1988) stabilitetskriterier, som listet i ligningene 6.1 og 6.2. Resultatet av beregningene er vist i tabell 3.

**Tabell 3:** Beregnede stabilitetskriterier for ulike gassinjeksjonsrater.

Qg [%]	Oppførsel i modell	F1	F2	Predikert oppførsel
10	Ustabil	1,24	-	Stabil
32,5	Stabilitetsgrense	0,50	0,45	Ustabil
40	Stabil	0,47	0,47	Ustabil

Beregningene av stabilitetskriteriene viser at den predikerte strømningsoppførselen ikke er i samsvar med den observerte. De høyeste gassratene blir kalkulert til å være ustabile, mens den lave raten kalkuleres til å gi stabilitet. Det kan være flere begrensninger i modellen som kan være årsak til denne uoverensstemmelsen. Dersom vi betrakter ligningen for  $F_1$  og sammenligner med trykkene i modellen, ser vi at nevneren, altså leddet  $p_e - p_{wf}$ , vil øke voldsomt når gassraten øker. Dette skyldes at vanninnstrømningen til produksjonsrøret øker, noe som igjen øker trykktapet i vanninnstrømningen. Samtidig vil telleren i  $F_1$ -kriteriet forbli relativt uforandret, selv om brønntrykket synker noe desto høyere gassraten blir. Dette fører til at verdien av  $F_1$  synker med økende gassrate, noe som gir en åpenbar uoverensstemmelse med observasjonene.

## 6.3 Væskeinnstrømningens innvirkning på stabiliteten

I utgangspunktet strømmer vannet inn til produksjonsrøret gjennom to slanger på 25 meter hver. Nå vil vi undersøke hvordan stabiliteten i modellen endres når slangelengdene reduseres. Dette vil redusere innstrømningstrykktapet, og på den måten illustrere effekten av økt produktivitetsindeks. Blant stabilitetsteoriene virker det å være enighet om at økt produktivitetsindeks fremmer stabiliteten i gassløftsystemet, noe blant annet Asheim (1988) og Fairuzov et al. (2004) kom frem til. I en gassløftet brønn kan produktivitetsindeksen økes gjennom for eksempel å fjerne brønnskade eller sprekke opp formasjonen rundt perforeringene.

Lengden på vannslangene kan kun endres når vannet er tappet ut av slangen, og er derfor ikke et stabilitetstiltak som kan implementeres underveis i gassløftet. Slangene på 25 meter vil bli erstattet med slanger på henholdsvis ti og fem meter. De øvrige kildene til trykktap i vanninnstrømningen, det vil si T-koblingene, vannrotameteret og den felles vannslangen, vil holde seg

uendret. Likeså vil gassinjeksjonsraten holdes konstant på 20 % av maksimalraten, mens gassinjeksjonstrykktapet vil være 0,010 bar (1000 Pa).

Forsøk viser at vanninnstrømningsmotstanden påvirker vannproduksjonen i gassløftsystemet. Dette vil igjen påvirke strømningshastigheten i vannslangene. Det vil derfor være nødvendig å sjekke at forutsetningene bak den laminære innstrømningen gjelder for alle innstrømningsmotstandene. I kapittel 5.4 ble teorien og ligningene bak beregningene presentert, slik at vi her kun vil presentere de kalkulerte strømningsverdiene. Disse er gitt i tabell 4.

**Tabell 4:** Beregning av strømningsverdier og målte trykktap for ulike slangelengder.

<b>Beregning av teoretisk friksjonstrykktap i vanninnstrømningen</b>				
	2x 25 meter	2x 10 meter	2x 5 meter	
$Q_{\text{vann}}$	98	117	129	L/h
$u_{\text{vann}}$	0,17	0,21	0,23	m/s
Re	1735	2074	2280	
f	0,037	0,031	0,028	
$\Delta p_f/L$	55,5	66,4	73,0	Pa/m
$\Delta p_f$	1388	664	365	Pa
<b>Målt <math>\Delta p</math></b>	<b>3000</b>	<b>2500</b>	<b>2300</b>	<b>Pa</b>

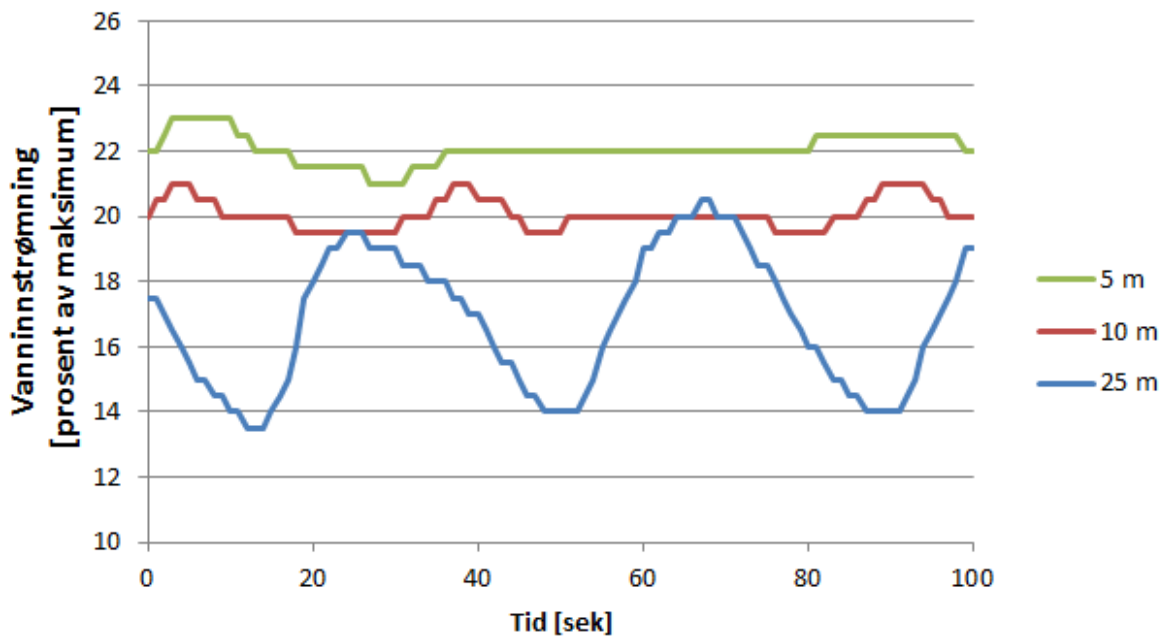
Tabellen viser at vanninnstrømningen er i det laminære strømningsregimet for alle slangelengdene, siden reynoldstallet så vidt er under 2300. Det beregnede friksjonstrykktapet tar kun for seg strømningen i de to parallelle slangene, og inkluderer derfor ikke de andre nevnte trykktapskildene. Til sammenligning er også det reelle innstrømningstrykktapet for vannet listet i tabellen. Dette tallet baserer seg på avlesninger fra rørmanometeret, og representerer en gjennomsnittlig verdi. Dersom vi sammenligner det beregnede trykktapet med det reelle, ser vi at forskjellen mellom de to verdiene øker når motstanden blir mindre og vannraten blir høyere. Dette skyldes at strømningshastigheten også øker i T-koblingene og den felles vannslangen, slik at trykktapet blir høyere her. Totalt sett reduseres likevel trykktapet en del når slangelengdene reduseres. Samtidig observerer vi at det målte trykktapet ligger mellom 2300 og 3000 Pa, noe som er to til tre ganger høyere enn gassinjeksjonstrykktapet over ventilen. Dette er i overensstemmelse med trykktapsforholdet i reelle brønner.

### 6.3.1 Vanninnstrømning

For å undersøke hvordan vanninnstrømningstrykktapet påvirker brønnstabiliteten, vil vi igjen se på hvordan vanninnstrømningen varierer med tid. Fortsatt er det væskerotameteret som avleses for å måle innstrømningsraten til vannet. Resultatet vises i figur 32.

Figuren viser med all tydelighet at innstrømningsvariasjonene avtar når slangelengdene reduseres. Med de to laveste innstrømningstrykktapene er det i tillegg vanskelig å finne en systematisk variasjon i vannratene. Disse observasjonene tyder på at strømningen stabiliseres når trykkfallet reduseres, noe som er i samsvar med stabilitetsteoriene. Stabilitetsovergangen

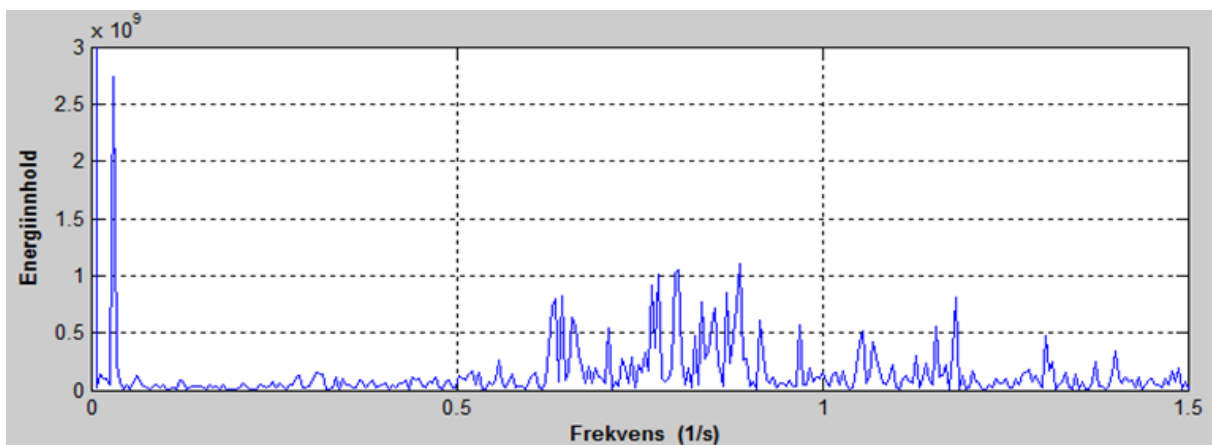
virker å ligge et sted mellom slangelengdene på 10 og 25 meter. Figuren viser også, i likhet med tabell 4, at den gjennomsnittlige væskeproduksjonen øker når innstrømningsmotstanden reduseres.



