



(12) **PATENT**

(19) NO

(11) **314098**

(13) B1

(51) Int Cl⁷

E 21 B 43/01, 43/38, 43/12, 43/40

Patentstyret

(21) Søknadsnr	20010767	(86) Int. inng. dag og søknadsnummer	
(22) Inng. dag	2001.02.15	(85) Videreføringdag	
(24) Løpedag	2000.10.20	(30) Prioritet	Ingen
(41) Alm. tilg.	2002.04.22		
(45) Meddelt dato	2003.01.27		
(62) Avdelt fra 20005318			

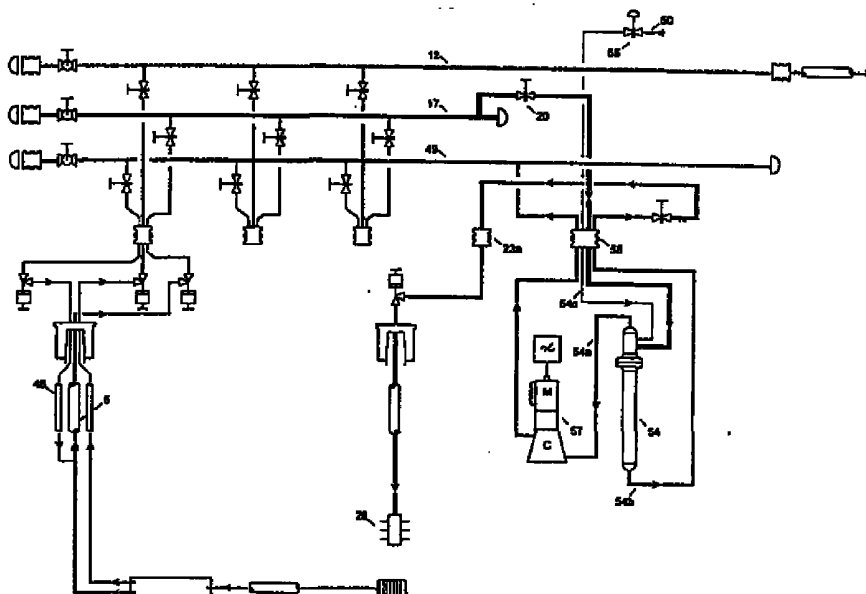
(71) Patenthaver	Kværner Oilfield Products AS, Postboks 94, 1325 Lysaker, NO
(72) Oppfinner	Geir Inge Olsen, 0481 Oslo, NO Gunder Homstvedt, 1266 Oslo, NO
(74) Fullmektig	Protector Intellectual Property Consultants AS, 0301 Oslo

(54) Benevnelse **Fremgangsmåte og arrangement for produksjon av reservoarfluid**

(56) Anførte publikasjoner GB A 2326895, US 5501279, NO B1 304388, US 5339905

(57) Sammendrag

Den foreliggende oppfinnelse vedrører fremgangsmåte og anordninger for å utnytte trykkenergien i vann som strømmer fra et høytrykksreservoar. Vann og hydrokarboner separeres i en nedihulls separator (3) og bringes separat til havbunnen. I et første aspekt utnyttes energien i vannet til å injisere vannet i en undergrunns formasjon (28) med lavere trykk. I et andre aspekt utnyttes energien til å drive en turbin (31), pumpe, kompressor eller separator, spesielt drive en turbin som igjen driver en pumpe (32) for trykksetting av hydrokarboner. Som en del av oppfinnelsen er det tilveiebrakt en fremgangsmåte og en anordning for å kontrollere separatoren (3) ved hjelp av kontrollventiler (7, 8) for hver fase på brønnhodet (6). I et ytterligere aspekt tilveiebringes øket vanntrykk ved hjelp av gassløft.



Den foreliggende oppfinnelse vedrører en fremgangsmåte og et arrangement for produksjon av reservoarfluid fra et hydrokarboninnholdende reservoar, i samsvar med ingressen til de etterfølgende kravene 1 og 9.

Kapital og operasjonelle kostnader ved undersjøisk utvikling er høye, spesielt i dype farvann. Enkelt og pålitelig utstyr er derfor viktig. Brønnvedlikeholdskostnader er høye på grunn av høye intervensjonskostnader. Påliteligheten til alt dette utstyret er derfor et nøkkelord for suksess.

Sikker strømning er av største viktighet for feltenes økonomi. Vann i hydrokarbonstrømmen er en av de hyppigste årsaker til strømningsrelaterte problemer. Fjerning av vann vil redusere mulig hydratdannelse og tillate bruk av strømningsledninger med mindre diameter ved reduserte kostnader. Kraft som trengs for trykkøkning vil reduseres på grunn av den lavere massestrømmen og tettheten.

Vann er nesten alltid til stede i steinformasjonen der hydrokarbonene er funnet. Reservoaret vil normalt produsere en økende andel vann etter som tiden går. Vann skaper flere problemer for olje- og gassproduksjonsprosessen. Det influerer på den spesifikke gravitasjonen til råoljestrømmen ved å tilføre dødvekt. Det transporterer elementer som skaper scaling i strømningsbanen. Det danner basis for hydratdannelse, og det øker kapasitetsbehovet for strømningsledninger og separatorenheter ved overflaten. Dersom vann kunne fjernes selv før det når brønnhodet kan således flere problemer unngås. Videre kan olje- og gassproduksjonen økes og oljeakkumuleringen kan økes siden man kan oppnå øket løft ved fjerning av den produserte vannandelen.

Et nedihulls hydrosyklonbasert separasjonssystem kan anvendes både for vertikale og horisontale brønner, og kan installeres i en hvilken som helst posisjon. Bruk av væske-væske (olje-vann) syklonseparasjon er kun egnet ved høyere vannkutt (typisk ved vannkontinuerlig brønnfluid) Vann egnet for reinjeksjon i reservoaret kan tilveiebringes ved et slikt system. Sykloner er forbundet kun med rensing av én fase, som vil være vannfasen i en nedihullsapplikasjon. Bruk av et flertrinns syklonseparatorsystem, vil redusere vanninnblandingen i oljefasen. Imidlertid vil ren olje vanligvis ikke oppnås

ved bruk av sykloner. Videre tas energi ut av brønnfluidet og brukes for å sette opp et sentrifugalfelt inne i syklonene og skaper derved et trykktap.

En nedihulls gravitasjonsseparator er tilknyttet en brønn som er spesielt konstruert for dette. En horisontal eller noe skrå seksjon av brønnen vil gi tilstrekkelig holdetid og jevn strømming., noe som kreves for at olje og vann skal separeres på grunn av tetthetsforskjeller.

Separasjon av vann fra hydrokarbonstrømmen er derfor viktig. En slik separasjon kan gjøres på havbunnen og nede i hullet. Separasjonsprosessen har imidlertid vist seg å være mye mer effektiv nede i hullet enn på havbunnen. Slik separasjon gjøres også mer effektiv i hver brønnboring enn ved separasjon av de blandede fluidene fra flere brønner. Nedihulls fjerning av vann fra hydrokarbonstrømmen gir en kolonne med lavere tetthet, noe som vil resultere i et høyere tilgjengelig trykk ved havbunnen. Dette resulterer i mindre behov for trykkøkning for transport i strømningsledninger. Separasjonen bør derfor, forutsatt at forholdene tillater dette, heller foretas nede i hullet enn på havbunnen.

I norsk patentsøknad nr. 2000 1446 er et system beskrevet, der en nedihulls turbin-til-pumpe-omformer anvendes for å injisere vann i formasjonen for å øke trykket informasjonen og derved oppnå større hydrokarbonutstrømning fra reservoaret. Dette systemet er spesielt egnet for anvendelse i lav- til mediumtrykkbrønner, der vanninjeksjonen kan øke utstrømningen.

GB 2 326 895 beskriver en nedihulls gravitasjonsseparator med vannutløp og oljeutløp. Det separerte vannet kan enten pumpes til overflaten eller injiseres i en formasjon.

Ved høytrykksbrønner er det vanligvis ikke en stor fordel å injisere vann. Således trenger man et annet system for slike brønner. Siden alt roterende maskineri (pumper og kompressorer) er blant de mest upålitelige deler av utstyr ved feltutbygginger, er det ønskelig å unngå slikt maskineri nede i hullet, der tilgang og overvåking er vanskelig.

Ved design av et system for utvinning fra høytrykksbrønner er det derfor et formål så langt som mulig å unngå roterende nedihulls maskineri.

Alternativet, å plassere utstyret topside, d.v.s. på plattformen, er, som nevnt ovenfor, heller ikke en veldig god løsning. Dette innebærer undersjøisk plassering av minst en del av dette utstyret.

Imidlertid har nedihulls separasjon store fordeler fremfor topside eller undersjøisk separasjon. Dette fordi hydrokarbonenes trykkgradient er brattere enn vannets trykkgradient. Nedihulls separasjon av reservoarfluidet gir således ett høyere trykk for hydrokarbonene ved sjøbunnen enn det totale reservoarfluidet. Et høyere trykk betyr at hydrokarbonene kan transporteres over en lengre strekning uten ytterligere trykkøkning eller med mindre trykkøkning enn tilfellet er for separasjon på sjøbunnen eller topside.

Den foreliggende oppfinnelse muliggjør derfor forskjellige kombinasjoner av et nedihulls separasjonssystem med undersjøisk plassering av alt roterende maskineri. Dersom kunstig løft skulle være nødvendig, spesielt sent i brønnens levetid, bør et gassløftsystem tas i bruk heller enn en nedihulls pumpe.

Gassløft i den blandede strømningsbanen for brønnstrømmen er standard praksis. I den velkjente fremgangsmåten injiseres gass i brønnstrømmen et stykke nede i brønnen, noe som reduserer den spesifikke tyngden til det kombinerte gass- og brønnfluidet. Dette resulterer videre i en reduksjon av innstrømningstrykket i brønnboringen og en øket strømningsmengde. Etersom trykket synker høyere oppe i produksjonsrøret, noe som ytterligere øker gassvolumet, reduseres tyngden enda mer, noe som hjelper til å øke strømmingen betydelig. Gassen injiseres normalt i ringrommet gjennom en trykkkontrollert innløpsventil, inn i produksjonsrøret i et egnet nivå. Nivået avhenger hovedsakelig av tilgjengelig gasstrykk.

