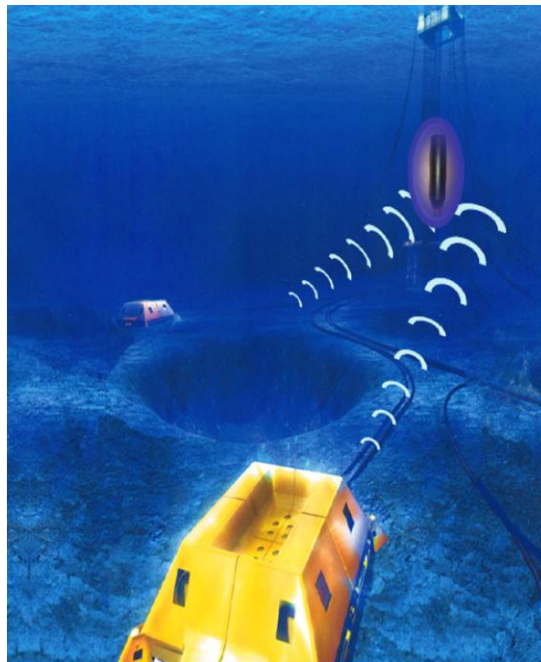


HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

Oversikt over metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon



Bacheloroppgave utført ved
Høgskolen Stord/Haugesund – Ingeniørfag

Av: Elisabeth Sævareid Kandidatnr: 57
Kari Slogvik Kandidatnr: 22

HOVEDPROSJEKT

Studentenes navn: Elisabeth Sævareid
Kari Slogvik

Linje & studieretning

Bachelor i ingeniørfag, Maskin: Fordypning, marin konstruksjonsteknikk
Bachelor i ingeniørfag, Maskin: Fordypning, energi & Prosess

Oppgavens tittel:

Oversikt over metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon

Oppgavetekst:

Oppgaven skal kartlegge hvilke systemer/teknologier for lekkasjeovervåkning som benyttes av operatører på norsk sokkel i dag. Prinsippene bak disse teknologiene skal beskrives.

Videre skal andre mulige teknologier for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon kartlegges og beskrives.

Metodene skal evalueres og det skal gis en anbefaling av hvilke teknologier som egner seg best til henholdsvis lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon.

Endelig oppgave gitt: 04.03-2011

Innleveringsfrist: Fredag 6.mai 2011 kl. 12.00

Intern veileder Jorunn S. Nysted

Ekstern veileder Arvid Eikeskog- Polytec

**Godkjent av
studieansvarlig:
Dato:**

*Brit Fullo
27. april 2011*

Forord

Som ingeniørstudent skal man utføre en hovedoppgave siste semester. Hensikten med denne oppgaven er å bruke fagkunnskaper fra studiet til å løse en problemstilling og tilegne seg nye kunnskaper. Oppgaven gir en introduksjon på hvordan det er å arbeide etter endt studie.

Denne oppgaven går ut på å kartlegge og beskrive teknologier for sjokkdeteksjon og lekkasje overvåkning. Dette er et tema som bygger på maskiningeniør fagene gjennomført ved HSH. Relevante fag fra ingeniørutdanningen er blant annet undervannsteknologi, petroleumsproduksjon, strømningslære, termodynamikk, fysikk, kjemi, prosessinstrumenterin, risikoanalyse, prosesseteknikk, prosjekt som arbeidsform og psykososialt arbeidsmiljø.

Bakgrunnen for valg av problemstillingen er en interesse for olje og gassindustrien, samt et ønske om en fordypning innen fagfeltet undervannsteknologi. Oppgaven reflekterer et ønske om å kunne forhindre storskalaulykker som følge av et olje- eller gassutslipp og flere hendelser i de senere årene har aktualisert problemstillingen.

Oppgaven ble definert i samarbeid med forskningsstiftelsen Polytec i Haugesund, som har rundt 40 fast ansatte forskere. Polytec leverer tjenester til olje- og gass selskaper i form av høyt kompetent personell og har blant annet som målsetning å heve kompetansenivået i regionen.