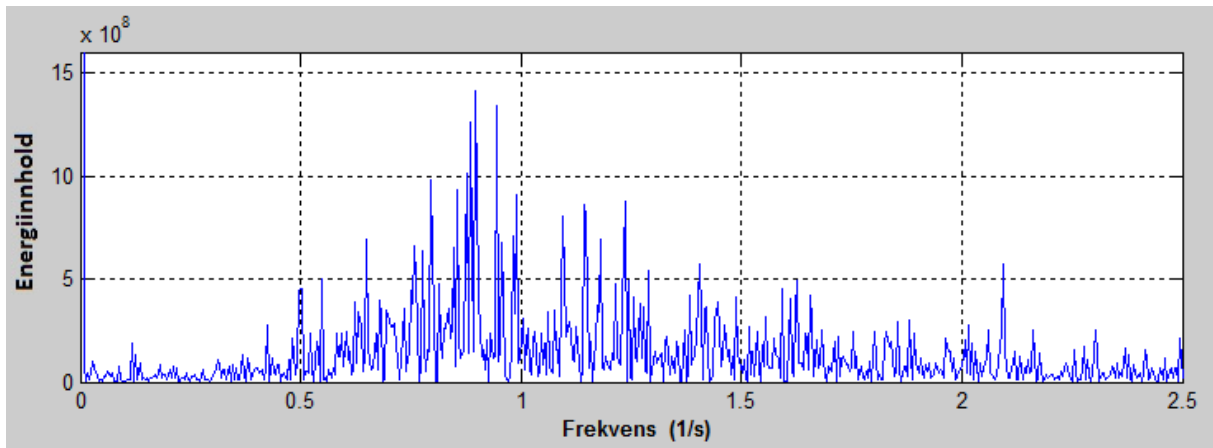
Figur 32: Vanninnstrømning mot tid for forskjellige lengder på vannslangene.

### 6.3.2 Frekvensspekter

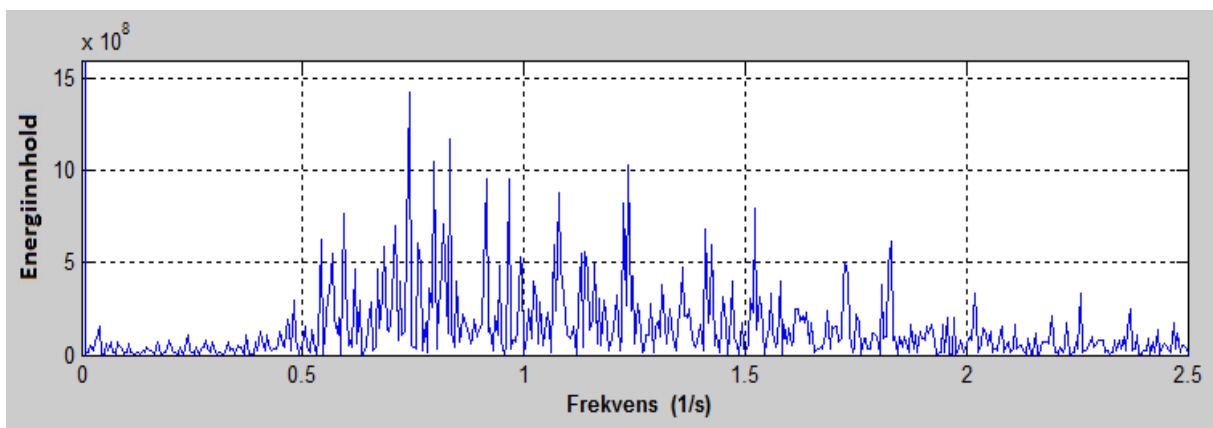
Selv om observasjonene fra vanninnstrømningen virker nokså entydige, er fortsatt frekvensspekteret modellens viktigste stabilitetsindikator. Resistansverdiene logges for de tre slangelengdene på 25, 10 og 5 meter, noe som gir frekvensspektrene vist i figurene 33 til 35. Disse er logget for kontinuerlig strømning i minimum 180 sekunder.



Figur 33: Frekvensspekter for slangelengde = 25 meter.



**Figur 34:** Frekvensspekter for slangelengde = 10 meter.



**Figur 35:** Frekvensspekter for slangelengde = 5 meter.

Frekvensspektrene gir like tydelige resultater som vanninnstrømningsplottet. Med den høyeste innstrømningsmotstanden får vi en klar, lav frekvens, som har en periodelengde som passer utmerket til å være systemet ustabilitetsfrekvens. De to laveste trykkfallene viser derimot ingen klar frekvens i det lave frekvenssjiktet, noe som indikerer stabilitet. Siden alle de øvrige parametrene i modellen er konstante, tyder dette på at økt produktivitetsindeks øker stabiliteten i gassløftsystemet.

### 6.3.3 Sammenligning med stabilitetskriterier

Selv om stabilitetsovergangen virker å ligge et sted mellom vannslangelengdene på 10 og 25 meter, er det vanskelig å bestemme den nøyaktige overgangsverdien. Dette vil kreve flere forsøk med andre slangelengder. Siden justeringen av disse lengdene er relativt tidkrevende, nøyer vi oss her med å sammenligne en stabil og en ustabil slangelengde med Asheims (1988) stabilitetskriterier. Kriteriene er gitt i ligningene 6.1 og 6.2, mens resultatet av beregningene er gitt i tabell 5.

**Tabell 5:** Beregnede stabilitetskriterier for ulike vanninnstrømningsmotstander.

Lengde vannslanger [m]	Oppførsel i modell	F1	F2	Predikert oppførsel
25	Ustabil	0,66	0,57	Ustabil
5	Stabil	0,87	1,18	Stabil

Som tabellen viser, er kriterienes prediksjon i samsvar med den observerte oppførselen i modellen. Dette skyldes først og fremst at trykktapet avtar fra reservoartanken til produksjonsrøret når vannslangene blir kortere. Dette gjør at nevneren i  $F_1$ -kriteriet blir mindre, slik at verdien av  $F_1$  blir større. Forhold som økt bunnhullstrykk og økt væskerate påvirker også kriteriene, men i langt mindre grad enn trykktapet. Samlet sett gjør dette at tendensen i prediksjonen stemmer godt overens med observasjonene for de to forsøkene.

## KAPITTEL 7:

# FEILKILDER

---

Gassløftmodellen er utviklet for å simulere de grunnleggende mekanismene i et ustabil løftesystem. Forskjellene mellom en oljebrønn og en laboratoriemodell er likevel store, slik at mekanismene aldri vil fungere helt likt. Feilene i resultatene som følge av dette, kan beskrives som skaleringsfeil. Målingene som ligger til grunn for resultatene vil også inneholde en porsjon feil. Målefeilene og skaleringsfeilene vil sammen utgjøre modellens feilkilder, og kan sammen eller hver for seg forklare hvorfor enkelte forsøksresultater avviker fra forventede resultater.

En av de største skaleringsfeilene i modellen er trykket. Dette er naturligvis ikke i nærheten av trykket i en gassløftet brønn, og vil i stor grad påvirke fluidegenskapene i modellen. Egenskaper som tetthet, metningsevne og viskositet er alle trykkavhengige, og vil påvirke strømningshastighetene og strømningsmønsteret i produksjonsrøret. Blant annet vil væskens tetthet og viskositet avta når trykket øker, fordi mer gass kan løses i væsken. Samlet sett vil økt trykk gjøre fasene likere, noe som ifølge Maijoni og Hamouda (2011) vil bidra til å stabilisere gassløftsystemet. Det kan derfor forventes at det lave trykket i modellen vil bidra til å gjøre strømmingen mer ustabil enn hva som er tilfelle i sammenlignbare brønner.

Lengden på produksjonsrøret i modellen er flere størrelsesordener kortere enn et normalt produksjonsrør, og utgjør derfor en annen vesentlig skaleringsfeil. Som diskutert tidligere, vil dette gjøre at friksjonskreftene i røret kan neglisjeres. Ifølge blant andre Alhanati et al. (1993) vil fraværet av friksjonskrefter bidra til å gjøre strømmingen i røret mer ustabil. Med tanke på laboratoriets fysiske begrensninger, kan ikke friksjonsbidraget økes nevneverdig ved å øke lengden til produksjonsrøret. Det går derimot an å redusere rørdiameteren, men dette vil føre til en interessekonflikt. Det er nemlig ønskelig at forholdet mellom rørdiameter og boblediameter er størst mulig, slik at det ikke dannes veldig lange taylorbobler.

Den korte rørlengden vil videre føre til at modellen ikke vil oppleve den samme tidsfor-sinkelsen i bølgeforplantningene som en fullskala brønn. Dette kan påvirke strømnings-dynamikken i modellen, som igjen kan påvirke strømningsmønsteret og resistansloggingen. Dynamikken vil også i stor grad bli påvirket av gasstankens lagringsevne, som er betydelig mindre enn lagringsevnen til et ringrom. Dette vil føre til at ustabilitetssyklusene i modellen blir kortere enn hva som er normalt i en gassløftbrønn. Ringrommet vil i likhet med



produksjonsrøret være flere tusen meter langt i en brønn, noe som vil gi en tidsforsinkelse i bølgeforplantningene også her.

Målefeilene i modellen vil være av en annen art enn skaleringsfeilene. Disse kan i motsetning til skaleringsfeilene tallfestes, og kan enklere identifiseres og reduseres. Resultatene bygger på informasjon fra observatørene, og disse kan inneholde unøyaktigheter i både måling og avlesning. Resistansmålingen antas å inneholde den laveste unøyaktigheten av observatørene. Dette skyldes at verdiene fra impedanssonden logges hyppig, at avstanden mellom elektrodene er i henhold til anbefalingen til Andreussi et al. (1988), samt at de loggede verdiene kun brukes som relative verdier. En eventuell kalibreringsfeil vil derfor ikke påvirke frekvensplottene nevneverdig. Noe som derimot kan påvirke kvaliteten til frekvensplottet basert på resistansmålingene, er tidsintervallet som målingene er blitt gjort over. Med måling over omtrent 200 sekunder, vil ikke impedanssonden registrere mer enn fire til seks ustabilitets-sykluser. Ideelt sett burde målingene inkludert flere sykluser, slik at mer støy kanselleres og de lave frekvenstopkene kvalitetssikres.

