



(12) **PATENT**

(19) **NO**

(11) **332123**

(13) **B1**

NORGE

(51) Int Cl.

F17C 13/00 (2006.01)

F17C 9/02 (2006.01)

F17C 9/04 (2006.01)

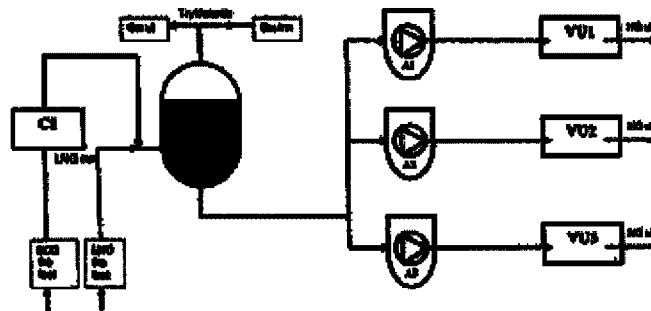
F25J 1/00 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20093356	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr
(22)	Inng.dag	2009.11.17	(85)	Videreføringssdag
(24)	Løpedag	2009.11.17	(30)	Prioritet
(41)	Alm.tilgj	2011.05.18		
(45)	Meddelt	2012.07.02		
(73)	Innehaver	Hamworthy Gas Systems AS, Postboks 144, 1321 ASKER, Norge		
(72)	Oppfinner	Per Hølge S Madsen, Krabberødkollen 29, 3960 STATHELLE, Norge		
(74)	Fullmektig	Zacco Norway AS, Postboks 2003 Vika, 0125 OSLO, Norge		

(54)	Benevnelse	Anlegg for å gjenvinne BOG fra LNG lagret i tanker
(56)	Anførte publikasjoner	JP 2008309195 A, WO 2007/011155 A1, JP 5118497 A
(57)	Sammendrag	

Et anlegg for å gjenvinne BOG fra LNG lagret i tanker innbefattende en rekondenserer (SD1) anvendt til å mate LNG inn i pumper (A1, A2, A3) som trykk øker LNG for å føres gjennom fordampningsenheter (VU1, VU2, VU3) for å fremstille NG ved regassifisering av LNG, BOG komprimeres ved hjelp av kompressor (C1). I henhold til 5 den foreliggende oppfinnelse føres BOG gjennom varmevekslere (B1, B2, B3) posisjonert nedstrøms pumpene (A1, A2, A3), i hvilken BOG i varmeutveksling med LNG kondenseres i hovedsak til væske og returneres til rekondensereren (SD1).



Anlegg for å gjenvinne BOG fra LNG lagret i tanker

Den foreliggende oppfinnelse vedrører et anlegg for å gjenvinne naturlig avkoking av gass (BOG) (boil-off-gass) som stammer fra flytende naturgass (LNG), for eksempel, lagret i tanker, spesielt men ikke utelukkende sjøgående fartøy.

En vanlig teknikk for å frakte naturgass fra produksjonssted er å kondensere naturgassen ved eller nær produksjonsstedene, og transportere NLG til markedet i spesielt konstruerte lagringstanker, ofte plassert om bord på sjøgående fartøy.

Å kondensere naturgass omfatter komprimering og avkjøling av gass til kryogeniske temperaturer, f.eks. $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. På denne måten kan LNG fraktes på fartøy transportere en betydelig mengde LNG til bestemmelsessteder der frakten losses til dedikerte tanker på land, før den blir transportert videre på vei eller jernbane på LNG transportkjøretøy eller regassifiseres og transporteres i f.eks. rørledninger.

Det er ofte mer fordelaktig å regassifisere LNG om bord på det sjøgående fraktfartøyet før gassen losses inn i for eksempel rørledninger på land. US 6,089,022 beskriver et slikt system og fremgangsmåte for å regassifisere LNG om bord på et fraktfartøy før regassifisert gass overføres til land. LNG mates gjennom en eller flere fordampere plassert om bord på fartøyet. Sjøvann som omgir fraktfartøyet mates gjennom en fordampere for å varme og fordampe LNG til naturgass før lossing til installasjoner på land.