Vi setter stor pris på veiledere som har bidratt med hjelp til oppgaven. Intern veileder ved HSH, Jorunn Nysted som har vært til stor hjelp når det gjelder struktur og oppsett av rapport. Takk til eksterne veileder, Arvid Eikeskog som har inkludert oss i bedriften Polytec, samt tatt oss med for å se lekkasjeovervåkningssystemer i praksis.

I tillegg ønsker vi å takke de leverandører og operatører som har gitt oss informasjon om systemene deres og vist interesse for oppgaven.

Kari Slogvik

Elisabeth Sævareid

Kari Slogvik 06/05-2011 Elisabeth Sævareid 06/05-2011

Innhold

SAMMENDRAG	iv
1 INTRODUKSJON	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Målet med oppgaven	4
1.2.1 Avgrensninger	5
1.3 Definisjoner og forkortelser	6
2 METODE	9
3 OPERATØRER PÅ NORSK SOKKEL OG SYSTEMER FOR LEKKASJEOVERVÅKNING	10
3.1 Gassco AS	10
3.2 Statoil ASA	10
3.3 AS Norske Shell	11
3.4 ENI Norge AS	12
3.5 TOTAL E&P Norge	12
3.6 ConocoPhillips	13
3.7 Oppsummering av tilbakemelding fra operatører	13
4 METODER FOR OVERVÅKNING AV RØRLEDNINGSSYSTEM	14
4.1 Intern kontinuerlig overvåkning	14
4.1.1 Linje balanse	14
4.1.2 Volum balanse	14
4.1.3 Modifisert volumbalanse:	14
4.1.4 Kompensert massebalanse:	15
4.1.5 Sanntidsmodeller:	15
4.1.6 ATMOS Pipe	15
4.2 Ekstern kontinuerlig lekkasjeovervåkning	16
4.2.1 Dampovervåkning	16
4.2.2 Fiberoptisk kabel	17
4.3 Inspeksjonsbasert overvåkning	22
4.3.1 Pigg	22
4.4 Metoder under utvikling for kontinuerlig overvåkning	23
4.4.1 Smart Pipe:	23
4.4.2 Pipelids	25
5 METODER FOR OVERVÅKNING AV UNDERVANNSINSTALLASJONER, PLATTFORMER OG PROESSANLEGG	27
5.1 Katalytisk teknologi	28
5.1.1 Katalytisk punkt-gass detektor:	28
5.2 Infrarød teknologi	31
5.2.1 IR-kamera	32
5.2.2 Infrarød punkt-gass detektor:	36
5.2.3 Metan sniffer metode:	37
5.2.4 Infrarød linjegass detektor:	38
5.3 Laser teknologi	41
5.4 Radarbasert teknologi	42

5.4.1 Synthetic Apture Radar (SAR).....	42
5.4.2 Flybasert SAR	43
5.4.3 Satellittbasert SAR.....	43
5.5 Kapasitans metode.....	46
5.5.1 Kapasitans metode.....	46
5.6 Fluoriserende teknologi	48
5.7 Biologisk teknologi	50
5.8 Akustisk teknologi.....	51
5.8.1 Aktiv akustisk sensor:	51
5.8.2 Passiv akustisk sensor:	52
6 Evaluering.....	57
6.1 Rørledningssystem:	57
6.2 PROESSANLEGG OG PLATTFORMER.....	59
6.3 UNDERVANN SINSTALLASJONER	60
7 KONKLUSJON	65
8 REFERANSER	I

TABELLER

Tabell 1 Statistikk over hendelser i perioden 1977-2007.....	4
Tabell 2 - Definisjoner	6
Tabell 3 - Forkortelser.....	8
Tabell 4 Oversikt over metoder og vurderingskriterier.....	64