Rotametrene logges ikke, noe som gjør at avlesningene fra disse må skje manuelt. Dette kan gi betydelig usikkerhet i strømningsratene som følge av unøyaktig avlesning. Spesielt ved lave rater oppleves avlesningene som problematiske, siden flottørene i rotametrene kan svinge med til dels svært høy frekvens. En av de viktigste stabilitetsindikatorerne i systemet er væskerotameteret. Flottøren viser en mer stabil oppførsel her enn det flottørene i gassrotametrene gjør. Posisjonen til flottøren registreres visuelt, basert på videoopptak i sakte film. Unøyaktigheten i denne avlesningen regnes som nokså liten, men vil likevel avhenge av at rotameteret viser korrekte verdier.

Den visuelle registreringen av u-rørsmanometeret og rørmanometeret vil også inneholde en porsjon usikkerhet. Korrekt avlesning av disse krever både at slangene henger vertikalt, at de enkelt kan sammenlignes, og at avlesningen gjøres vinkelrett på slangene. Den vertikale oppmålingen av slangene er blitt gjort med tommestokk og penn, og kan i seg selv føre til unøyaktigheter. En annen målefeil skyldes at rørmanometeret undermåler innstrømnings-trykktapet til væsken, siden det ikke dekker den siste slangemeteren inn til produksjonsrøret, hvor det kun er én vannslange. Denne feilen vil bli større desto kortere resten av vanninnstrømningsmotstanden er.

Målefeilen for de forskjellige størrelsene i gassløftmodellen kan estimeres som et maksimalt avvik fra den målte verdien. Estimeringen baseres på hvor vanskelig størrelsen er å måle, samt hvor nøyaktig målingen antas å være. Noen eksempler på de anslåtte feilgrensene er gitt nedenfor:

$$\begin{aligned}\delta p &= \pm 2 \text{ cm } (\pm 0,002 \text{ bar}) \\ \delta q_g &= \pm 5 \% \\ \delta V_c &= \pm 0,5 \text{ L } (\pm 0,8 \%) \\ \delta p_R &= \pm 0,002 \text{ bar}\end{aligned}$$

Dersom alle feilgrensene er kjent, kan man beregne måleusikkerheten til for eksempel stabilitetskriteriene  $F_1$  og  $F_2$ . Måleusikkerheten i disse vil være en funksjon av usikkerhetene til variablene i ligningene. Usikkerheten kan si noe om hvor nøyaktige beregningene av kriteriene er. Dersom for eksempel både injeksjonstrykktapet og usikkerheten i dette er stort, vil usikkerheten i  $F_1$  bli høy. Måleusikkerheten til en funksjon med flere usikre variabler kan skrives som

$$\frac{\partial q}{q} = \sqrt{\left(n_x \frac{\partial x}{x}\right)^2 + \dots + \left(n_z \frac{\partial z}{z}\right)^2}. \quad (7.1)$$

En annen mulig kilde til feil i modellen er lekkasje i gasstilførselssystemet. Lekkasje kan oppstå i koblingene mellom gasslangen og de ulike komponentene som behandler gassen. Lekkasjegraden i systemet er vanskelig å anslå, men med tanke på modellens lave trykkforhold, regnes den som relativt begrenset. Ved høye rater og høyt injeksjonstrykktap, vil trykket i gasstilførselssystemet stige, noe som vil øke lekkasjene. Lekkasjene kan til en viss grad påvirke dynamikken i modellen. For eksempel vil trolig varigheten på en ustabilitetsyklus øke dersom lekkasjen fra ringrommet under trykkoppbygging er stor. Det beste tiltaket for å begrense gasstapene i modellen, vil uansett være å identifisere og tette mulige lekkasjepunkter.

## KAPITTEL 8:

# DISKUSJON

---

Resultatene fra forsøkene viser med all tydelighet at stabil strømning kan gjøres ustabil og vice versa ved å endre på enkeltparametere i gassløftmodellen. Hovedtrekkene i resultatene stemmer godt overens med stabilitetsteoriene. Disse hevder at både økt gassinjeksjons-trykktap, økt gassrate og redusert væskeinnstrømningsmotstand stabiliserer systemet, noe resultatene fra forsøkene bekrefter. Likevel gir forsøkene enkelte overraskende og uventede resultater, og disse skal bli nærmere undersøkt i dette kapitlet.

Når trykktapet over gassløftventilen endres, viser både vanninnstrømningsplottet og frekvensspektrene at stabiliteten i modellen øker med økende trykktap. Mer overraskende er det at den gjennomsnittlige væskeproduksjonen ser ut til å øke når trykktapet reduseres og strømningsvariasjonene blir større. Dette skyldes sannsynligvis at friksjonskreftene i produksjonsrøret er neglisjerbare, på grunn av rørets korte lengde og store diameter. Friksjonskrefter vil vanligvis bidra til å dempe høye strømningsrater, og på den måten stabilisere systemet (Alhanati et al., 1993). Uten dempende friksjonskrefter i modellen, vil andre effekter muligens spille en større rolle her, enn hva som er tilfelle i et reelt gassløft-system.

En slik effekt kan være slipp i røret. Slipp karakteriserer hastighetsforskjellen mellom gass- og væskefasen i tofasestrømning. Høyere fluidhastighet vil ofte gi lavere relativt slipp, noe som kan gjøre det fordelaktig å produsere med alternerende høye og lave fluidhastigheter. Det er likevel ingen grunn til å tro at væskeproduksjonen i en reell oljebrønn vil øke når ustabiliteten øker. Friksjonstrykktapet langs rørbanen er nemlig proporsjonalt med kvadratet av strømningshastigheten, og vil effektivt bidra til å dempe svært høye rater. Dersom modellen hadde blitt utstyrt med smalere og lengre produksjonsrør, er det sannsynlig at resultatene hadde blitt mer i samsvar med situasjonen i reelle brønner.

Forsøkene med endring av gassrate viser at økt rate stort sett virker stabiliserende. Unntaket fra denne trenden får vi når gassraten er veldig lav, og tett ned mot minste operasjonelle rate. Dette ser vi både fra stabilitetskartet, og dersom vi sammenligner frekvensspektrene i figur 26 og 27. Spektrene indikerer nemlig at den lave, ustabile frekvensen er relativt sett sterkere med gassrate på 20 % enn med gassrate på 10 %. I de tilfellene hvor gassratene er veldig lave, er også væskeproduksjonen svært liten. Variasjonene i vannstanden i produksjonsrøret blir

dermed tilsvarende små. Dette vil føre til at trykket ved gassinjeksjonspunktet holder seg relativt stabilt, slik at det heller ikke blir store variasjoner i gassinnstrømningen. Grunnen til at casing heading oppstår er nemlig at gassraten gjennom gassløftventilen blir sensitiv til trykkvariasjoner i produksjonsrøret. Siden væskemengden i røret er rimelig stabil, vil trykkvariasjonene i bunnhullet bli små.

Til tross for at systemet blir noe mer stabilt ved veldig lave gassinjeksjonsrater, vil disse betingelsene neppe være av annet enn teoretisk interesse. Den lave væskeproduksjonen gjør nemlig at systemet er langt utenfor de ønskelige produksjonsbetingelsene i modellen. Dette vil selvfølgelig også være tilfelle i fullskala oljebrønner. Evers et al. (2009) oppnådde lignende resultater i sine forsøk med tetthetsbølger. De hevdet også at de stabile resultatene ved lave gassinjeksjonsrater først og fremst skyldes neglisjerbar væskeproduksjon.

Økt produktivitetsindeks vil ifølge stabilitetsteoriene også virke stabiliserende på gassløftsystemet. Dette kan blant annet sees fra utgangspunktet for Asheims (1988) første kriterium,  $\delta\rho_i/\delta p_{ti} < 0$ , hvor tilfredsstilt kriterium indikerer stabil brønn. Her kommer det frem at stabilitet oppnås dersom væskeinnstrømningen øker relativt sett mer enn gassinnstrømningen ved en reduksjon i bunnhullstrykket. En høyere produktivitetsindeks vil øke væskeinnstrømningen i et slikt tilfelle, og på den måten bidra til at den midlere tettheten i røret øker ved trykkreduksjon. Forsøkene på modellen samsvarer godt med disse teoriene. Både frekvenssprektrene og vanninnstrømningsplottet indikerer at lavere vanninnstrømningsmotstand stabiliserer strømningen i produksjonsrøret.

Ideelt sett bør modellen klare å gjenskape forholdene i en gassløftet brønn på en så fullstendig måte som mulig. Stabilitetskriteriene blir derfor brukt for å undersøke om modellens dynamikk kan sammenlignes med dynamikken i en gassløftet brønn. God korrespondanse mellom observasjon og prediksjon vil styrke troen på modellens evne til å gjenskape disse forholdene. Sammenligningen mellom de observerte og de predikerte strømningsoppførsleene har gitt noe sprikende resultater. I forsøkene med justering av injeksjonstrykktapet og innstrømningsmotstanden, har stabilitetskriteriene gitt prediksjoner som er i samsvar med observasjonene. Dette kan tyde på at det går an å bruke kriteriene til å bestemme strømnings-typen i modellen, selv om kriteriene er ment å brukes på fullskala brønner. Feilprediksjonene ved endring av gassraten stiller likevel spørsmålsteget ved modellens evne til å imitere en gassløftbrønn.

Grunnen til at Asheims stabilitetskriterier ikke er i samsvar med observert oppførsel i modellen ved endring av gassrate, ligger først og fremst i at leddet  $p_e - p_{wf}$  øker voldsomt når gassraten øker. Dette gjør igjen at verdien av  $F_1$  reduseres, samtidig som endringen i  $F_2$  er heller liten. Dermed predikerer kriteriene stabilitet ved ustabil strømming og motsatt. I et reelt gassløftsystem vil også innstrømningstrykktapet til reservoarfluidene øke når gassinjeksjonsraten øker. Her vil i tillegg injeksjonstrykket øke, bunnhullstrykket falle og gasstrømningen i produksjonsrøret øke relativt sett mer enn væskestrømningen. Disse forholdene vil samlet sett føre til at  $F_2$  vokser. Dersom vi betrakter den opprinnelige ligningen for  $F_1$ , som gitt i ligning 3.1, ser vi at  $F_1$  er proporsjonal med kvadratet av gassraten, men samtidig inverst proporsjonal

med kvadratet av åpningen i injeksjonsventilen. I en gassløftet brønn vil ofte åpningen i denne ventilen være konstant, slik at økt gassrate utvilsomt gir høyere  $F_1$ -verdi.