US 6,945,049 beskriver regassifisering av LNG transportert med et flytende fraktfartøy før lasten losses innbefattende å trykkøke og strøme LNG inn i en LNG/kjølemediumvarmeveksler hvori LNG fordampes, og strøme fordampert naturgass (NG) inn i en NG/dampvarmeveksler hvori NG varmes før den føres til land som overhett gass. LNG i LNG/kjølemediumvarmeveksleren fordampes ved hjelp av termisk utveksling med et kjølemedium som kommer inn i varmeveksleren som gass og forlater den samme i en flytende tilstand. Videre strømmes kjølemedium i en lukket sløyfe og gjennom i det minste én kjølemedium/sjøvannvarmeveksler hvori flytende kjølemedium fordampes før den kommer inn i LNG/kjølemediumvarmeveksleren, og trykket i fordampert kjølemedium kontrolleres.

Ved atmosfærisk trykk koker LNG rett over $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$, og blir vanligvis lastet, transportert, og losset ved denne temperaturen. For å håndtere en slik lav temperatur og BOG, er det nødvendig med spesielle materialer, isolering og håndteringsutstyr. På grunn av varmelekkasje koker overflaten kontinuerlig og danner fordampet naturgass (BOG) fra
5 LNG, f.eks. metan.

Selv om mange LNG transportsystemer ikke er i stand til å utnytte eller gjenvinne BOG, og derved, inklusive et særskilt problem under lossing av LNG, er en løsning for å håndtere og kondensere BOG vist i figur 1. Anlegget innbefatter en rekondenserer i
10 form av en sugetank (suction drum). BOG fra lastetankene komprimeres ved hjelp av en BOG kompressor og føres videre sammen med LNG inn i sugetanken. LNG fra lastetankene pumpes typisk ved en temperatur på -160 til $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$ inn i sugetanken som typisk har et trykk på 500 kPa. Deretter føres LNG inklusive rekondensert BOG inn i det minste én fordamper for å losse av LNG i form av NG. Den i det minste ene fordampe-
15 ren mates ved hjelp av en felles eller flere LNG høytrykkspumper. Sugetanken utgjør en buffertank for de andre komponentene i anlegget typisk anordnet på i det minste én skidd. I tillegg fungerer sugetanken som separatortank for å separere gass som fremstilles ved ulike operasjonsmodus for anlegget.

20 Det finnes i hovedsak to typer LNG-fraktere, dvs. regassifiseringsfartøy for skytteltrafikk (Shuttle Regasification Vessel, SRV) eller flytende regassifiseringsenheter for lagring (Floating Storage Regasification Units, FSRU). En SRV frakter til lands last fra en LNG terminal og lossere høytrykksgass enten ved en mottakskai eller en undersjøisk bøye. Når den er tømmt returnerer SRV til LNG terminalen for å få ny last. En FSRU er
25 stasjonær leverer høytrykksgass til lands ved en mottakskai eller undersjøisk bøye. Når nødvendig fyller en LNG-frakter FSRU'en.

Regassifiseringsanlegg for slike fraktere har normalt en regassifiseringskapasitet på minimum 50 tonn/time og maksimalt 500-1000 tonn/time. Etersom kapasiteten til en typisk regassifiserings-skidd utgjør omtrent 250 tonn/time, er antallet nødvendige skidder
30 fra 1 til 4 for de respektive fraktere.