Det har imidlertid ikke vært foreslått før nå å benytte gass for kunstig løft av vannet. Ifølge den foreliggende oppfinnelse er dette en måte å sikre et tilstrekkelig vanntrykk ved sjøbunnen, mens man samtidig unngår pumper eller lignende nede i hullet.

Trykkfallet i brønnfluidet under strømning fra bunnen av hullet til sjøbunnen bestemmes av følgende ligning:

$$\Delta p = \rho_{\text{mix}} g \Delta h + k \rho_{\text{mix}} Q_{\text{mix}}^2 \quad (1),$$

der Δp er trykkfallet, ρ_{mix} er tettheten til de kombinerte fasene i brønnfluidet, Δh er dybden fra sjøbunnen til bunnen av hullet, k er en konstant (avhenger blant annet av de fysiske strukturene til strømningsledningen) og Q_{mix} er strømningsmengden.

Det første leddet ($\rho_{\text{mix}} g \Delta h$) er den statiske delen av trykkfallet, mens det andre leddet ($k \rho_{\text{mix}} Q_{\text{mix}}^2$) er den dynamiske delen av trykktapet.

Tettheten til brønnfluidet bestemmes av følgende ligning:

$$\rho_{\text{mix}} = (\rho_g Q_g + \rho_o Q_o + \rho_w Q_w) / (Q_g + Q_o + Q_w) \quad (2),$$

der ρ_g , ρ_o og ρ_w er tetthetene til gass, olje og vann og Q_g , Q_o and Q_w er strømningsmengden til gass, olje og vann.

Siden tettheten til de tre fasene øker i følgende rekkefølge: ρ_g , ρ_o and ρ_w , vil fjerning av vannet fra brønnfluidet redusere tettheten til de gjenværende fasene og derved redusere trykktapet, det vil si at trykkgradienten blir brattere. Injeksjon av gass i vannet vil redusere tettheten til de kombinerte fasene (gass-vann) og derved redusere trykktapet. Imidlertid er mengden gass som det er hensiktsmessig å injisere begrenset av det andre leddet i ligning (1). Siden det dynamiske trykktapet øker med Q^2 vil (i det minste teoretisk) injeksjon av gass over en viss mengde, øke trykktapet. Med andre ord: bruk av gass for kunstig løft vil øke trykktapet på grunn av friksjon siden den totale volumstrømmen øker med gassen som bringes tilbake til verten. Ved lange tilknytningsavstander blir nettoeffekten av å bruke gassløft lav, når det man oppnår i statisk trykk reduseres ved øket dynamisk trykktap. Imidlertid kan nedihulls gassløft oppnås lokalt i produksjonsområdet ved å separere og komprimere en egnet

strømningsmengde gass som er hentet ut fra brønnen og distribuere gassen til de undersjøiske brønnene for injeksjon. Denne resirkuleringen av gass reduserer mengden gass som strømmer i rørledningen, sammenlignet med å tilføre gass fra verten. Fordelen med dette kan utnyttes ved å øke produksjonsmengden fra brønnene, redusere rørledningens størrelse eller øke kapasiteten ved å la ytterligere brønner produsere via rørledningen. I tillegg til dette vil gassløft ved stigerørets bunn bli mer effektiv med denne konfigurasjonen.

Den foreliggende oppfinnelse foreslår derfor i ett aspekt ved oppfinnelsen å anvende nedihulls separasjon i kombinasjon med gassløft av separert vann, som angitt i den kjennetegnende delen av kravene 1 og 9. Når dette vannet løftes til overflaten kan det rutes til en injeksjonsbrønn eller slippes ut i sjøen. Dersom utslipp til sjøen eller en utslippssone med svært lavt trykk kan tillates, kan energien som er tilgjengelig i vannstrømmen føres gjennom en turbin for typisk drive en pumpe eller en kompressor.

Oppfinnelsen skal nå forklares mer detaljert under henvisning til de medfølgende tegninger, som viser eksempler på utførelsesformer i den hensikt å illustrere oppfinnelsen, der:

Figur 1a illustrerer en layout for nedihulls separasjon av fluid fra en undergrunnsformasjon, transport av hydrokarboner og vann til en undersjøisk manifold, og etterfølgende injeksjon av vann i en annen formasjon,

Figur 1b illustrerer en variant av layouten i figur 1a, men der en turbin-til-pumpe omformer er anordnet i manifolden,

Figur 1c illustrerer en variant av layouten i figur 1a, der en elektrisk pumpe er anordnet for trykksetting av vannet,

Figur 2a illustrerer en layout for nedihullsseparasjon av fluid fra en undergrunnsformasjon, transport av hydrokarboner og vann til en undersjøisk manifold,

og etterfølgende injeksjon av vannet i en annen formasjon, ved bruk av gassløft av vannet, ifølge en første utførelsesform av oppfinnelsen.

Figur 2b illustrerer en andre utførelsesform av oppfinnelsen, som er en variant av figur 2a, der en elektrisk kompressor er anordnet for å trykksette gassen,

Figur 3a illustrerer en layout for nedihullsseparasjon av fluid fra en undergrunnsformasjon, transport av hydrokarboner og vann til en undersjøisk manifold, og etterfølgende injeksjon av vannet i en annen formasjon, ved bruk av gassløft av vannet med gass tilført fra en fjerntliggende kilde, ifølge en tredje utførelsesform av oppfinnelsen.

Figur 3b illustrerer en fjerde utførelsesform av oppfinnelsen, som er en variant av figur 3a, der vannet også trykksettes av en elektrisk pumpe før injeksjonen,

Figur 4a illustrerer en layout for nedihullsseparasjon av fluid fra en undergrunnsformasjon, transport av hydrokarboner og vann til en undersjøisk manifold, og etterfølgende injeksjon av vannet i en annen formasjon, ved bruk av gassløft av vannet med gass tilført i en lukket krets og avgassing av vannet, ifølge en femte utførelsesform av oppfinnelsen.

Figur 4b illustrerer en sjette utførelsesform av oppfinnelsen, som er en variant av figur 4a, der en elektrisk pumpe er anordnet for å trykksette vannet før injeksjonen,

Figur 5 viser et diagram over trykkgradientene for vann fra en relativt nylig utbygget høytrykksformasjon, og

Figur 6 viser et diagram over trykkgradientene for vann fra en utarmet formasjon,

Først skal figurene 5 og 6 forklares for å gi en bedre forståelse av trykkforholdene i en høytrykksformasjon.

Figur 5 viser et diagram over trykkgradientene for vann fra en høytrykksformasjon F, der reservoartrykket er benevnt som P_{FR} . G_{WH} er den hydrostatiske trykkgradienten for vann. På grunn av nedtapping i formasjonen (hovedsakelig forårsaket av strømningsmotstand i formasjonen) er bunnhullstrykket P_{FB} noe lavere enn P_{FR} . nær bunnen av brønnen separeres formasjonsfluidet til en hydrokarbonfase og en vannfase. Hydrokarbonene bringes til sjøbunnen langs en trykkgradient G_W . Som tydelig vist i figur 5, er trykkgradienten G_H til hydrokarbonene brattere enn trykkgradienten G_W til vann, som er parallell med G_{WH} . Således vil hydrokarbonene ankomme sjøbunnen med et høyere trykk P_{HS} enn vanntrykket P_{WS} . Det tilgjengelige trykket P_{HS} kan benyttes for transport eller for kraftuttak.

Selv om vannet ankommer med et P_{WS} trykk som er lavere ved sjøbunnen, er likevel trykket i vannet betydelig høyere enn det hydrostatiske trykket P_{WHS} ved sjøbunnsnivå.

Vannet skal injiseres i en sone I, som har et trykk P_I , som er lik det hydrostatiske trykket for vann ved samme nivå. Vanntrykket P_{WS} kan være for høyt for direkte injeksjon. Figur 5 viser en strupning av vanntrykket langs pilen A til et trykk P_{WC} som etterpå brukes til injeksjon. Pilen B illustrerer injeksjonen ettersom vanntrykket øker til et trykk P_{WI} . På grunn av nedtapping i injeksjonssonen I, må trykket P_{WI} være høyere enn trykket P_I i injeksjonssonen. Pilen C illustrerer trykkreduksjonen i vannet når det penetrerer injeksjonssonen.

I figur 6 har formasjonen F mistet en betydelig del av det opprinnelige trykket P_{FR} . Det utarmede trykket er benevnt P_D . På grunn av nedtapping i formasjonen reduseres bunnhullstrykket til P_{DB} . Vanngradienten G_{WD} illustrerer situasjonen ved frittstrømmende vann til sjøbunnen. Det resulterende trykket P_{WSD} ved sjøbunnen er betydelig lavere enn trykket P_{WS} i vannet ved sjøbunnen da formasjonen F hadde initielt trykk. Trykket P_{WS} er for lavt til å injisere vannet inn i injeksjonssonen I. Pilen D viser en for lav trykkforskjell.

Trykkgradienten G_{WG} illustrerer situasjonen når gass innføres i vannet i et injeksjonspunkt IP nede i hullet Denne gradienten G_{WG} er mye brattere enn den

hydrostatisk trykkgradienten G_{WH} for vann. Vannet ankommer således sjøbunnen ved et trykk P_{WG} . Dette trykket kan strupes til et trykk P_{WGC} , som er egnet til injeksjon, vist ved pilen E. Pilen H illustrerer injeksjonen i injeksjonssonen og pilen J illustrerer nedtapping i injeksjonssonen.

Figur 1a illustrerer en layout av en produksjonsmanifold og en brønn ifølge en første utførelsesform av den foreliggende oppfinnelse. Layouten illustrerer produksjon av fluid fra en undergrunns formasjon F og transport av fluidet til en undersjøisk manifold.