I våre forsøk holdes derimot ikke ventilåpningen konstant, men justeres for å sikre konstant trykktap. Nettopp her kan roten til uoverensstemmelsen mellom predikert og observert oppførsel ligge. Dersom ventilåpningen reduseres relativt sett mer enn gassraten øker, vil verdien av  $F_1$  synke. Dette kan være tilfelle i våre forsøk, uten at det kan bekreftes gjennom måling av ventilåpningen. Observasjoner indikerer at lave gassrater må strupes forholdsvis mye for å gi høyt trykktap, ikke minst fordi strømningsmønsteret blir mindre kaotisk med lave rater. Modellen er utformet på en slik måte at det er problematisk å måle ventilåpningen underveis i produksjonen, noe som gjør verifikasjonen av disse antakelsene vanskelig. Modellens lave trykk, kombinert med tidvis svært lave rater, kan videre gjøre at forutsetningene bak stabilitetskriteriene ikke nødvendigvis er gyldige for modellen. Likevel gir de andre forsøkene såpass samsvarende resultater mellom observasjon og prediksjon, at stabilitetskriteriene trolig kan brukes også for andre modellbetingelser.

Skaleringen av modelldata til felldata har vist seg å være en vanskelig øvelse i de tidligere laboratoriearbeidene. Anfinsen (1988) forsøkte seg på denne skaleringen ved å plote resultatene sine mot to dimensjonsløse verdier, nemlig Asheims (1988)  $F_2$ -verdi og et dimensjonsløst volum. Ved å sammenligne felldata med modelldata i det dimensjonsløse plottet, konkluderte Anfinsen med at skaleringsmetoden var nokså usikker. Skaleringen fra vår modell til feltskala vil sannsynligvis også by på utfordringer. Selv om de grunnleggende mekanismene i en gassløftbrønn gjenspeiles i modellen, vil forenklingene og trykkforholdene gjøre at visse mekanismer undertrykkes, mens andre spiller en uforholdsmessig stor rolle. For eksempel vil det lave trykket i modellen påvirke strømningsmønsteret, mens rørlengden vil gjøre friksjonskreftene neglisjerbare.

Til tross for de åpenbare avvikene fra gassløftbrønner i feltskala, gir modellen et godt, kvalitativt bilde av hvordan ustabilitet i et gassløftsystem kan oppstå. Først og fremst gir forsøkene resultater som samsvarer godt med funnene i stabilitetsteoriene. Avvikene fra forventet stabilitetsoppførsel skyldes til en viss grad modellens begrensninger, slik som manglende friksjonskrefter i produksjonsrøret. Avvikene kan også til en viss grad forklares med at forsøkene ikke alltid har vært innenfor modellens naturlige produksjonsbetingelser. Modellen fungerer bedre nå enn den gjorde under arbeidet med prosjektoppgaven. Inkluderingen av den regulerbare gassinjeksjonsventilen, resistansmålingen, væskerotameteret og væskeinnstrømningsmotstanden har ført til at modellen bedre kvantifiserer og simulerer stabile og ustabile gassløftforhold. Modellens dimensjoner gjør at den er meget godt egnet til å undersøke enkeltparametres innvirkning på løftestabiliteten, samtidig som den gir nyttig innsikt i drivkreftene bak ustabilitet.

## KAPITTEL 9:

# KONKLUSJON

---

Ustabilitet utgjør en av de største utfordringene for sikker og effektiv gassløfting. Trykk- og ratevariasjoner i brønnen kan føre til driftsproblemer, operasjonelle problemer og tap av produksjon. Ofte vil det være gunstig å legge til rette for stabilt gassløft allerede under planleggingen av brønnen.

Resultatene fra forsøkene som er utført på gassløftmodellen samsvarer i hovedsak godt med funnene i stabilitetsteoriene. Dette tyder på at modellen fungerer godt, og at den klarer å gjenskape de viktigste mekanismene i en gassløftet brønn. Under visse betingelser blir strømmingen i modellen ustabil, og casing heading oppstår.

Forsøkene med endring av injeksjonstrykktapet over gassløftventilen viser med all tydelighet at stabiliteten i systemet øker når trykktapet økes. Dette er i overensstemmelse med teoriene. Resultatene viser også at væskeproduksjonen øker når trykktapet reduseres og ustabiliteten tiltar. Dette skyldes trolig manglende friksjonsbidrag i produksjonsrøret, og vil ikke skje i en gassløftbrønn.

Økt gassinjeksjonsrate virker generelt stabiliserende på løftesystemet, noe som også følger fra stabilitetsteoriene. Forsøkene viser likevel at det oppstår et avvik fra denne trenden dersom gassraten blir veldig lav. Dette avviket skyldes tilsvarende lav væskeproduksjon, noe som gjør at systemet er utenfor de ønskelige produksjonsbetingelsene.

Forsøkene med endring av væskens innstrømningsmotstand indikerer at systemet blir mer stabilt desto mindre motstanden er. Resultatene er dermed i samsvar med teoriene, som hevder at økt produktivitetsindeks reduserer faren for casing heading.

Resultatene fra forsøkene har blitt sammenlignet med Asheims (1988) stabilitetskriterier. Samsvaret mellom den predikerte og den observerte strømningsoppførselen er stort sett god, noe som bekrefter modellens likheter med gassløftbrønner. En uoverensstemmelse mellom prediksjon og observasjon oppstår likevel ved endring av gassrate, noe som kan skyldes modellens begrensninger.

## KAPITTEL 10:

# VIDERE ARBEID

---

Implementeringen av flere og bedre komponenter i laboratoriemodellen gjør at den fungerer bedre nå enn den gjorde under arbeidet med prosjektoppgaven. Forsøkene i denne oppgaven viser likevel at flere ting fortsatt kan forbedres og videreutvikles ved et fremtidig arbeid med modellen. Noen av forbedringstiltakene følger under:

- i. **Logging av flere observatører i modellen.** Dette vil gjøre forsøkene både smidigere og mer kvalitetssikre. For å få til dette må sannsynligvis de gamle rotametrene skiftes ut med nytt, elektronisk utstyr.
- ii. **Innføring av friksjonsbidrag i produksjonsrøret.** Flere av resultatene i oppgaven viser at avvik fra forventet oppførsel i modellen kan skyldes nettopp mangelen på friksjonskrefter i produksjonsrøret. Et lengre, smalere og ruere rør vil øke friksjonsstrykktapet, men begrenses samtidig av laboratoriestørrelsen og dannelsen av lange taylorbobler i rørstrømningen.
- iii. **Måling av ventilåpningen i gassløftventilen.** En slik måling vil kunne undersøke sammenhengen mellom for eksempel gassraten og injeksjonstrykktapet. Dette kan igjen brukes til å studere stabilitetskriteriene ved endring av gassinjeksjonsrate.

# Nomenklatur

a, b	=	konstanter basert på brønn- og reservoaregenskaper
$A_i$	=	areal ventilåpning, $m^2$
$A, A_t$	=	tverrsnittsareal produksjonsrør, $m^2$
$B_g$	=	volumfaktor for gass ved injeksjonspunktet, $m^3/Sm^3$
$c_g$	=	gasskompressibilitet, $Pa^{-1}$
$C_D$	=	utstrømningskoeffisient
$C_S$	=	brønnlagringskonstant, $m^3/Pa$
$C_T$	=	produksjonsrørets kapasitans, $m^3/Pa$
d	=	diameter, $m$
D	=	vertikal dybde til injeksjonspunkt, $m$
$D_E$	=	avstand mellom elektroder i impedanssonden, $m$
E	=	effektivitetsfaktor ventilåpning
$F_1, F_2$	=	stabilitetskriterier
$F_3, F_c$	=	stabilitetsparametre
g	=	gravitasjonskonstant, $m/s^2$
$G_E$	=	konduktans mellom elektroder, $S$
$H_L$	=	væskefraksjon
$H_r$	=	lengde løftegassens stigerør, $m$
$H_w$	=	lengde brønn, $m$
J	=	produktivitetsindeks, $Sm^3/s/Pa$
$K_1, K_2, K_3$	=	karakteristiske koeffisienter
L	=	lengde produksjonsrør, $m$
$M_1, M_2$	=	inertans (trykktap pga akselerasjon) i produksjonsrøret, $s^2Pa/m$
$n_x$	=	eksponent
p	=	trykk, $Pa$
$p_e, p_R$	=	reservoartrykk, $Pa$
$p_{sep}$	=	separatortrykk, $Pa$
$p_t$	=	brønntrykk ved gassinjeksjonspunkt, $Pa$
$p_{tf}$	=	brønnhodetrykk ved strømning, $Pa$
$p_{wf}$	=	strømmende bunnhullstrykk, $Pa$
$\Delta p$	=	trykktap i produksjonsrør, $Pa$
$\Delta p_{inj}$	=	trykktap over gassløftventil, $Pa$
q, Q	=	strømningsrate, $m^3/s$
$q_{fi}$	=	strømningsrate reservoarfluid ved injeksjonspunkt, $m^3/s$
$q_{gi}$	=	strømningsrate løftegass ved injeksjonspunkt, $m^3/s$
$q_{g,sc}$	=	strømningsrate løftegass ved standardforhold, $Sm^3/s$
$q_{L,sc}$	=	strømningsrate væske ved standardforhold, $Sm^3/s$
Re	=	reynoldstall, <i>dimensjonsløst</i>



$T$	=	temperatur, $K$
$V_c$	=	gassledningsvolum / ringromsvolum, $m^3$
$V_t$	=	volum av produksjonsrør over injeksjonspunkt, $m^3$
$Y$	=	gassekspansjonsfaktor, $Pa$
$z$	=	gasskompressibilitetsfaktor, $Pa^{-1}$
$\gamma$	=	konduktivitet væske, $S/m$
$\mu$	=	viskositet, $Pas$
$\rho_{fi}$	=	tetthet reservoarfluider ved injeksjonspunkt, $kg/m^3$
$\rho_{gi}$	=	tetthet løftegass ved injeksjonspunkt, $kg/m^3$
$\rho_i$	=	tetthet fluidblanding ved injeksjonspunkt, $kg/m^3$
$\rho_L$	=	tetthet væske, $kg/m^3$
$\rho_{g,sc}$	=	tetthet løftegass ved standardforhold, $kg/Sm^3$