For typiske LNG-fraktere som har en lastekapasitet på $160\ 000\ \text{m}^3$ er BOG-hastigheten 3-5 tonn/time. Under lasting av LNG-fraktere forårsaker fortrenkning av gass på grunn
35 av LNG fyllingen en øket mengde gass som må fjernes fra tankene. Således, under lasting, kan mengden fortrenkte gasser utgjøre 10 tonn/time eller mer. BOG-hastigheten

for en SRV er typisk 3-5 tonn/time, mens det beløper seg til nesten 10 tonn/time for en FSRU under lasting.

5 Normalt overføres LNG fra lastetankene inn i sugetanken underkjølt ved 500 kPa, og har en temperatur med kokepunkt rett over atmosfærisk. LNG trykkøkt til 500 kPa er ved en temperatur nær omgivelsen, dvs. 0-20 °C. Når BOG og LNG blandes på vei inn i sugetanken, varmes LNG på grunn av kjøling og kondensering av BOG. Hvis BOG-masse utgjør 7-10% av LNG massen er resultatet at LNG når kokepunktet ved 500 kPa. I det følgende benevnes den flytende væsken av BOG og LNG til sugetanken for regass-
10 føde.

LNG må trykkøkes for regassifisering for å underkjøle regassføden. Som allerede nevnt ovenfor utføres slik trykkøkning ved hjelp av høytrykkspumper plassert foran fordamp-
15 perne som produserer NG. Pumpene er for eksempel flertrinns sentrifugalpumper. Slike pumper er ofte, men ikke nødvendigvis, av en nedsenket kartype. I tilfelle dårlig underkjølt LNG dannes gass, dette skyldes i hovedsak pumpekjøling. Noen regassifiseringsanlegg er uformet for å håndtere slik uønsket gass under oppstart av pumpen, og også når det dannes mindre kontinuerlige mengder gass i forbindelse med pumpehuset. Imidlertid, hvis uventede mengder gass dannes er det umulig å håndtere den uønskede
20 gassen, hvilket resulterer i et redusert væsknivå, og endelig skadde pumper og motorer. I tillegg må gass som produseres inn i pumpene returneres til lastetankene, resulterende i økt BOG strøm.

JP 2008309195 beskriver system der BOG fra LNG tank komprimeres og deretter sendes til en varmeveksler der den kjøles direkte med LNG fra LNG tanken, lagres i trommel, trykkøkes ved hjelp av en trykkøkningpumpe og til slutt sendes til fordamp-
25 mel, trykkøkes ved hjelp av en trykkøkningpumpe og til slutt sendes til fordamp-
Via et pumpeinnløp i denne trykkøkningspumpen føres det også inn LNG direkte fra tanken.

30 WO 2007/011155 beskriver en anordning og fremgangsmåte for gjenvinning av BOG fra LNG tank hvor BOG komprimeres og deretter sendes til en kondensator der den kjøles ned ved hjelp av en nitrogensløyfeinnretning, for derved å returnere rekondensert BOG til LNG lager tanken. Temperaturen til BOG kan holdes innenfor et forbestemt område ved forkjøling av BOG før kondensatoren ved å åpne en ventil.

JP 5118497 beskriver begrensning av fluktuasjonen av kondenseringstrykket til BOG uten styring av strømningsraten ved mating av BOG og LNG til en varmeveksler ved anbringelse av en lagerbeholder for kondensert BOG over varmeveksleren og tilforming og opprettholdelse av et væsknivå med kondensert BOG i varmeveksleren. Her økes trykket i BOG fra en LNG-lagertanken i en BOG-kompressor og mates deretter til varmeveksleren, der det skjer varmeveksling med LNG tømt fra LNG-lagertanken, og trykket av LNG heves ved hjelp av en LNG-pumpe. Deretter lagres BOG i en beholder for kondensert BOG. Trykket av kondensert BOG i beholderen heves ved hjelp av en kondensert BOG-pumpe. Til slutt bevirkes trykksatt, kondensert BOG til å strømme sammen med LNG fra varmeveksleren til en LNG-fordamper.