Hydrokarboner (olje og i noen tilfeller gass) blandet med vann strømmer ut fra reservoaret F og strømmer via sandfiltere 1 inn i brønnen, og transporteres i en rørledning 2 til en nedihulls separator 3 der vannfasen og hydrokarbonfasen separeres. Separatoren 3 kan være av gravitasjons- eller sentrifugaltypen. Vannfasen og hydrokarbonfasen av brønnfluidet transporteres til brønnehodet 6 i separate strømningskanaler 4, 5. Typisk vil hydrokarbonene rutes til en produksjonsrørledning 4, mens vannet rutes til ringrommet 5 utformet mellom produksjonsføringsrøret og produksjonsrørledningen. Alternativt kan, i et dualt kompletteringssystem, begge fasene bringes til sjøbunnen gjennom individuelle produksjonsrør.

Bruk av et ventil tre 6 med dual funksjon gjør det lettere å oppnå produksjon gjennom og kontroll av to diskrete strømmer fra brønnen til det undersjøiske manifoldsystemet. En strupeventil 7 er anordnet etter ventiltreet 6 i hydrokarbonstrømledningen, og anvendes for å kontrollere produksjonsraten for brønnfluidet. En strupeventil 8 er anordnet etter ventiltreet i vannstrømledningen, og anvendes for å kontrollere vannraten som trekkes ut fra den nedihulls separatoren 3.

Begge fluidstrømmer, hydrokarbon og vann, tilføres til separate samlerør 12, 17 i manifolden via en mekanisk multiboringskonnektor 9a. I tilfellet av at den produserende brønnen er en satellittbrønn heller enn en brønn plassert innenfor en brønnramme, vil strømningsledninger forbinde brønnen med manifolden. Figuren viser tre produserende brønner forbundet med manifolden.

Hydrokarbonfasen rutes inn i et første manifoldsamlerør 12 via en isolasjonsventil 10a. Samlerøret er illustrert med en konnektor 14 og en isolasjonsventil 13 med full boring, som gjør det mulig å tilkoble en annen manifold, og en konnektor 15 ved den motsatte enden, som tilkobler en strømningsledning 16 for transport av produserte hydrokarboner til en vertsplattform eller annen mottaker.

Undersjøisk prosessering, slik som en multifase trykkøkning og gass-væske separasjon kan innlemmes i det beskrevne konseptet.

Vannfasen rutes inn i et andre manifoldsamlerør 17 via en isolasjonsventil 11a. Samlerøret er illustrert med en konnektor 19 og en isolasjonsventil 18 med full boring, som muliggjør tilkobling av en annen manifold.

Vannet fra produksjonsbrønnene rutes via en isolasjonsventil 20 til et tredje samlerør 21, som står i forbindelse med en eller flere injeksjonsbrønner (kun én som fører inn i et reservoar 28 er vist fullt ut). Injeksjonssamlerøret 21 er illustrert forbundet med to injeksjonsbrønner, plassert innenfor en undersjøisk brønnramme, ved enkelboringskonnektorer 23a, 23b. Konnektoren 23a er vist forbundet med en strupeventil 24, et brønnhode 25, en rørledning 26 og en undergrunnssone eller –reservoar 28. Vannet fordeles til brønnhodet 25 til injeksjonsbrønnenes brønnhoder 25 via strupeventilen 24 og rutes via rørledningen eller fóringen 26 til en egnet undergrunnssone 28 for deponering.

Alternativt kan formasjonen 28 være en hydrokarbonproduserende sone med et betydelig lavere trykk enn formasjonen F, der vannet brukes for medrivning av resthydrokarboner eller for trykkøkning i formasjonen 28, for å øke hydrokarbonuttaket.

Gjennomførbarheten av dette konseptet krever at det produserende reservoaret F har tilstrekkelig høyt trykk til å overvinne trykktapet relatert til inntrømningsstap fra den produserende formasjonen F inn i produksjonsbrønnen, dynamiske friksjonstap langs strømningsbanen og utstrømningsstap fra bunnen av injeksjonsbrønnen inn i deponeringsformasjonen.

Den krever også at trykket i det separerte vannet ved sjøbunnen er tilstrekkelig høyt til å overvinne mottrykket fra formasjonen 28, in i hvilken vannet skal injiseres. I tilfellet trykket ikke er tilstrekkelig høyt kan en pumpe installeres, som skal forklares nedenfor.

Figur 1b illustrerer en annen layout av en produksjonsmanifold og brønn. Layouten er lik figur 1a, men med en turbin-til-pumpe omformer 31, 32 installert i manifolden. Denne layouten er anvendelig i en produksjonssituasjon der vannfasen ved sjøbunnen har et høyere trykk enn det som kreves for injeksjon. Denne tilgjengelige trykkforskjellen kan utnyttes til trykkøkning av hydrokarbonfasen.

Konseptet er vist med en turbin 31 installert i det andre samlerøret 17 og mekanisk forbundet med en multifasepumpe 32 installert i det første samlerøret 12. Bypass og nyttesystem er ikke vist, men kan være tilstede. Vannet som strømmer inn i det andre samlerøret 17 driver turbinen 31 til rotasjon, rotasjonen overføres via en aksling til pumpen 32, som i sin tur trykkesetter hydrokarbonene. Denne trykkssettingen av hydrokarbonene vil gi en lengre transportstrekning for hydrokarbonene før ytterligere pumper må anordnes, og/eller større gjennomstrømning av hydrokarboner.

I tilfellet av separasjon av hydrokarbonene til en gassfase og en oljefase nede i hullet eller ved sjøbunnen, kan turbinen alternativt drive en enkelfasepumpe eller kompressor for å trykks sette oljestrømmen eller gasstrømmen.

Etter at hydrokarbonene er trykksatt i turbin-til-pumpe omformeren 31, 32 føres vannet in i det tredje samlerøret 21 og injiseres, som forklart i forbindelse med figur 1a. Turbin-til-pumpe omformeren 31, 32 må kontrolleres nøye slik at det ikke tas ut for mye energi fra vannet. Dersom dette skjer kan det vise seg vanskelig å injisere vannet mot mottrykket i formasjonen 28. For å muliggjøre kontroll og regulering av turbin-til-pumpe omformeren 31, 32, kan turbinen 31 og/eller pumpen 32 ha variabelt deplasement. En trykksensor (ikke vist) kan fordelaktig installeres i det andre samlerøret 17 etter turbinen 32 for å overvåke vanntrykket og justere turbin-til-pumpe omformeren 31, 32 i samsvar med dette trykket.

Et dypt reservoar som produserer et lett kondensat vil mest sannsynlig ha et høyere trykk ved sjøbunnen enn det som kreves for naturlig strømming til mottakeren (d.v.s. en vertsplattform, flyter, etc.). Derfor kan, som et alternativ til å anordne en turbin i det andre samlerøret 17 for transport av vann og en pumpe 32 i det første samlerøret 12 for transport av hydrokarboner, turbinen anordnes i det første samlerøret 12 og pumpen i det andre samlerøret 17. I dette tilfellet kan en turbin i hydrokarbonstrømmen tilveiebringe den nødvendige energien for reinjisering av det produserte vannet i produksjonsreservoaret eller formasjonen 28, som er egnet for deponering. Dette er spesielt fordelaktig dersom vannet har for lavt trykk til injeksjon og må trykkeses.

Figur 1c illustrerer en ytterligere layout av en produksjonsmanifold og brønn. Layouten er lik figur 1a, men med implementering av en gjenopphebbbar hastighetskontrollert vanninjeksjonspumpe 29 forbundet med det tredje samlerøret 21 i den undersjøiske manifolden via en multiboringskonnektor 30. Pumpen 29 er illustrert uten detaljer, slik som nyttesystemer, resirkuleringsarrangement og trykkutligningsventiler. Det produserte vannet mates fra det andre samlerøret 17, trykkeses i pumpen 29 og slippes ut i samlerøret 21 for reinjeksjon. I tillegg kan en strømningsledning for tilførsel av vann for reinjeksjon være tilstede, som vist forbundet med det tredje samlerøret 21 via en konnektor 33. Isolasjonsventilene 20, 35 gjøre gjenopphebing av pumpen lettere.

Anvendbarheten av dette konseptet krever at vannfasen kan bringes fra formasjonen til pumpens 29 sugeside med en netto positivt sugeshøyde som overskrider det som kreves for å unngå kavitering. Ved store vanddyp vil sannsynligvis det beskrevne konseptet være fysisk mulig selv om det produserende reservoaret tømmes langt under det initiale trykket eller selv under hydrostatisk trykk.

Figur 2a illustrerer en layout av en produksjonsmanifold og brønn i samsvar med en første utførelsesform av den foreliggende oppfinnelse. Layouten er lik figur 1a, med et tillegg av et fjerde samlerør 49 og en gass-væskeseparator 40. Layouten i figur 2a er anvendelig i en produksjonssituasjon der kunstig løft anvendes for å produsere

vannfasen til sjøbunnen med et tilstrekkelig høyt trykk til å gjøre det mulig for vannet å rutes inn i injeksjonsbrønnen(e) uten trykkøkning ved sjøbunnen.

En grenledning 37a med en isolasjonsventil 37 er forbundet med det første samlerøret 12. Grenledningen er videre forbundet med en gass-væskeseparator 40. Fra gass-væskeseparatoren 40 strekker det seg en gassutløpsledning 41a og en væskeutløpsledning 38a. Gassutløpsledningen 41a er forgrenet til en gassreturledning 41b og en gasstilførselsledning 42a, som er forbundet med et fjerde samlerør 49 gjennom en kontrollventil 42. Gassreturledningen 41b er forbundet med væskeutløpsledningen 38a. Væskeutløpsledningen 38a er videre forbundet med det første samlerøret 12 via en isolasjonsventil 38. I det første samlerøret 12, mellom grenledningen 37a og væskereturledningen er det anordnet en bypassventil 36.