### Senket skrift

0	=	stasjonær variabel
1	=	variabel brukt for trykktap i produksjonsrør under gassløftventil
2	=	variabel brukt for trykktap i produksjonsrør over gassløftventil
co	=	topp ringrom (nedstrøms gassinjeksjonsventilen)
ch	=	gassinjeksjonsventil på overflaten (choke)
ci	=	injeksjonspunkt i ringrommet
i, ti	=	injeksjonspunkt i produksjonsrøret
m	=	gassallokasjonsnettverket
v	=	gassløftventil

# Litteraturliste

- Aamo, O.M., Eikrem, G.O., Siahaan, H. & Foss, B.A. (2004): *Observer design for multiphase flow in vertical pipes with gas-lift - theory and experiments*, Journal of Process Control, vol. 15, no. 3, s. 247-257.
- Alhanati, F.J.S., Schmidt, Z., Doty, D.R. & Lagerlef, D.D. (1993): *Continuous Gas-Lift Instability: Diagnosis, Criteria, and Solutions*, SPE 26554, presentert på SPE Annual Technical Conference and Exhibition holdt i Houston, Texas, 3. - 6. oktober 1993.
- Andreussi, P., Di Donfrancesco, A. & Messia, M. (1988): *An Impedance Method for the Measurement of Liquid Hold-up in Two-Phase Flow*, Int. Journal on Multiphase Flow, Vol. 14, No. 6, s. 777-785.
- Anfinsen, B.T. (1988): *Eksperimentell undersøkelse av ustabilitet i gassløftssystemer*, diplomoppgave, institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTH, Trondheim.
- Asheim, H.A. (1988): *Criteria for Gas-Lift Stability*, Journal of Petroleum Technology, s. 1452-1456.
- Bertuzzi, A.F., Welchon, J.K. & Poettmann, F.H. (1953): *Description and Analysis of an Efficient Continuous-Flow Gas Lift Installation*, Trans., AIME, vol. 198, s. 271-278.
- Blick, E.F., Enga, P.N. & Lin, P.C. (1988): *Theoretical Stability Analysis of Flowing Oil Wells and Gas-Lift Wells*, SPE Production Engineering, s. 508-514.
- Dalsmo, M., Halvorsen, E. & Slupphaug, O. (2002): *Active Feedback Control of Unstable Wells at the Brage Field*, SPE 77650, presentert på SPE Annual Technical Conference and Exhibition holdt i San Antonio, Texas, 29. september - 2. oktober 2002.
- Eikrem, G.O., Aamo, O.M. & Foss, B.A. (2005): *On stability in gas-lift wells and schemes for stabilization by automatic control*, SPE Production & Operations.
- Eikrem, G.O. (2006): *Stabilization of Gas-Lift Wells by Feedback Control*, doktoravhandling, institutt for teknisk kybernetikk, NTNU, Trondheim.
- Eikrem, G.O., Aamo, O.M. & Foss, B.A. (2006): *Stabilization of gas-distribution instability in single-point dual gas lift wells*, SPE Production & Operations, SPE 97731.
- Evers, M.G.L., van Beusekom, V.L. & Henkes, R.A.W.M. (2009): *Appearance and mitigation of density waves in continuously gas-lifted oil wells*, BHR Group, Multiphase Production Technology 14, s. 281-293.

- Fairuzov, Y.V., Guerrero-Sarabia, I., Calva-Morales, C., Carmona-Diaz, R., Cervantes-Baza, T., Miguel-Hernandez, N. & Rojas-Figueroa, A. (2004): *Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an Old Problem*, SPE 90644, presentert på SPE Annual Technical Conference and Exhibition holdt i Houston, Texas, 26. - 29. september 2004.
- Fairuzov, Y.V. & Guerrero-Sarabia, I. (2004): *Stability Criteria for Gas-Lift Wells Producing from Saturated Reservoirs*, ASME Journal of Energy Resources Technology.
- Fitremann, J.M. & Vedrines, P. (1985): *Non Steady Gas-Liquid Flow in Pipes and Gas-Lifted Wells* Second Intl. Conference on Multi-Phase Flow, London, 19. - 21. juni 1985, s. 245-62.
- Garnaud, F., Casagrande, M., Fouillout, C. & Lemetayer, P. (1996): *New Field Methods for a Maximum Lift Gas Efficiency Through Stability*, SPE 35555, presentert på SPE/NPF European Production Operations Conference holdt i Stavanger, 16. - 17. april 1996.
- Gilbert, W.E. (1954): *Flowing and Gas-Lift Well Performance*, Drill. & Prod. Prac., API 126-157.
- Golan, M. & Whitson, C.H. (1996): *Well Performance*, 2. utgave, Tapir Akademisk Forlag, Trondheim, s. 29-30 og 528-565.
- Gruppings, A.W., Luca, C.W.F. & Vermulen (1984a): *Continuous-Flow Gas Lift: Heading Action Analyzed for Stabilization*, Oil & Gas Journal, 23. juli 1984, s. 47-51.
- Gruppings, A.W., Luca, C.W.F. & Vermulen (1984b): *Continuous-Flow Gas Lift: These Methods Can Eliminate or Control Annulus Heading*, Oil & Gas Journal, 23. juli 1984, s. 186-192.
- Guðmundsson, J.S. (2009): *Prosessering av petroleum, grunnleggende enhetsoperasjoner i produksjon av olje og gass*, institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU, Trondheim.
- Guerrero-Sarabia, I. & Fairuzov, Y.V. (2006): *Stability Analysis of Gas Lift Wells Used for Deepwater Oil Production*, SPE 104037, presentert på First International Oil Conference and Exhibition holdt i Cancun, Mexico, 31. august - 2. september 2006.
- Hjalmars, S. (1973): *The Origin of Instability in Airlift Pumps*, Journal of Appl. Mech., s. 399-404, juni 1973.
- Hu, B. (2004): *Characterizing gas-lift instabilities*, doktoravhandling, institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU, Trondheim.
- Hu, B. & Golan, M. (2003): *Gas-lift Instability Resulted Production Loss and Its Remedy by Feedback Control: Dynamical Simulation Results*, SPE 84917, presentert på SPE International Improved Oil Recovery Conference holdt i Kuala Lumpur, Malaysia, 20. - 21. oktober 2003.
- Kinderen, W.J.G.J., Dunham, C.L. & Poulisse, H.N.J. (1998): *Real-Time Artificial Lift Optimization*, SPE 49463, presentert på Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference holdt i Abu Dhabi, UAE, 11. - 13. oktober 1998.

- Kreyszig, E. (2006): *Advanced Engineering Mathematics*, 9. utgave, John Wiley & Sons, Inc., New York City, s. 518-528.
- Lozada Aguilar, M., Poblano Romero, E., Guerrero-Sarabia, I. & Fairuzov, Y.V. (2011): *Flow Instabilities in Gas-Lift Wells with Water Coning*, SPE 142694, presentert på SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference holdt i Manama, Bahrain, 25. - 28. september 2011.
- Maijoni, A. & Hamouda, A.A. (2011): *Effect of Gas Lift Gas Composition on Production Stability / Instability by Dynamic and Steady State Simulation for Continuous Gas Lift Injection Mode*, SPE 147766, presentert på SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition holdt i Jakarta, Indonesia, 20. - 22. september 2011.
- Poblano, E., Camacho, R. & Fairuzov, Y.V. (2002): *Stability Analysis of Continuous-Flow Gas Lift Wells*, SPE 77732, presentert på SPE Annual Technical Conference and Exhibition holdt i San Antonio, Texas, 29. september - 2. oktober 2002.
- Rigzone (2013): *How Does Artificial Lift Work?*,  
[http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=315&c\\_id=4](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=315&c_id=4). (besøkt 23.05.13)
- Sagberg, K.M. (2012): *Laboratoriemodellering av ustabil gassløft og tilhørende stabilitetstiltak*, prosjektoppgave, institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU, Trondheim.
- Takács, G. (2005): *Gas Lift Manual*, PennWell Corp., Tulsa, Oklahoma.
- Torre, A.J., Schmidt, Z., Blais, R.N., Doty, D.R. & Brill, J.P. (1987): *Casing Heading in Flowing Oil Wells*, SPE 13801, presentert på SPE Production Operations Symposium holdt i Oklahoma City, 10. - 12. mars 1985.
- White, F.M. (2008): *Fluid Mechanics*, 6th Edition, McGraw-Hill, s. 74-76 & 341-349.
- Whitson, C.H. & Brulé. M.R. (2000): *Phase behavior*, SPE Monograph Series, Volume 20, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, s. 23.
- Xu, Z.G. & Golan, M. (1989): *Criteria for Operation Stability of Gas Lift Wells*, SPE 19362 (unsolicited).
- Zenz, F.A. (1993): *Explore the Potential of Air-Lift Pumps and Multiphase*, Chemical Engineering Progress, s. 51-66.

# Appendiks

## Appendiks A – Stabilitetskriteriene til Alhanati et al. (1993)

Alhanati et al. uttrykker Asheims (1988) første kriterium som

$$F_1 = \frac{B_{fi}\rho_{gi}q_{gi}^2J}{q_{fi}(C_D A_i Y)^2_v} \quad (\text{A.1})$$

I tillegg innfører Alhanati et al. en ny parameter,  $F_3$ :

$$F_3 = \frac{(q_{fi} + q_{gi})A_t p_{ti}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})g q_{fi}} \quad (\text{A.2})$$

Videre defineres

$$r_v = \frac{p_{ti}}{p_{ci}} \quad (\text{A.3})$$

og

$$\mu_v = \frac{(zT)_{ti}}{(zT)_{ci}} \quad (\text{A.4})$$

Stabilitetsbetingelsene for tilfellet med konstant strømming gjennom gassinjeksjonsventilen på overflaten er gitt som

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F_3 \frac{1 - r_v}{\mu_v} > 0 \quad (\text{A.5})$$

og

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + r_v > 0. \quad (\text{A.6})$$

Strømmingen er stabil dersom både ulikhetene A.5 og A.6 er oppfylte.