Hvis LNG ved kokepunktet mates til regassifiseringsanlegget er produksjonen av gass for stor. Således er det umulig å rekondensere 7-10% masse BOG/LNG, f.eks. hvis vi videre angir 8%, vil det si at omtrent 4 % BOG/LNG er mulig.

For en SRV som har en BOG-hastighet på 3-5 tonn/time må det være tilgjengelig 75-125 tonn/time, hvilket er mer enn en vanlig minimum regassifiseringshastighet. En FSRU med en maksimal BOG-hastighet på 10 tonn/time må ha tilgjengelig 200 tonn/time hvilket er langt mer enn en typisk regassifiseringshastighet.

Hovedformålet ved den foreliggende oppfinnelse er å løse problemer forbundet med kjente tekniske løsninger beskrevet ovenfor. Dette oppnås ved hjelp av et anlegg for å gjenvinne BOG fra LNG lagret i tanker, innbefattende en rekondenserer anvendt til å mate LNG inn i i det minste énpumpe som trykkøker LNG som sendes til i det minste én fordamper som fremstiller NG ved regassifisering av LNG, BOG komprimeres ved hjelp av en kompressor, der BOG føres gjennom i det minste én varmeveksler posisjonert nedstrøms den i det minste ene pumpen, i hvilken BOG i varmeutveksling med trykkøkt LNG kondenseres i hovedsak til væske og returneres til rekondensereren.

Fortrinnsvis er de respektive varmevekslerne i form av trykt krets varmeveksler og BOG forlater varmeveksleren ved en temperatur -145 til -135 °C. Videre er rekondensereren i formen kombinert med en sugetank, og pumpene er i formen av en flertrinns sentrifugalpumpe.

Den foreliggende beskrivelse beskrives nå i større detalj med henvisning til de tilhørende tegningene, hvori:

Figur 1 er et forenklet flytskjema av et kjent teknikk BOG gjenvinningsanlegg, vist i kombinasjon med at antall fordampere anvendt under regassifisering av NG fra LNG;

Figur 2 er et forenklet flytskjema for en utførelsesform av den foreliggende oppfinnelse, hvori BOG kjøles i varmeutveksling med LNG innenfor varmevekslere og føres inn i en rekondenserer hovedsakelig i væskeform; og

10

Figur 3 er et forenklet flytskjema for en utførelsesform av den foreliggende oppfinnelsen.

Aller først, den følgende LNG og BOG sammensetninger kan anses å være representative eksempler:

15

LNG	Rik, mol %	Mager, mol %	Variasjon, mol %
Nitrogen	0,960 %	0,0 %	0 % til 1.5 %
Metan	8,930 %	97,2 %	85 % til 100 %
Etan	8,480 %	2,3 %	
Propan	1,960 %	0,3 %	
Butan	0,670 %	0,2 %	

BOG			
Nitrogen	22 %	15 %	0 til 30 %
Metan	78 %	85 %	70 til 100 %

I likhet med anlegget i kjent teknikk inkluderer den foreliggende oppfinnelse en rekondenserer i form av en sugetank SD1, se Figur 2. LNG fra lastetanker, ikke illustrert, mates inn i rekondensereren. LNG føres videre fra rekondensereren og trykkøkes ved hjelp av i det minste én høytrykkspumpe A1, A2, A3, for eksempel en flertrinns sentrifugalpumpe, og i form av en nedsenket kartypepumpe. Trykkøkt LNG utsettes deretter for regassifisering innenfor i det minste én fordampningsenhet VU1, VU2, VU3 for å fremstille NG for vider transport til lands. Fordamperenheten kan være av en hvilken som

20

25

helst egnet type, f.eks. en sjøvann/propan-sløyfe, sjøvann direkte, dampvarmet med en mellomliggende vann/glykol-sløyfe, damp direkte, etc.