Det fjerde samlerøret 49 er videre forbundet med ventiltreet 6 via en isolasjonsventil 46, multiboringskonnektoren 9a og en strupeventil 47. Fra ventiltreet 6 mates gassen gjennom en rørledning 48 og inn i vannrørledningen 5.

Gass for gassløft trekkes ut fra den produserte hydrokarbonfasen. Fluid fra samlerøret 12 rutes til den gjenopphentbare gass-væskeseparatoren 40 via den mekaniske multiboringskonnektoren 39 ved å åpne isolasjonsventilen 37 og lukke bypassventilen 36. En kontrollventil 41 regulerer gassraten som trekkes ut fra separatorene 40 med det formål å opprettholde et passende gass-væskegrensenivå inne i separatorene 40. En kontrollventil 42 justeres slik at en passende mengde gass mates inn i gassinjeksjonssamlerøret (det fjerde samlerøret) 49. Overskuddsgassen mates til gassreturledningen 41b, blandes med væsken fra separatorene 40 og returneres til hydrokarbonsamlerøret (det første samlerøret) 12 via isolasjonsventilen 38.

Gassinjeksjonssamlerøret (det fjerde samlerøret) 49 er vist utstyrt med en konnektor 44 og en isolasjonsventil ved én ende. Dette gjør det lettere å tilkoble det fjerde samlerøret til andre manifolder eller ytterligere brønner.

Gass fra det fjerde samlerøret 49 rutes til produksjonsventiltreet 6 og til brønnene som er forbundet med konnektorene 9b og 9c. En egnet rate reguleres ved en strupeventil 47.

Dybden av injeksjonspunktet der gassen blandes inn i vannet velges med hensyn på tilgjengelig gasstrykk. På grunn av den tilførte gassen, som har betydelig lavere tetthet enn vannet, reduseres den totale egenvekten til kolonnen og den sammenblandede vann/gasstrømmen vil ankomme brønnhodet med et høyere trykk enn vannet vill gjort uten gassløft. I tillegg vil gassen ekspandere ettersom trykket synker under stigningen mot brønnhodet, noe som resulterer i en ytterligere reduksjon av egenvekten, og således en ytterligere reduksjon i trykkfall. Gassen som anvendes for løft vil følge vannfasen inn i det andre samlerøret og det tredje samlerøret og injiseres ved dette inn i injeksjonsbrønnene og formasjonen 28.

Dette produksjonskonseptet illustreres med den totale produserte hydrokarbonstrømmen. I alternative konfigurasjoner kan en delstrøm eller produksjon fra en enkel brønn anvendes for tilveiebringelse av gass for gassløft.

Figur 2b illustrerer en lignende layout som figur 2a, men omfatter i en andre utførelsesform også en elektrisk kompressor 49 for å trykksette gass for å øke løfteevnen. Kompressoren kan være av sentrifugaltypen eller av en type med positivt deplasement. Kompressoren 49 er koblet inn i gasstilførselsledningen 42a. Selv om noen ventiler som er vist i figur 2a er utelatt i figur 2b, vil disse ventilene være tilstede i en faktisk utførelse.

Figur 3a illustrerer en layout av en produksjonsmanifold og brønn ifølge en tredje utførelsesform av den foreliggende oppfinnelse. Figur 3a illustrerer konseptet med å bruke gass for kunstig løft av vannet som produseres fra formasjonen F og føres til sjøbunnen.

Manifolden omfatter i tillegg til det første 12 og andre samlerøret 17, et ytterligere samlerør 49, som korresponderer med det fjerde samlerøret i utførelsesformene i figurene 2a og 2b, og således kalles det fjerde samlerøret også med hensyn på den foreliggende utførelsesformen. Det fjerde samlerøret står i kommunikasjon med ventiltreet 6 via isolasjonsventilen 46, multiboringskonnektoren 9a og strupeventilen 47, på samme måte som illustrert i figurene 2a og 2b. Fra ventiltreet står det fjerde

samlerøret videre i kommunikasjon med en gassrørledning 48, som er forbundet med vannrørledningen 5, også på samme måte som i figurene 2a og 2b.

Samlerøret er også forbundet med en gasstilførselsledning 50 via en konnektor 51 og en isolasjonsventil 52. Gasstilførselsledningen kan være en serviceumbilical.

Gasstilførselsledningen 50 tilfører gass fra en fjerntliggende kilde, for eksempel en gassproduserende brønn, som mates inn i det fjerde samlerøret 49 via konnektoren 51 og isolasjonsventilen 52 og videre inn i vannrørledningen 5 via isolasjonsventilen 46, konnektoren 9a, strupeventilen 47, ventiltreet 6 og gassrørledningen 48.

Ved sammenligning av layouten i figur 3a med layouten i for eksempel figur 2b er det også tydelig at det andre og det tredje samlerøret er kombinert til ett samlerør delt av en isolasjonsventil 20. Denne konfigurasjonen er fullstendig ekvivalent med konfigurasjonen i figur 2b.

I andre henseender fungerer utførelsesformen i figur 3a på samme måte som i figurene 2a og 2b.

Figur 3b illustrerer en layout av en fjerde utførelsesform av den foreliggende oppfinnelse, som er lik utførelsesformen i figur 3a, men med et tillegg av en elektrisk vannpumpe 53 for trykksetting av vann for injeksjon. Pumpen 53 er koblet inn i forbindelsen mellom det andre 17 og det tredje samlerøret 21.

Det produserte vannet med gass som er benyttet til kunstig løft, kan reinjiseres ved bruk av den undersjøiske hastighetskontrollerte multifasepumpen 53. Pumpen er vist som gjenopphentbar og integrert i den undersjøiske manifolden mellom samlerøret 17 for produsert vann og samlerøret 21 for vanninjeksjon, ved hjelp av en mekanisk konnektor 30.

Denne utførelsesformen er anvendelig når det iboende trykket i vannet ved sjøbunnen og løftet som skapes av gassinnføringen ikke er nok til å injisere vann inn i formasjonen

28 mot mottrykket i denne formasjonen. Pumpen 53 vil skape det ekstra trykket som behøves.

Figur 4a illustrerer en layout av en femte utførelsesform, som i enkelte henseender er lik utførelsesformen i figur 2b. Imidlertid blir gassen i denne utførelsesformen separert fra vannet.

Utførelsesformen i figur 4a omfatter et første samlerør 12 for å lede hydrokarboner, et andre samlerør 17 for å lede vann fra formasjonen F og et fjerde samlerør 49 for å lede gass for gassløft. Et tredje samlerør er ikke vist, men kan være tilstede etter behov.

Det andre samlerøret er forbundet med en gass-væskeseparator 54 via en isolasjonsventil 20 og en konnektor 58. En gass-væskeseparator 54 har en gassutløpsledning og en gasstilførselsledning 54c. Gassutløpsledningen er forbundet med det fjerde samlerøret via en kompressor 57. Væskeutløpsledningen er forbundet med konnektoren 23a og fra denne med brønnen som fører til formasjonen 28. Gasstilførselsledningen er forbundet med en gasstilførselsledning 50 via en isolasjonsventil 55.

Figur 4a illustrerer konseptet med avgassing av det produserte vannet ved sjøbunnen og resirkulering av gassen for kunstig løft av det produserte vannet. Det produserte vannet som inneholder gassen for gassløft rutes fra det andre samlerøret 17 til gass-væskeseparatoren 54 via multiboringskonnektoren 58. Gassen som trekkes ut fra separatorens 54 trykksettes i kompressoren 57 og slippes inn i det fjerde samlerøret (gassløft samlerøret) 49 via konnektoren 58, og fordeles videre til de produserende brønnene, og som illustrert, inn i vannrørledningen 5 via gassrørledningen 48. Det avgassede vannet mates via væskeutløpsledningen 54b og konnektorene 58 og 23a til vanninjeksjonsbrønnen og formasjonen 28. Gassen som gjenvinnes fra vannet mates igjen inn i det fjerde samlerøret 49. Separatoren 54 og kompressoren 57 med sammenknyttede rørledninger er vist som en gjenopphebbbar enhet.

For tilsetning og initiell oppstart kan gass tilføres via gasstilførselsledningen ved å åpne isolasjonsventilen 55. Ledningen 50 kan være en service umbilical ledning som fører fra en fjerntliggende kilde eller en ledning fra en avgasser (ikke vist), som trekker ut gass fra de produserte hydrokarbonene.

I tilfelle at noe av gassen går tapt under denne prosessen, eller i tilfelle at det er behov for mer gass enn det som kan hentes ut fra vannet, kan gass tilføres eller trekkes ut fra gasstilførselsledningen 50 ved å åpne isolasjonsventilen 55.

Vannet kan også eventuelt slippes ut i den omkringliggende sjøen i stedet for eller i tillegg til deponering i en undergrunnsformasjon, forutsatt at den har tilstrekkelig trykk, og at av-oljingsykloner benyttes for å tilfredsstille kravene til oljeinnblanding i vann.

Figur 4b illustrerer en sjette utførelsesform i et lignende konsept som det som er beskrevet i figur 4a, med tillegget av en enkelfase-injeksjonspumpe 60 integrert i den undersjøiske manifolden via en multiboringskonnektor 59. Denne pumpen har den samme funksjonen som pumpen 53 i utførelsesformen i figur 3b, d.v.s. å øke trykket i vannet før injeksjon, dersom trykket på pumpens sugeside er for lavt til at vannet kan injiseres ved hjelp av det ibrørende trykket.

Alle de beskrevne produksjonsalternativene kan utvides etter behov til å inkludere undersjøisk prosessutstyr for gass-væskeseparasjon, ytterligere hydrokarbon-væskeseparasjon ved bruk av elektrostatisk koalesering, enkelfase-væskedumping, enkelfase-gasskompresjon og multifasedumping. I tilfelle av undersjøisk gass-væskeseparasjon kan gass rutes til en transportledning mens væsken rutes til den andre. Konnektorene kan være av horisontal eller vertikal type. Retur og tilførselsledninger kan rutes gjennom en felles multiboringskonnektor eller fordeles ved bruk av flere uavhengige konnektorer. Som et alternativ til å injisere vannet inn i en annen brønn enn produksjonsbrønnen kan vannet injiseres i produksjonsbrønnen og deponeres i en formasjon på et høyere liggende sted, med lavere trykk.