Subkritisk (trykkavhengig) strømming gjennom gassinjeksjonsventilen på overflaten er den vanligste situasjonen i praktiske tilfeller. Stabilitetskriteriene til Alhanati et al. blir for denne type strømming

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F_3 \frac{2 - r_v}{\mu_v} F_c > 0 \quad (\text{A.7})$$

og

$$\left(F_1 \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + \frac{r_v}{F_c} > 0, \quad (\text{A.8})$$

hvor

$$F_c = \frac{(C_D AY)_{ch}^2 + (C_D AY)_v^2 \left(\frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}}\right)}{(C_D AY)_v^2 \left(\frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}}\right)}, \quad (\text{A.9})$$

$$r_{ch} = \frac{p_{co}}{p_m}, \quad (\text{A.10})$$

og

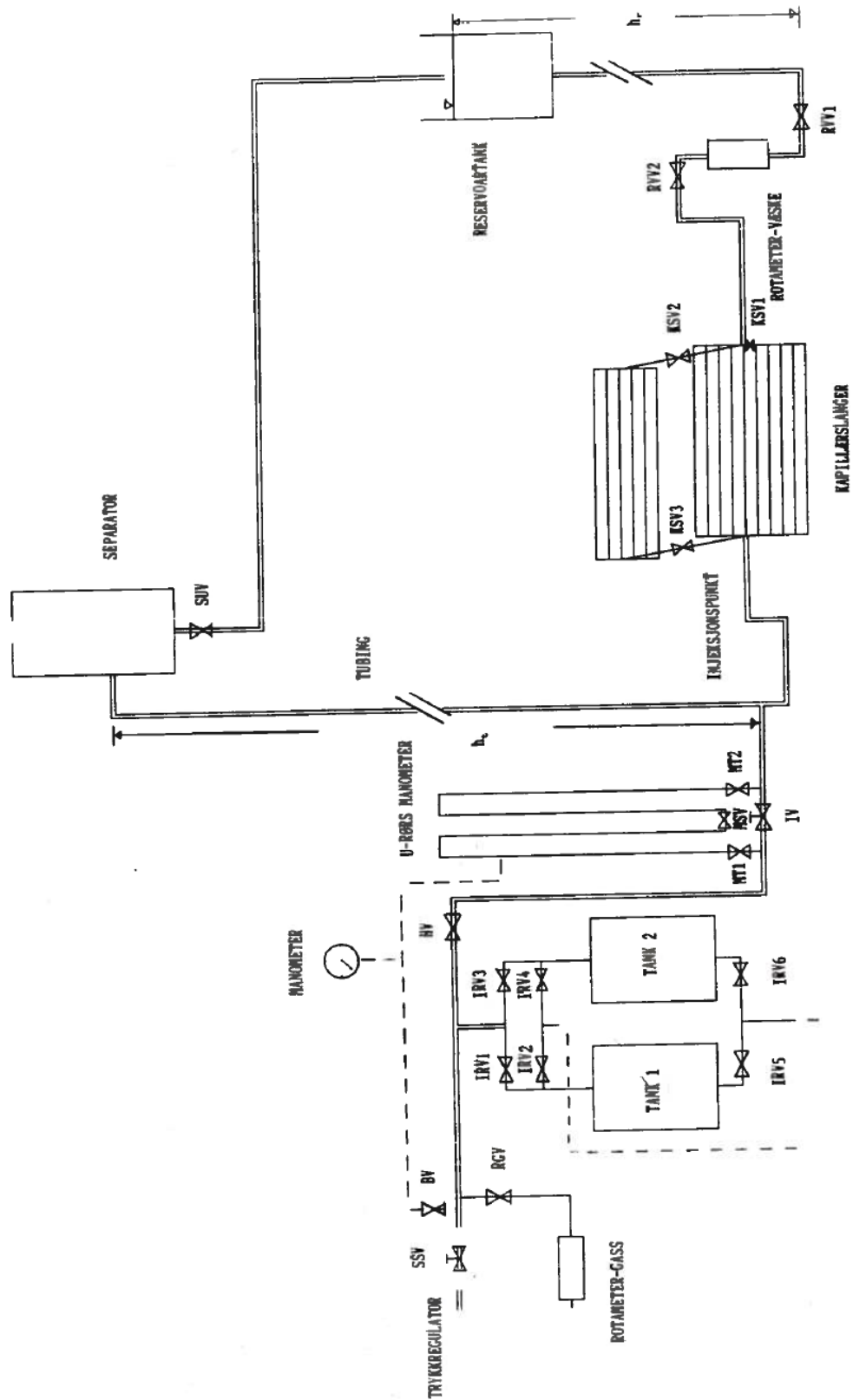
$$\mu_{ch} = \frac{(zT)_{co}}{(zT)_m}. \quad (\text{A.11})$$

Stabilitetskriteriene til Alhanati et al. er oppsummert i tabell 6.

**Tabell 6:** Oppsummering av stabilitetskriteriene til Alhanati et al. (1993).

Strømningsforhold ved gassinjeksjonsventilen på overflaten	Strømningsforhold ved gassløftventilen nedihulls	
	Subkritisk strømning	Kritisk strømning
Subkritisk strømning	Lign. A.7 og A.8	Ingen (alltid stabilt)
Konstant strømning	Lign. A.5 og A.6	Ingen (alltid stabilt)

## Appendiks B - Skisse av Anfinsens laboriemodell



Figur 36: Forenklet skisse av gassløftmodellen til Anfinsen (1988).

## Appendiks C – Gassløftanlegget på Shells forskningscenter i Rijswijk



(a)



(b)



(c)

**Figur 37:** Gassløftanlegget i Rijswijk i Nederland med (a) produksjonsrørene, (b) ringromsvolumet og (c) mikrodatamaskinen.



## Appendiks D – Figur av modellen



**Figur 38:** Modellen med kompressoren og loggeutstyret i midten av bildet.

## Appendiks E - Beregning av stabilitetskriterier

Asheims (1988) stabilitetskriterier kan skrives som

$$F_1 = \frac{2p_t \ln\left(\frac{p_{inj}}{p_t}\right)}{p_e - p_{wf}} > 1 \quad (E.1)$$

$$F_2 = \frac{V_t}{V_c} \frac{1}{gD} \frac{p_t}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi}(1 - F_1)} > 1. \quad (E.2)$$

Symbolene i ligningene er forklart i nomenklaturet på side 70. Volumene, tetthetene og dybden i ligningen for  $F_2$  finnes i tabell 1.

For å finne trykkene i ligning E.1, må først reservoartrykket bestemmes. Dette er gitt av den hydrostatiske vannsøylen fra toppen av vannoverflaten i reservoartanken til injeksjonshøyden i produksjonsrøret. Fra tabell 1 og figur 17 finner vi denne høyden til å være omtrent 178 centimeter. Dette tilsvarer et reservoartrykk på 1,179 bara. Basert på det gjennomsnittlige innstrømningstrykktapet til vannet, kan trykket ved vanninjeksjonspunktet,  $p_{wf}$ , beregnes. Trykktapet leses av fra rørmanometeret. Trykket ved gassinjeksjonspunktet i røret finnes deretter, med utgangspunkt i den 9 centimeter høye vannsøylen mellom punktene:

$$p_t = p_{wf} - 0,09 * 9,81 * 1000 [Pa] \quad (E.3)$$

Fra  $p_t$  finnes så injeksjonstrykket,  $p_{inj}$ , ved å legge til trykktapet over gassinjeksjonsventilen. Dette trykktapet leses av fra u-rørsmanometeret. Det beregnede injeksjonstrykket kan sjekkes opp mot trykkavlesningen fra manometeret i gassledningssystemet, siden disse trykkene bør være like. Manometeret regnes likevel for å en være mindre nøyaktig metode for å beregne injeksjonstrykket, siden avlesningen herfra er nokså grov.

Strømningsraten til gassen i  $F_2$ -ligningen finnes fra rotameteret før det kompressible gassvolumet, hvor raten er konstant. Væskeraten finnes ved å snitte rateavlesningene fra væskerotameteret mot tid.

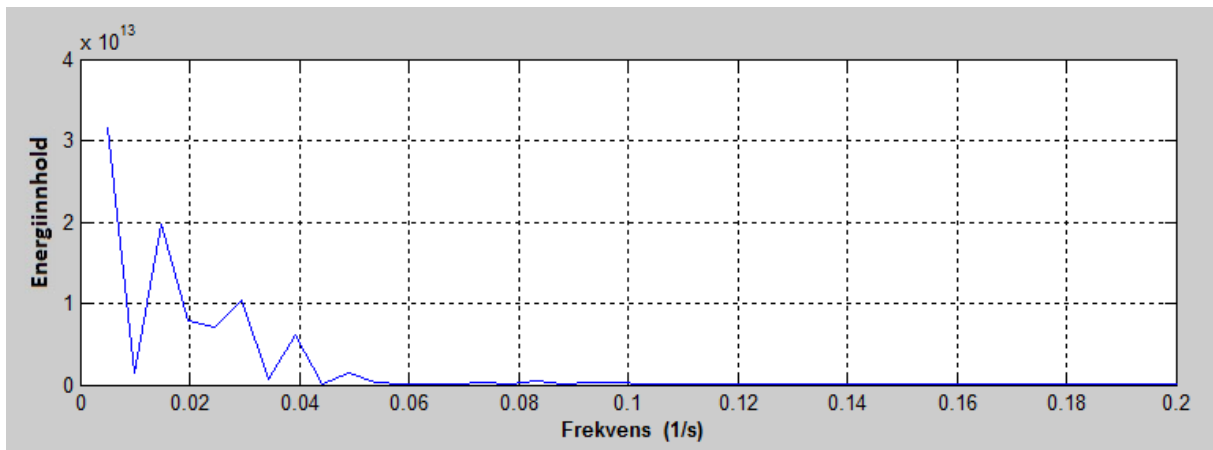
### **Eksempel på beregning av $F_1$ og $F_2$**

I tabell 7 er de nødvendige variablene som trengs for å regne ut stabilitetskriteriene vist. I dette eksempelet er beregningene gjort med gassrate på 520 L/h (20 % av maksimalraten) og injeksjonstrykktap på 0,010 bar. Trykkene er funnet i henhold til prosedyren ovenfor. Siden begge F-verdiene er under én, predikerer kriteriene i dette tilfellet at gassløfts-systemet er ustabil.