I motsetning til anlegget i kjent teknikk fremstilt i Figur 1, mates BOG fra lastetanker inn i rekondenserern SD1 sammen med LNG først etter BOG er blitt ført gjennom i det minste én varmeveksler B1, B2, B3. BOG komprimert ved hjelp av kompressor C1 avkjøles innenfor de respektive varmevekslere i varmeutveksling med LNG og føres inn i rekondensereren hovedsakelig i væskeform. Nedstrøms pumpene A1, A2, A3 har høytrykks LNG typisk en temperatur på -150 til -140 °C. BOG som passerer varmevekslerne kjøles således i et intervall -145 til -135 °C. Ved 500 kPa og slike temperaturer har BOG en flytende andel på 70 – 100 % av masse avhengig av BOG sammensetningen. Når i det minste 70% BOG er kondensert og kjølt vesentlig, er den nødvendige LNG strømmen for rekondensereren betydelig redusert. BOG-hastigheter på 3-5 og 10 tonn/time kan håndteres av LNG i mengder på henholdsvis 20-30 og 50 tonn/time. Selv ved de høyeste BOG-hastighetene er rekondensereren i stand til å fungere ved de laveste regassifiseringshastighetene i et anlegg med kapasitet på 50 – 1000 tonn/time for eksempel. Varmeveksleren er fortrinnsvis en kompakt trykt kretsvarmeveksler (compact printed circuit heat exchanger).

Som vist i Figur 3 mates LNG inn i sugetanken ved -155,0 °C og 550,0 kPa, mens regassføden, dvs. LNG inklusive BOG fra varmevekslerne, forlater sugetanken ved -151,3°C og 550 kPa. BOG kommer inn i den respektive varmeveksleren ved 0,0 °C og 600 kPa og føres videre inn i sugetanken ved -140 °C og 550 kPa.

Beskrivelsen ovenfor i forhold til den foreliggende oppfinnelse skal kun anses som illustrerende for prinsippene i henhold til oppfinnelsen, den sanne forståelse og omfang ifølge den foreliggende oppfinnelse er definert av patentkravene. Selv om LNG og NG er spesifikt nevnt i beskrivelsen av den foreliggende oppfinnelse og for enkelhets skyld også i kravene, utelukker dette faktum faktisk ikke at annen egnet type flytende gass, slik som etan, propan, N2, CO2 er egnet. Som et alternativ skal det forstås at det foreliggende anlegget også kan installeres på land.

P a t e n t k r a v

1.

Anlegg for å gjenvinne BOG fra LNG lagret i tanker, innbefattende en rekondenserer
5 (SD1) anvendt til å mate LNG inn i det minste én pumpe, (A1, A2, A3) som trykkøker
LNG for å føres gjennom i det minste én fordampningsenhet (VU1, VU2, VU3) for å
fremstille NG ved regassifisering av LNG, BOG komprimeres ved hjelp av kompressor
(C1),

10 k a r a k t e r i s e r t v e d at BOG føres gjennom i det minste
én varmeveksler (B1, B2, B3) posisjonert nedstrøms den i det minste éne pumpen (A1,
A2, A3), i hvilken BOG i varmeutveksling med trykkøkt LNG kondenseres i hovedsak
til væske og returneres inn i rekondensereren (SD1).

2.

15 Anlegg ifølge krav 1,

k a r a k t e r i s e r t v e d at den i det minste éne
varmeveksleren (B1, B2, B3) er i form av en trykt krets varmeveksler (compact printed
circuit heat exchanger).

20 3.

Anlegg ifølge krav 2,

k a r a k t e r i s e r t v e d at BOG forlater den i det minste éne
varmeveksleren (B1, B2, B3) ved en temperatur i området -145 til -135 °C.

25 4.

Anlegg ifølge krav i det minste et av de foregående krav,

k a r a k t e r i s e r t v e d at rekondensereren er i form av en
sugetank (SD1).

30 5.

Anlegg ifølge i det minste et av de foregående krav 1,

k a r a k t e r i s e r t v e d at den i det minste éne pumpen (A1,
A2, A3) er en sentrifugalpumpe.