I stedet for å injisere vannet inn i en formasjon kan vannet, i samsvar med regelverket, vannets renhet, miljøforholdene og tilgjengelig rensutstyr, kjøres ut i sjøen. For at det skal være mulig å gjøre dette må vannet avgasses og eventuelt renses (poleres) for å fjerne miljømessig skadelige stoffer.

Strupeventiler kan være plassert på ventiltreet, som vist i de medfølgende figurer, men kan også plasseres på manifolden. Ventilene kan etter behov være uavhengig gjenoppfentbare enheter. Undersjøiske strupeventiler er normalt hydraulisk betjente, men kan være elektrisk betjente for anvendelse der hurtig reaksjon behøves.

Elektrisk betjente pumper er ikke illustrert i de medfølgende figurer med nyttesystemer for resirkulering, trykkompensasjon og refylling. Kun én pumpe er vist for hvert funksjonelle krav. Imidlertid kan, i avhengighet av strømningsmengder, trykkøkning eller krafttilførsel, arrangementer med flere pumper i parallell eller i serie være hensiktsmessig.

P a t e n t k r a v

1.

Fremgangsmåte for produksjon av reservoarfluid fra et hydrokarboninnholdende undergrunns reservoar gjennom en brønn, der reservoarfluid separeres nedihulls, i det minste til en hydrokarbonfase og en vannfase, og bringes separat til et undersjøisk brønnhode, k a r a k t e r i s e r t v e d at det tilveiebringes en gassfase med et høyere trykk enn vannfasen ved et nedihulls injeksjonsnivå, at gassfasen via brønnhodet injiseres inn i vannfasen ved injeksjonsnivået og at gassfasen anvendes for kunstig løft av vannfasen.

2.

Fremgangsmåte ifølge krav 1, k a r a k t e r i s e r t v e d at gassfasen for kunstig løft tilveiebringes ved separasjon fra produserte hydrokarboner i en undersjøisk separator.

3.

Fremgangsmåte ifølge krav 1, k a r a k t e r i s e r t v e d at gassfasen separeres fra vannfasen ved sjøbunnen og re-injiseres i vannfasen ved injeksjonsnivået for igjen å brukes til kunstig løft.

4.

Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1, 2 eller 3, k a r a k t e r i s e r t v e d at gassfasen komprimeres før den injiseres inn i vannfasen.

5.

Fremgangsmåte ifølge krav 1, k a r a k t e r i s e r t v e d at gassfasen for kunstig løft tilføres fra en fjerntliggende kilde.

6.

Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1, 2, 3, 4 eller 5, k a r a k t e r i - s e r t v e d at vannfasen injiseres inn i en undergrunns formasjon sammen med gassfasen som ble benyttet til kunstig løft.

7.

Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1, 2, 3, 4 eller 5, k a r a k t e r i - s e r t v e d at gassfasen separeres fra vannfasen og at vannfasen slippes ut i sjøen, eventuelt etter poléring.

8.

Fremgangsmåte ifølge ett av de foregående krav, k a r a k t e r i s e r t v e d at trykket i vannfasen som bringes til brønnhodet benyttes til å drive en pumpe, kompressor eller lignende.

9.

Arrangement for produksjon av reservoarfluid fra et undergrunns hydrokarbonreservoar gjennom en brønn, omfattende en nedihulls hydrokarbon-vann separator (3), et undersjøisk brønnhode (6), et hydrokarbonrør (5) mellom separatorene (3) og brønnhodet (6) og et vannrør (5) mellom separatorene (3) og brønnhodet (6), k a r a k - t e r i s e r t v e d en undersjøisk hydrokarbonledning (12) koblet til hydrokarbonrøret (4) ved brønnhodet (6), en undersjøisk vannledning (17) koblet til vannrøret (5) ved brønnhodet (6), en undersjøisk gassledning (49) koblet til et gassrør (48) ved brønnhodet, der gassrøret (48) strekker seg ned i brønnen og er koblet til vannrøret (5) ved et nedihulls injeksjonspunkt, for injeksjon av gass for å oppnå kunstig løft av vannet.

10.

Arrangement ifølge krav 9, k a r a k t e r i s e r t v e d at en undersjøisk separator er koblet til hydrokarbonledningen (12), for separasjon av gass fra hydrokarbonene.

11.

Arrangement ifølge krav 9, k a r a k t e r i s e r t v e d a t e n undersjøisk separator (40) er koblet til vannledningen (12), for separasjon av gass fra vannet.

12.

Arrangement ifølge krav 11, k a r a k t e r i s e r t v e d a t e n undersjøisk kompressor (49) er koblet til gassledningen (49), for komprimering av gassen.

13.

Arrangement ifølge krav 9, k a r a k t e r i s e r t v e d a t e n gasstilførselsledning (50) er koblet til gassledningen (49) på utsiden av brønnen.