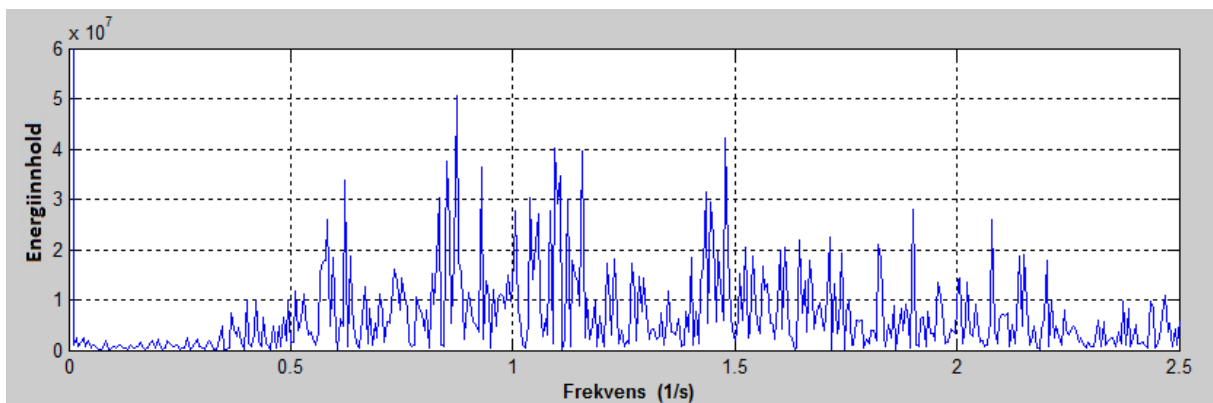
**Tabell 7:** Verdier for beregning av Asheims kriterier, her for  $\Delta p = 0,01$  bar og  $q_g = 20$  %.

			$V_t$	2,48 L
$p_R$	1,179 bar		$V_c$	60,8 L
$\Delta p_{\text{v\ae}ske}$	0,030 bar		$g$	9,81 m/s <sup>2</sup>
$p_{wf}$	1,149 bar		$D$	179 cm
$p_t$	1,140 bar		$\rho_{fi}$	1000 kg/m <sup>3</sup>
$\Delta p_{\text{gass}}$	0,010 bar		$\rho_{gi}$	1,38 kg/m <sup>3</sup>
$p_{inj}$	1,150 bar		$q_{fi}$	98 L/h
<b>F1</b>	<b>0,66</b>		$q_{gi}$	520 L/h
			<b>F2</b>	<b>0,57</b>

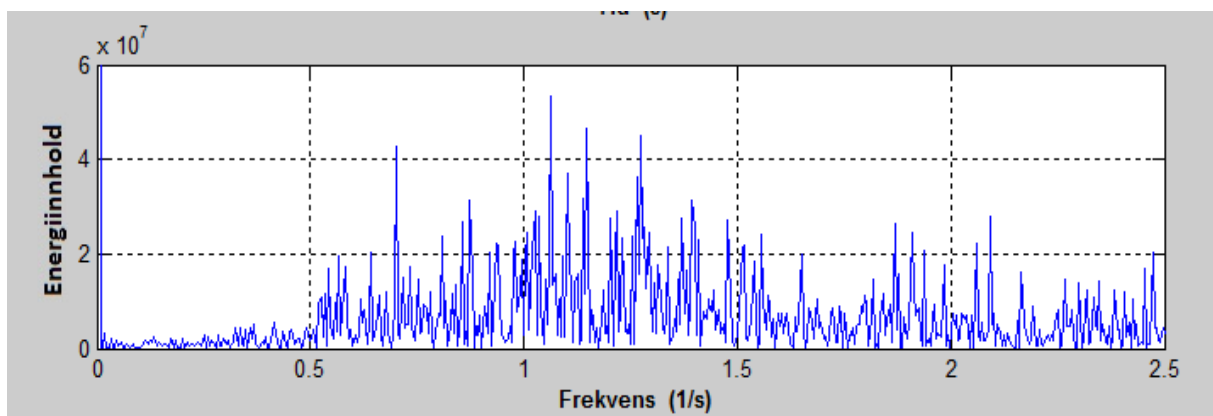
## Appendiks F – Frekvensspekter til stabilitetskart



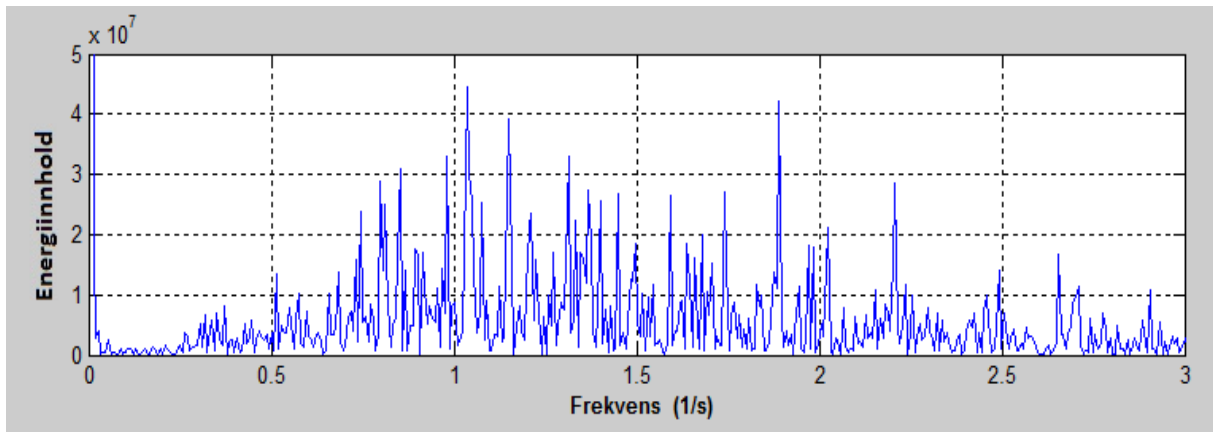
**Figur 39:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0$  bar og  $Q_g = 10\%$ .



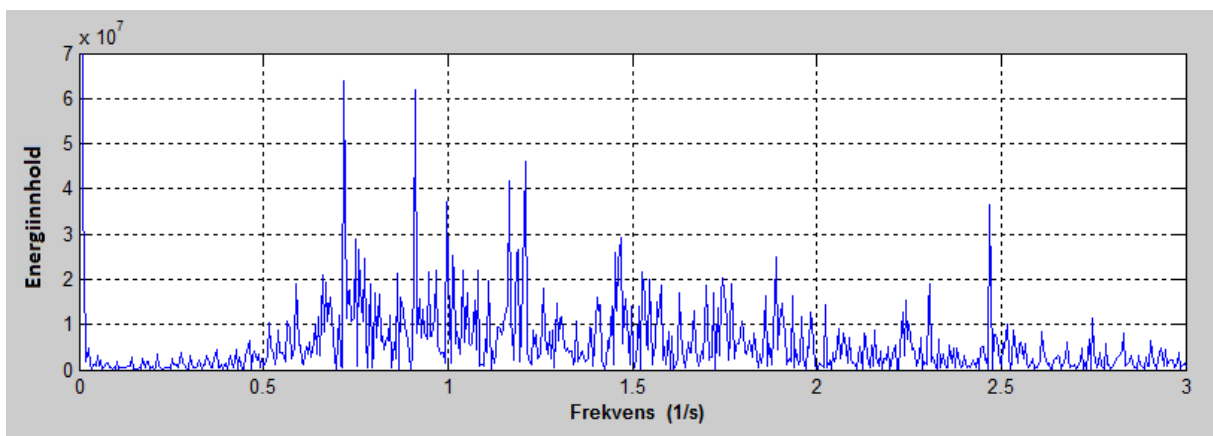
**Figur 40:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,015$  bar og  $Q_g = 10\%$ .



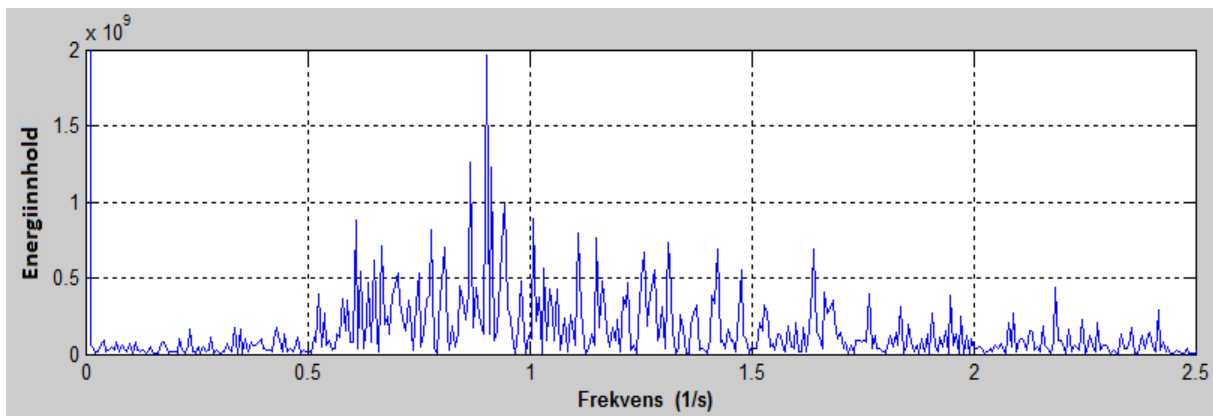
**Figur 41:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,017$  bar og  $Q_g = 10\%$ .