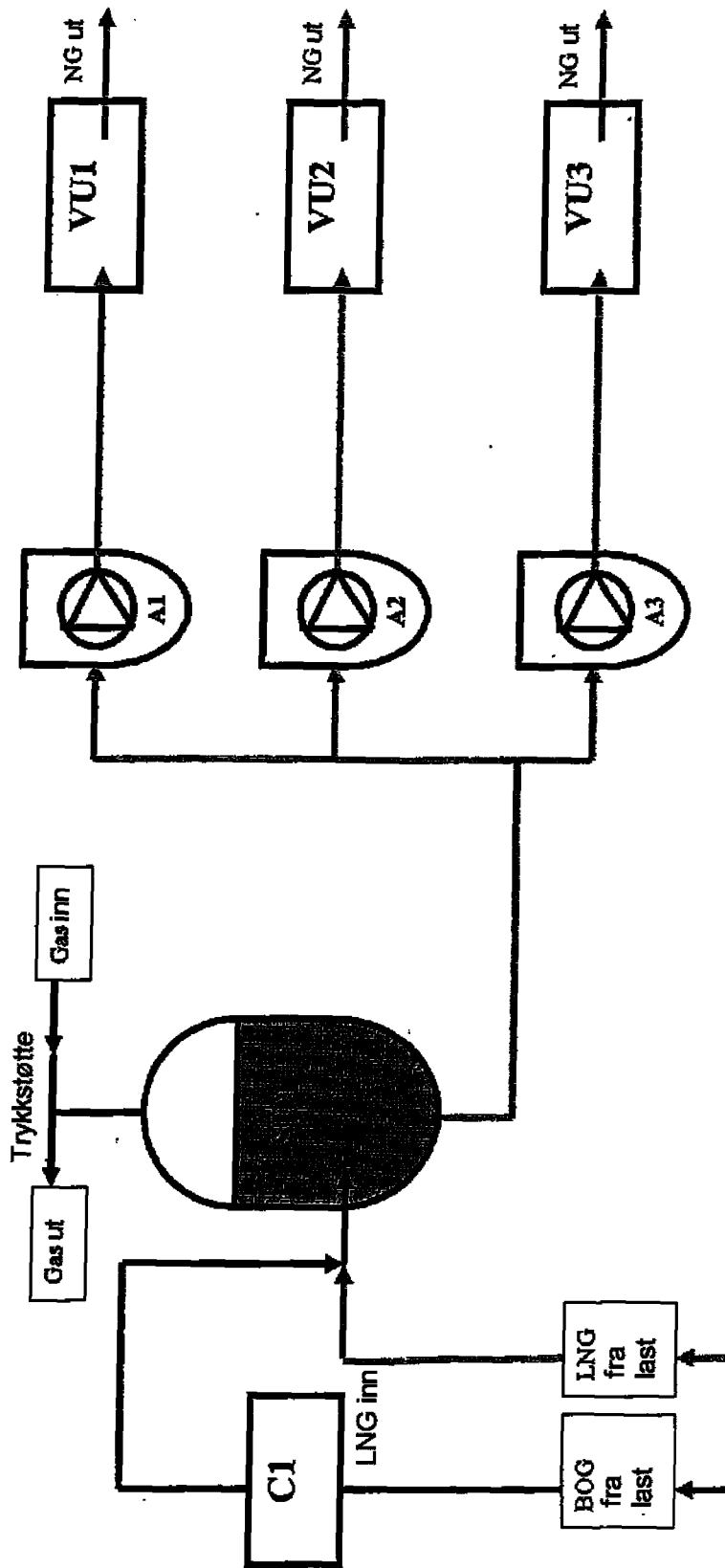


Fig. 1