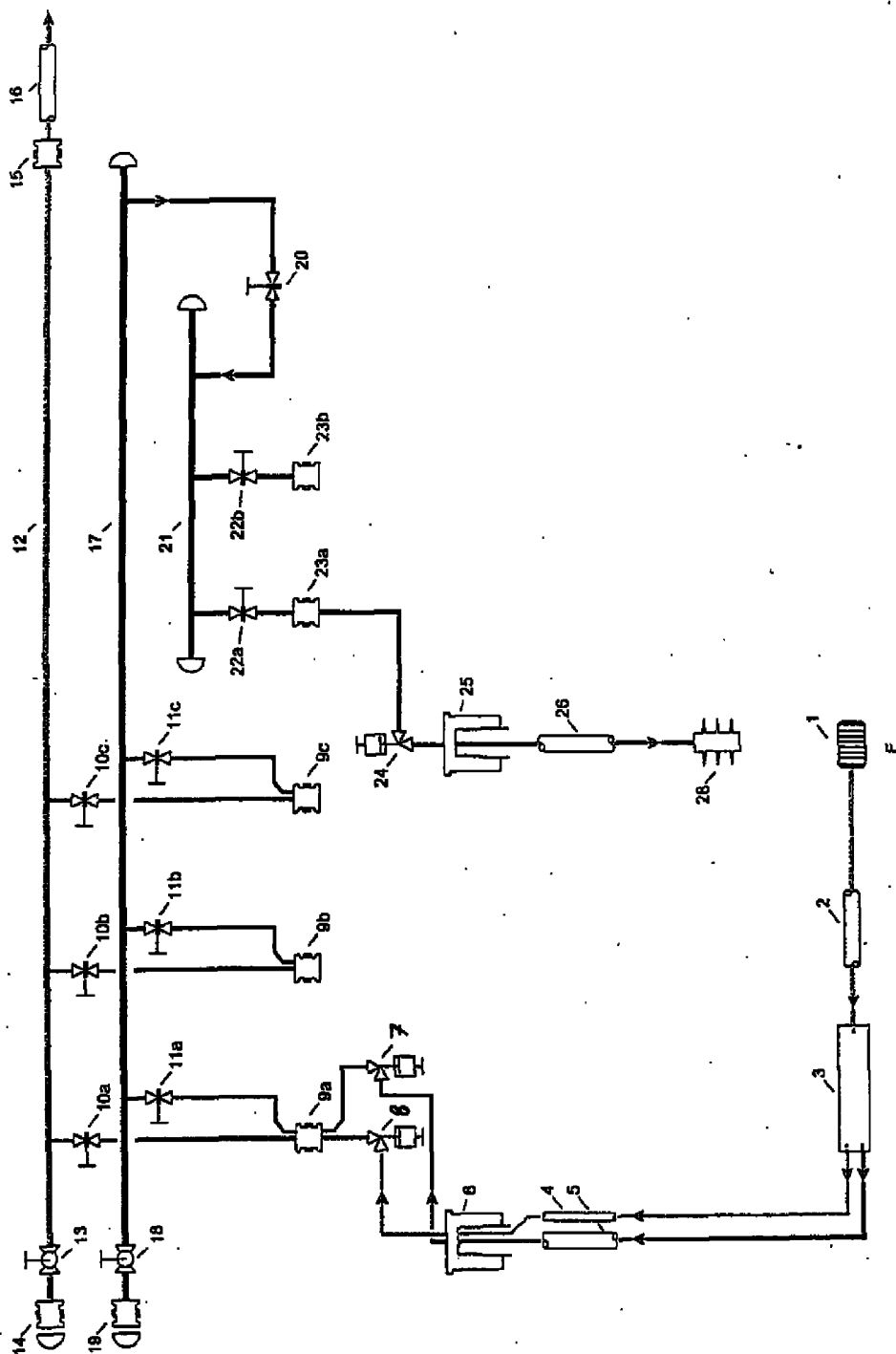


Fig. 1a

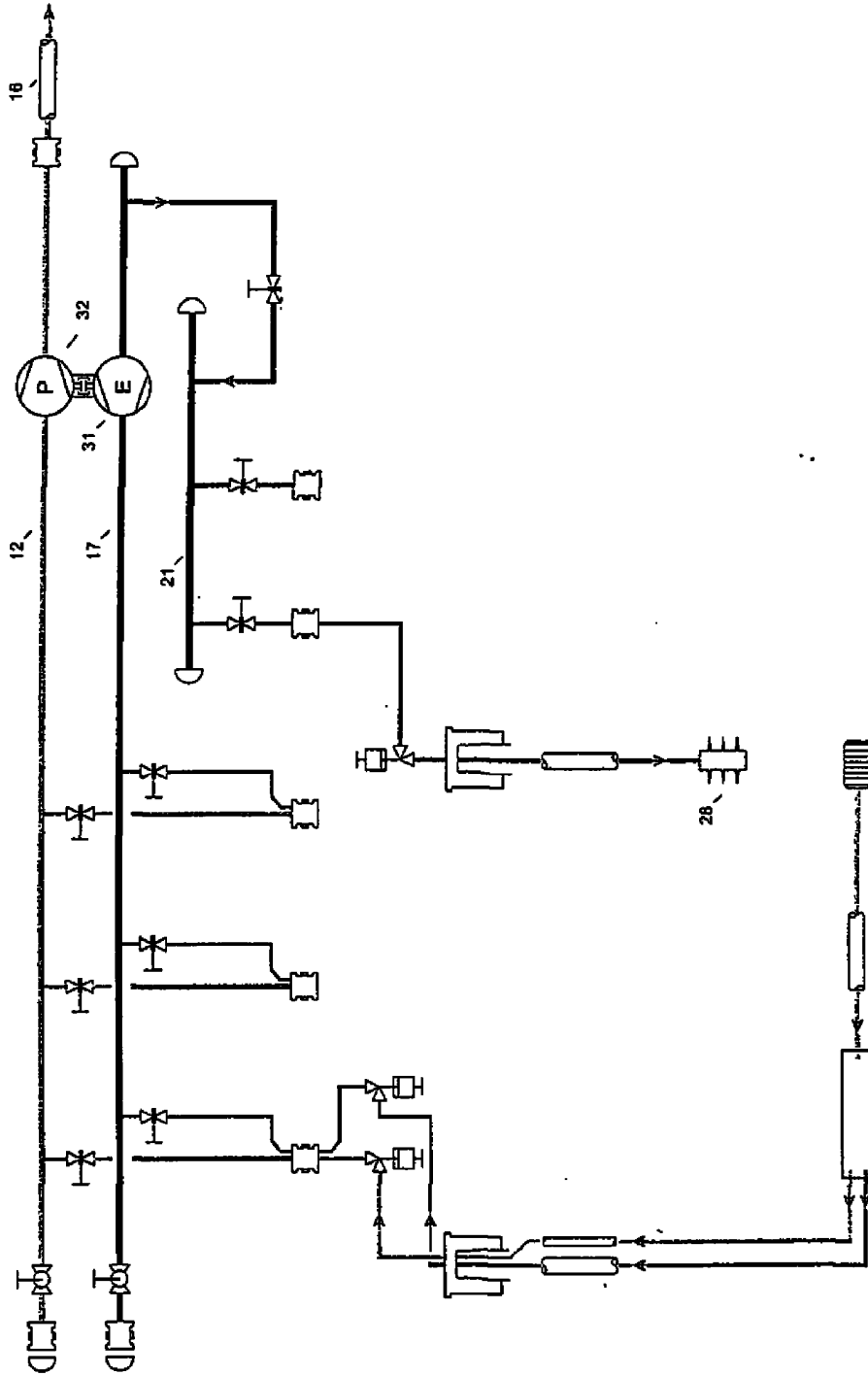


Fig. 1b

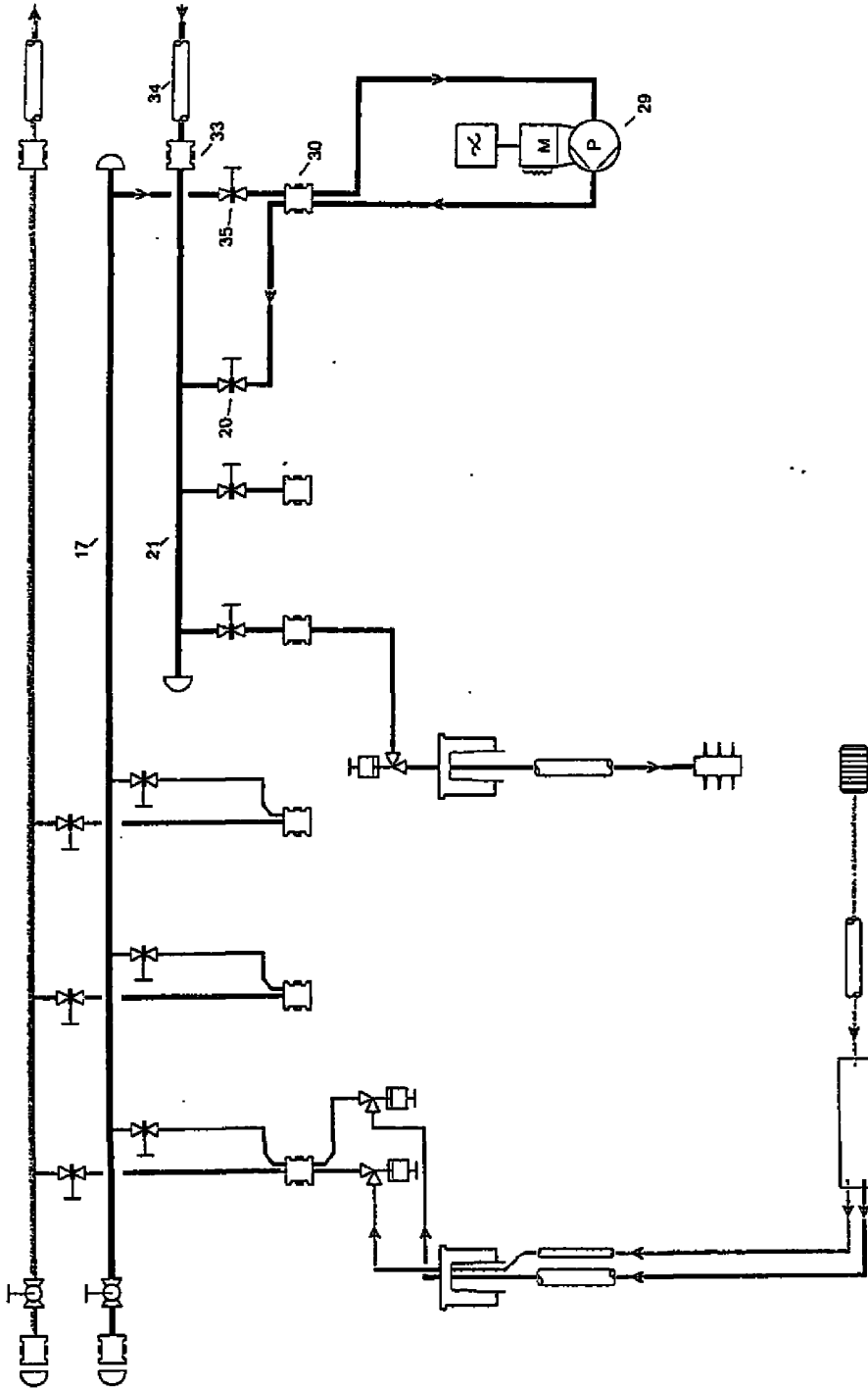


Fig. 1c