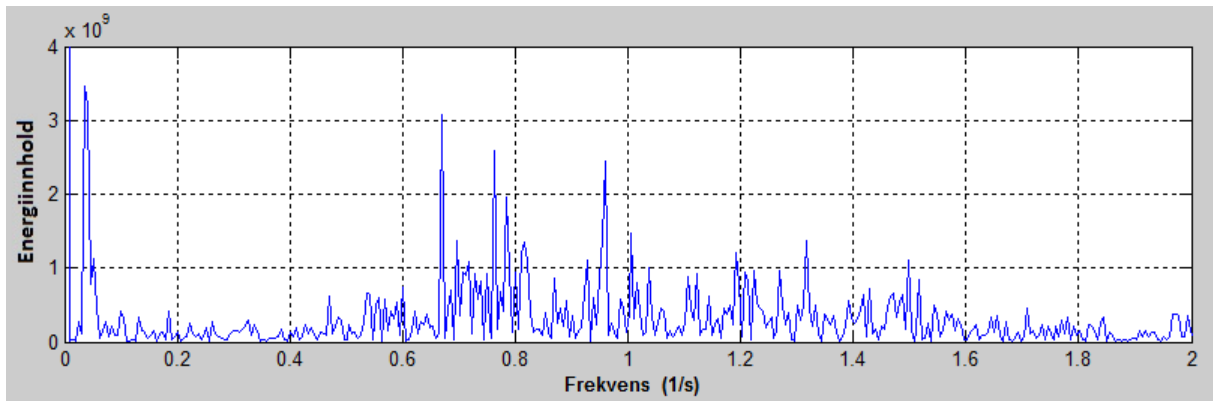
**Figur 42:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,020$  bar og  $Q_g = 10$  %.



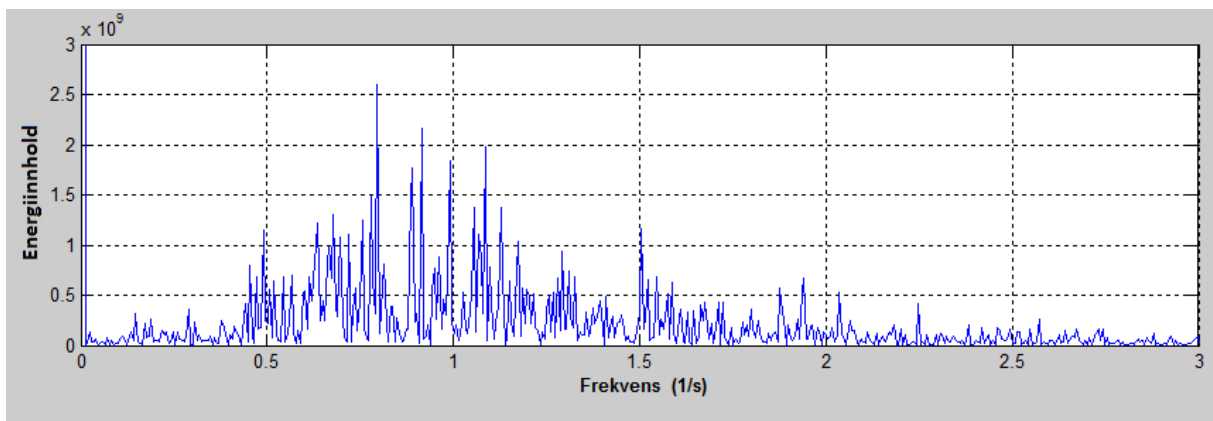
**Figur 43:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,030$  bar og  $Q_g = 10$  %.



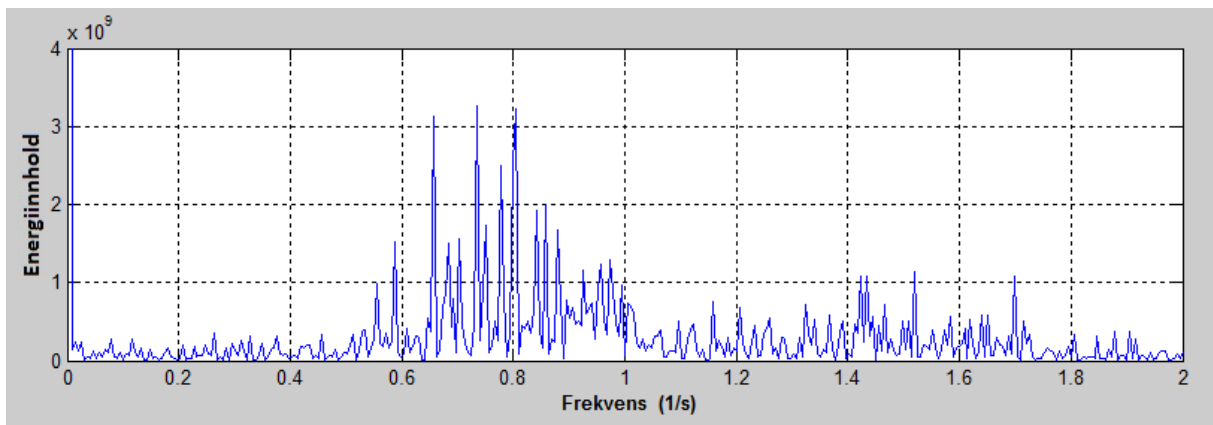
**Figur 44:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,015$  bar og  $Q_g = 25$  %.



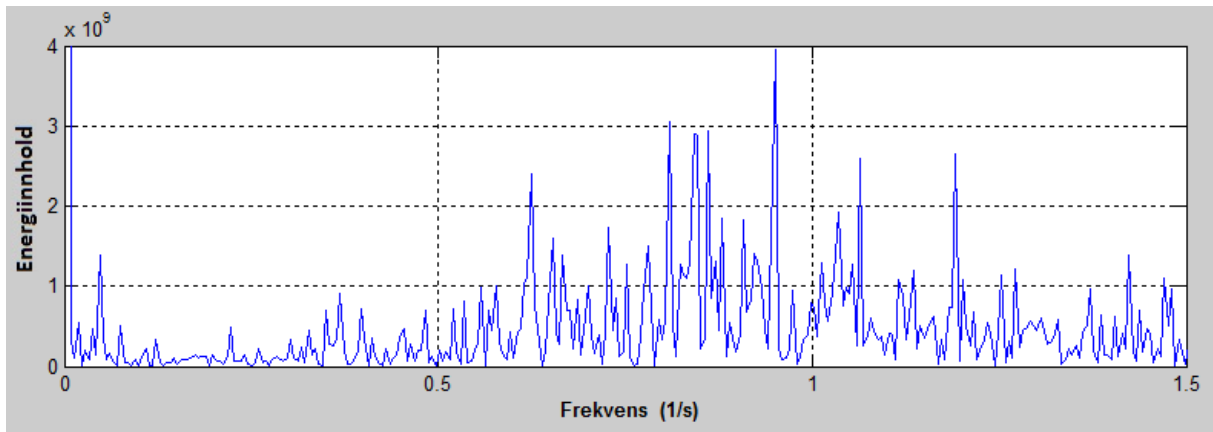
**Figur 45:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0$  bar og  $Q_g = 30$  %.



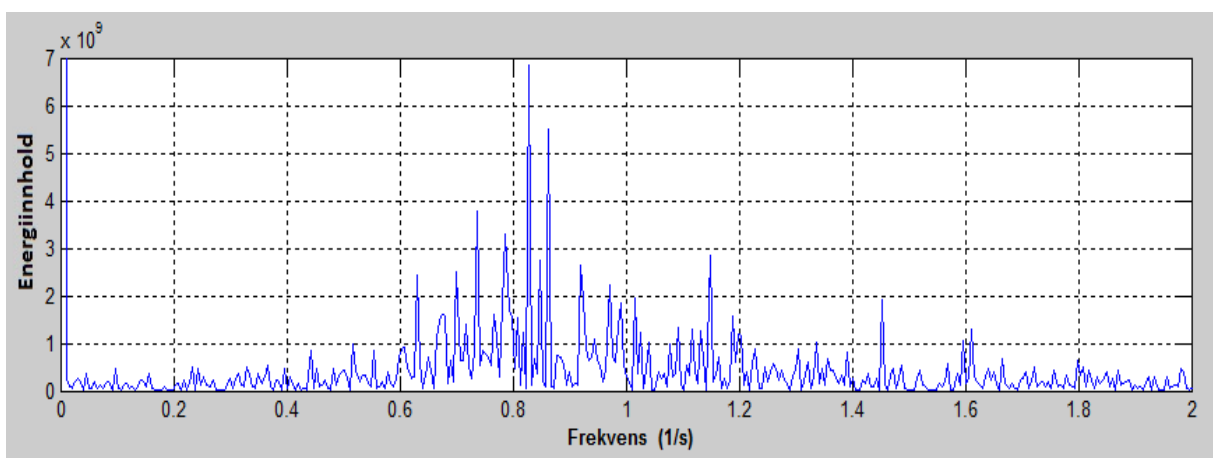
**Figur 46:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,020$  bar og  $Q_g = 30$  %.



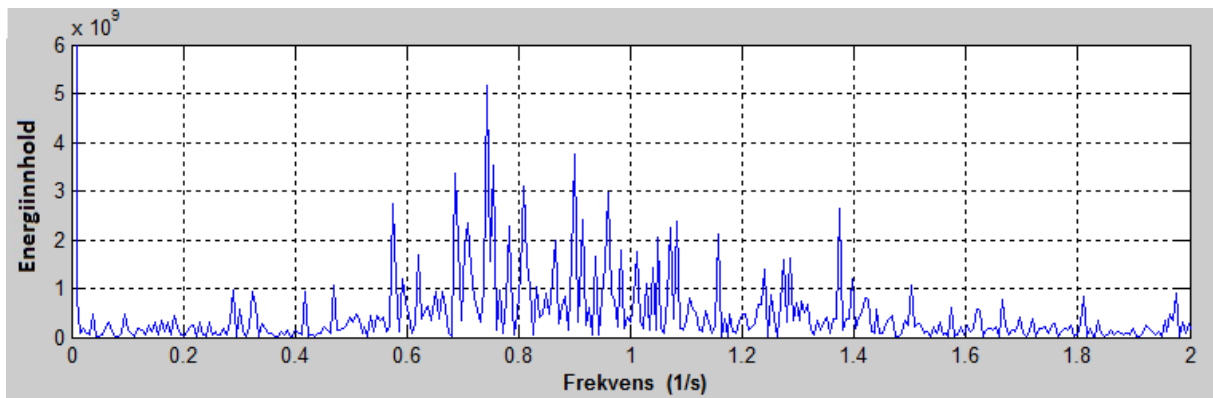
**Figur 47:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,030$  bar og  $Q_g = 30$  %.



**Figur 48:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0$  bar og  $Q_g = 40$  %.



**Figur 49:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,005$  bar og  $Q_g = 40$  %.



**Figur 50:** Frekvensspekter for  $\Delta p = 0,020$  bar og  $Q_g = 40$  %.