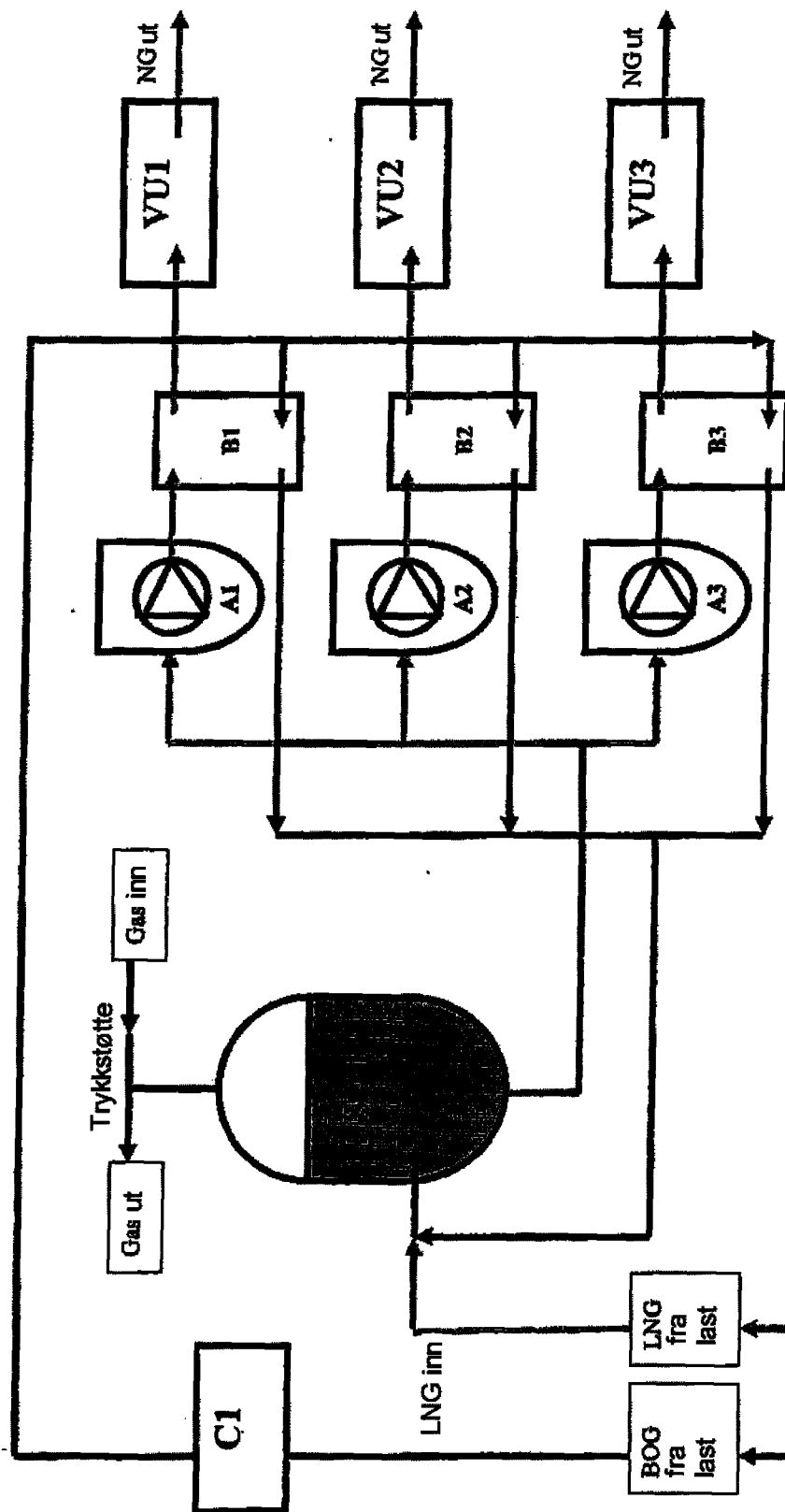


Fig. 2