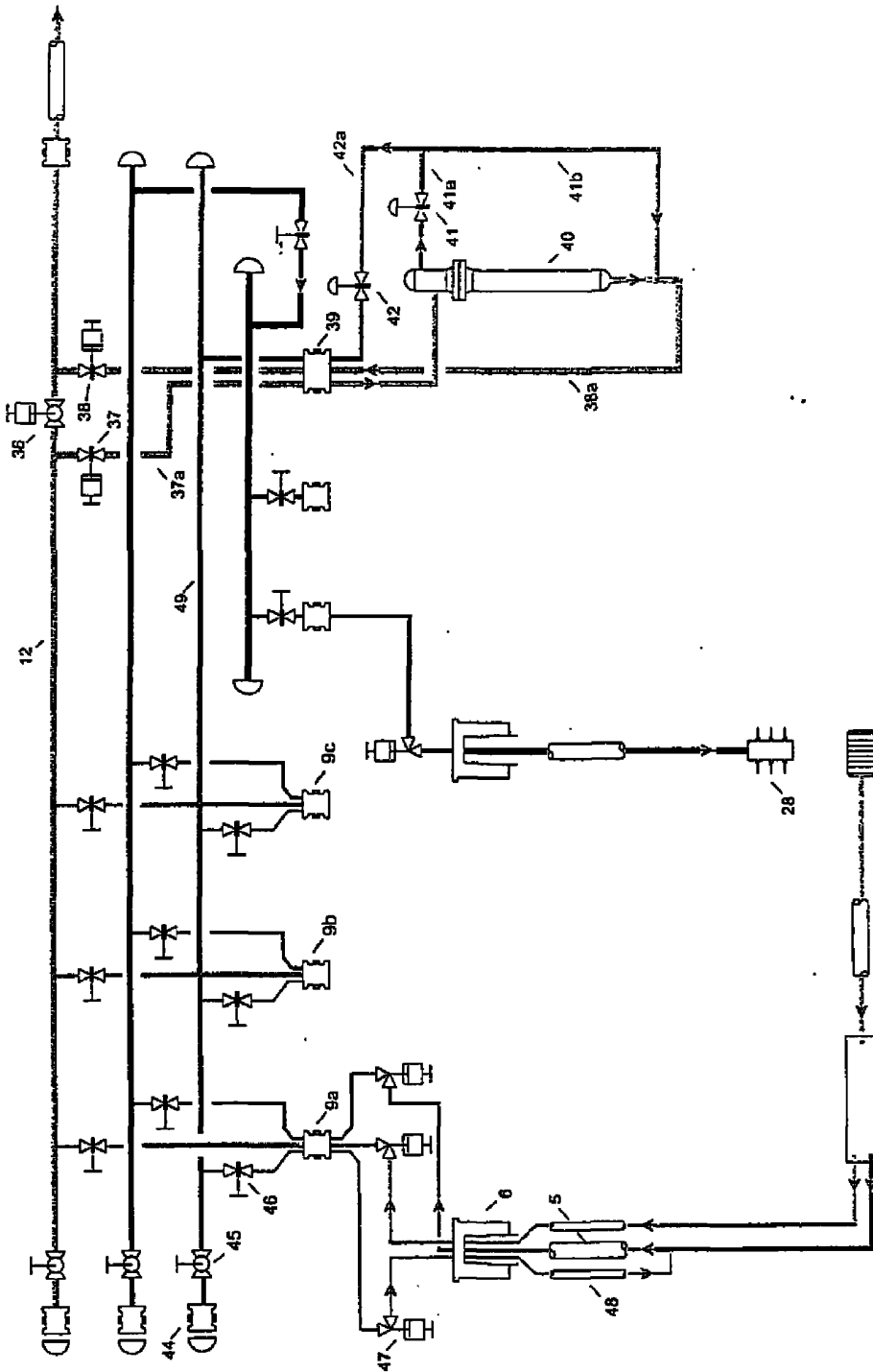


Fig. 2a

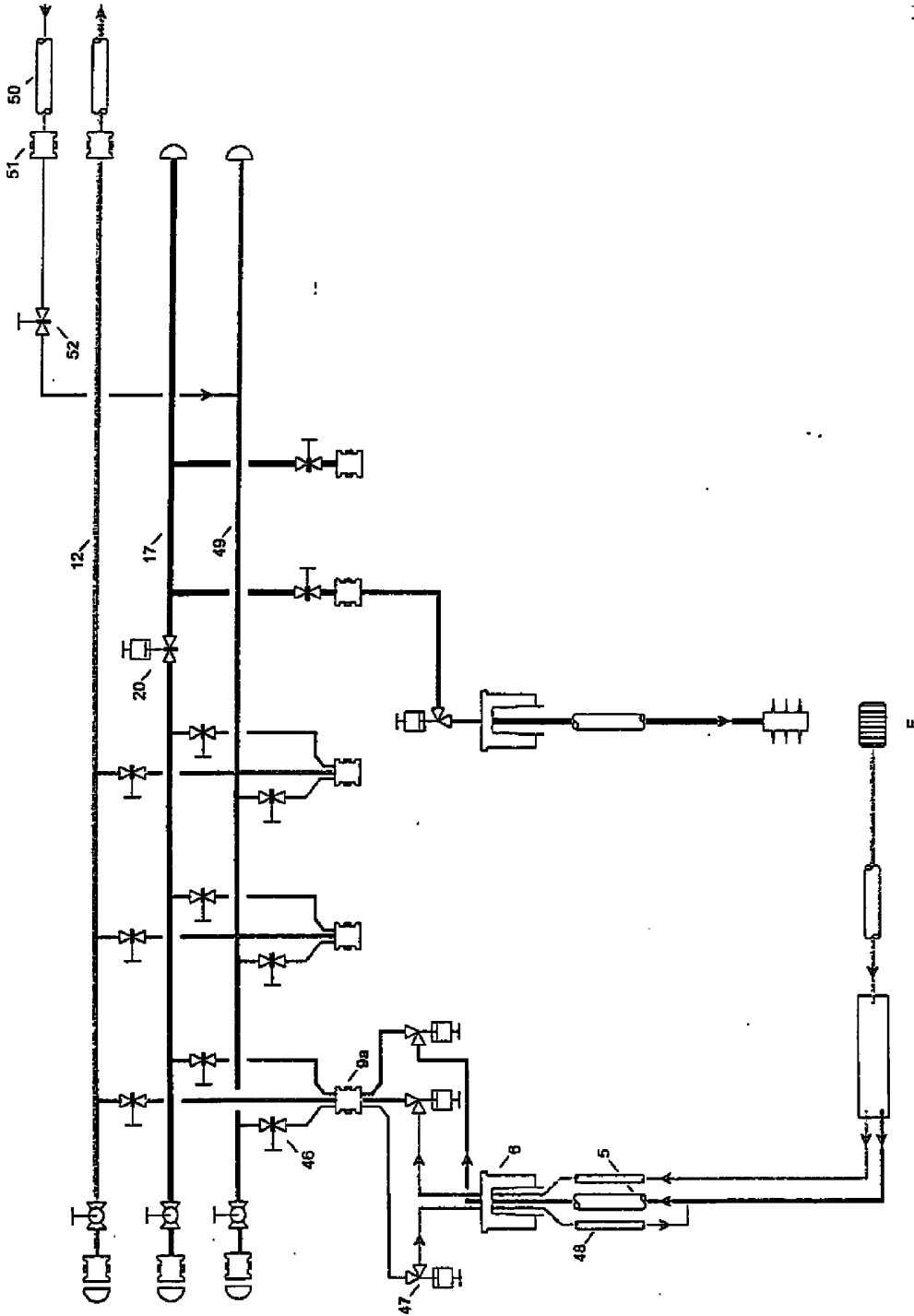


Fig. 3a

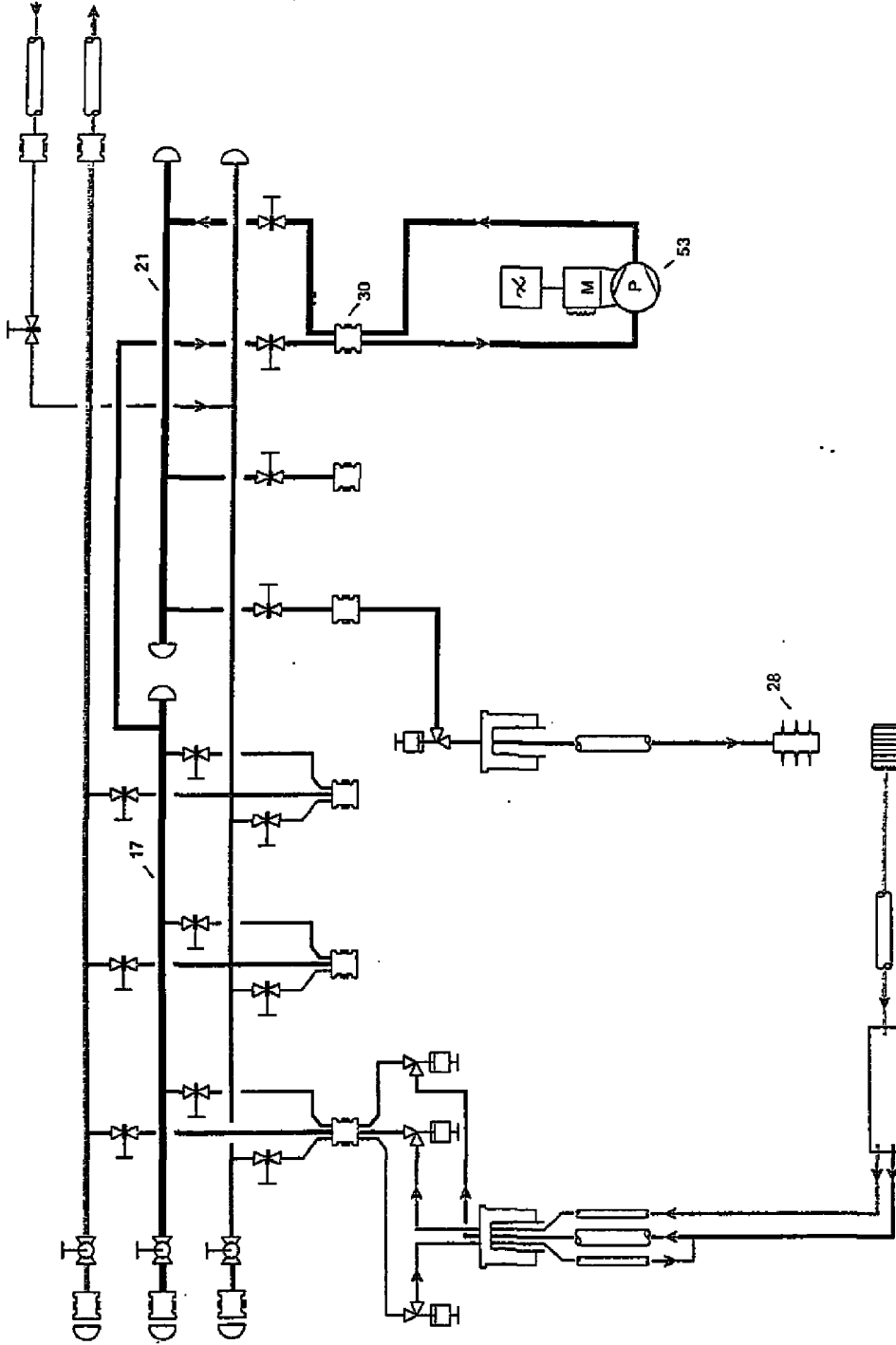


Fig. 3b

9/11

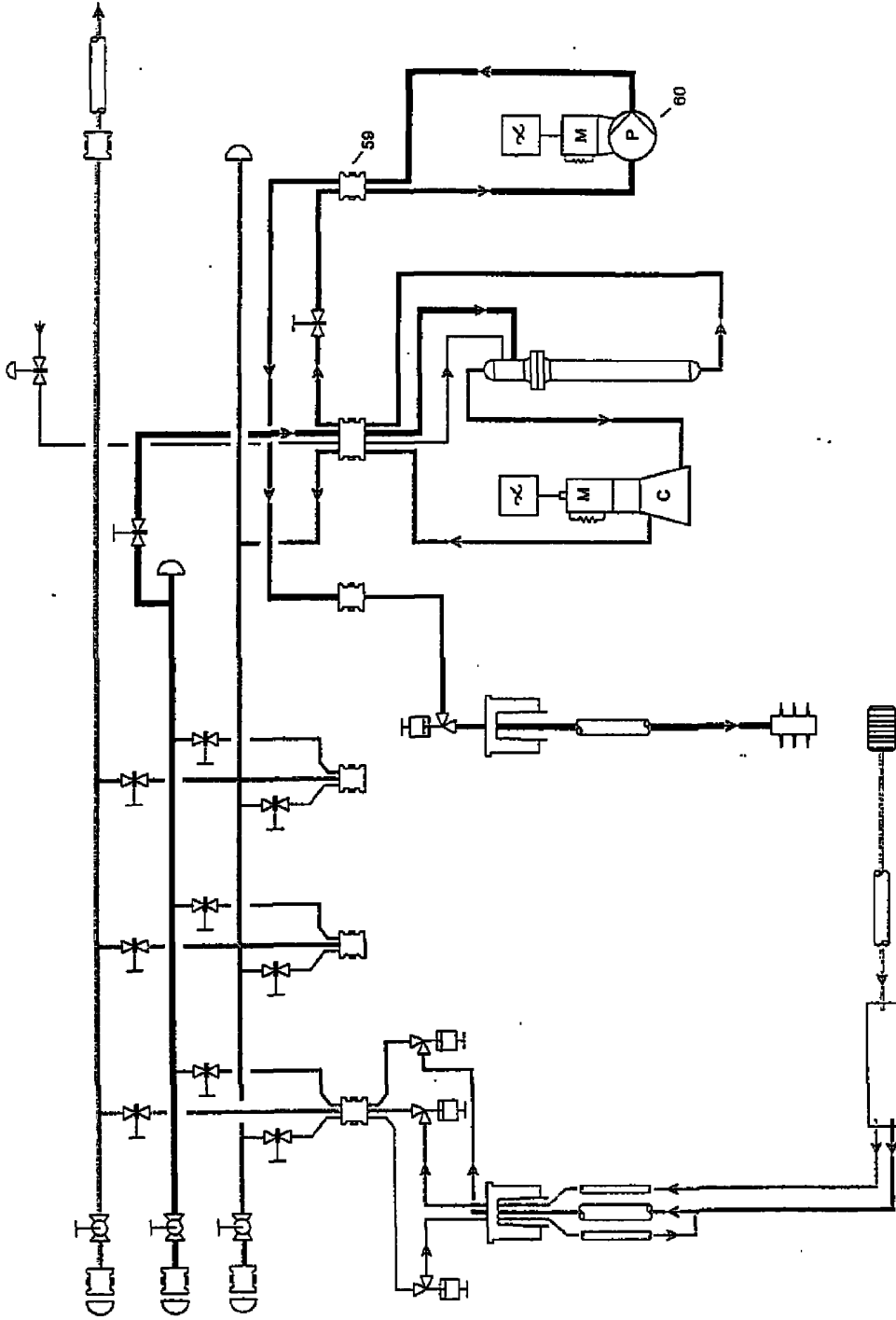


Fig. 4b

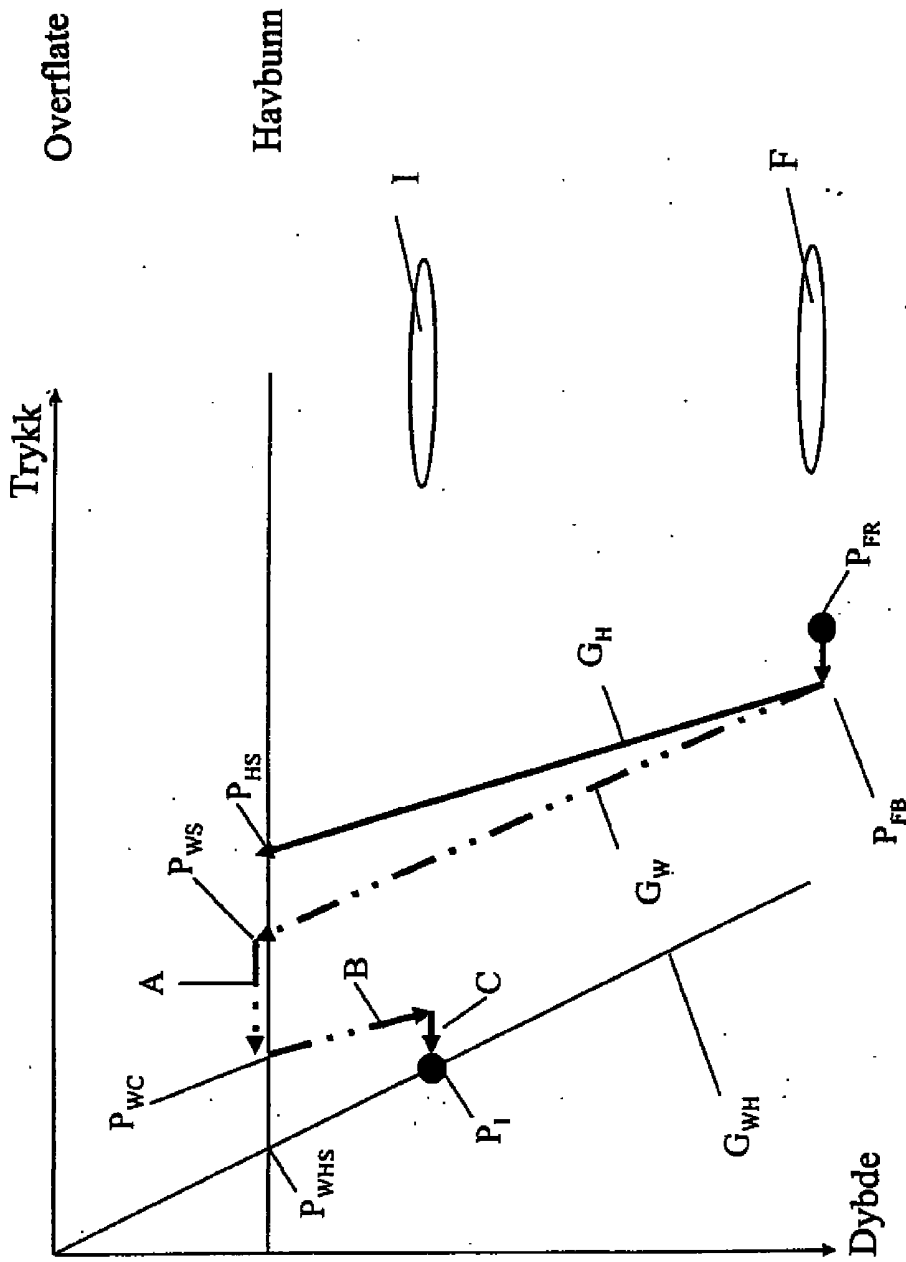


Fig. 5

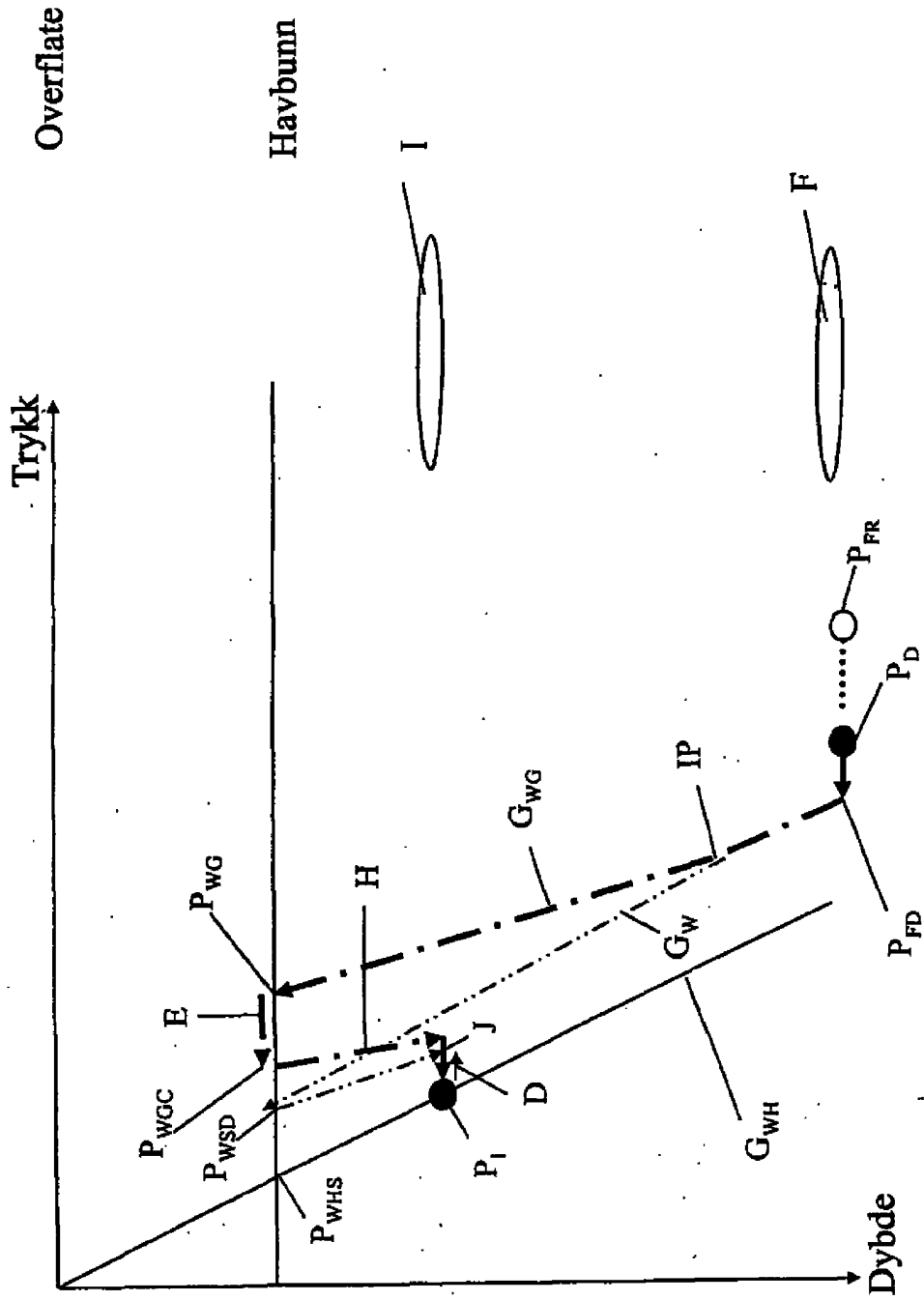


Fig. 6