FIGURLISTE

Figur 1 Konsekvenser av et oljeutslipp (Foto: Åsmund Isaksen/SKANPIX)	1
Figur 2 Deepwater Horizon ulykken i Mexicogulfen, 2010 (Foto:United States Coastguard). 2	
Figur 3 Skisse, dampovervåkning av rørledning ved bruk av sensortube.....	16
Figur 4 Lyset må komme inn innenfor en akseptabel vinkel for å bli reflektert gjennom fiberen. Har strålene for stor vinkel vil de forsvinne ut av fiberen.	18
Figur 5 Refleksjon av bølger vist som Raman, Brillouin og Rayleigh spredning.....	19
Figur 6 Viser lysbølgene ut av fiberen som blir analysert. Det er utslag ved temperaturendring og belastning vet at intensiteten blir lavere på noe av lyset.	20
Figur 7 Noder brukt for overvåkning	23
Figur 8 Skisse av Pipelids, prinsipp	25
Figur 9 Elektromagnetisk spekter (FOTO: EBL)	27
Figur 10 Oksidasjonsprosessen i en katalytisk punkt-gass detektor.	29
Figur 11 Wheatstone bro	30
Figur 12 MultiXplo-Catalytic Gas detector DM-TX6	31
Figur 13 Second Sight TC	33
Figur 14 GF320.....	35
Figur 15: Simrad GD10 IR.....	37
Figur 16 CONTROS HydroCTM (Tillatelse av CONTROS Systems & Solutions GmbH) ..	38
Figur 17 Linjegassdetektorer+LEL.....	40

Figur 18: Sieger Excel IR “Open Path” ”Cross-Duct”	41
Figur 19 Laser linjegass detektor med to laserstråler.....	42
Figur 20 Refleksjon på havoverflaten. Olje forårsaker at refleksjonene får en annen retning	44
Figur 21 Bilde tatt av satellitt (FOTO: UKJENT)	45
Figur 22 Bilde tatt av fly (FOTO:UKJENT)	45
Figur 23 Dielektrisk konstant for noen valgte materialer (Illustrasjon: Phaze datablad)	46
Figur 25 Blåskjell blir brukt som en biosensor for lekkasjedeteksjon	50
Figur 26 Naxys passiv akustiske fuglebur.....	53
Figur 27 Gassonic Observer	54
Figur 29 ClampOn plassert på rørledning	56
Figur 28 Illustrerer ClampOn montert ved en ventilpost	56

SAMMENDRAG

Denne rapporten gir en beskrivelse av metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon for henholdsvis prosessanlegg, plattformer, rørsystem og undervannsinstallasjoner. Det er nødvendig med et godt overvåkningssystem for å unngå lekkasjer og at konsekvenser av disse for å unngå skader på mennesker, miljø og utstyr.

Rapporten tar for seg en kartlegging av hvilke metoder for lekkasjeovervåkning seks av de største operatørene på norsk sokkel benytter seg av i dag. Kartleggingen består i hovedsak av en presentasjon av operatør, hvilke systemer de er ansvarlig for og en beskrivelse av overvåkningsfilosofien operatøren har for de enkelte systemene.

Rapporten beskriver også andre tilgjengelige metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon. I kapitler som beskriver metoder er det først en presentasjon av teknologien, deretter en presentasjon av ulike metoder som benytter seg av denne teknologien.

Det er også gjort en evaluering av metodene som er identifisert. I dette kapitlet blir metodene evaluert opp mot hverandre ut ifra gitte kriterier. I evalueringen blir det tatt hensyn til om metodene er i stand til både lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon, om metoden er i stand til å detektere både olje og gass, rekkevidde og sensitivitet.

Det er også gjennomført en konklusjon som tar for seg innholdet i rapporten og knytter disse opp mot målene som er satt for oppgaven.

1 INTRODUKSJON

1.1 Bakgrunn

Olje- og gasslekkasjer er en av de hendelser som har høyt storulykkespotensial. Som det oljerike landet Norge er, er det viktig å tenke på helse, miljø og sikkerhet og derfor være klar over potensialet for slike ulykker.



Figur 1 Konsekvenser av et oljeutslipp (Foto: Åsmund Isaksen/SKANPIX)

De vanligste årsakene til utslipp fra rørledninger er skader grunnet ankerhåndtering, trål eller fallende laster. ”I fremtiden vil båter benytte seg av ankerdropp istedenfor posisjoneringssystemer (DP), såkalt grønne maritime operasjoner for å spare miljøet, noe som kan øke sannsynligheten for ulykker. Ved å benytte grønne maritime operasjoner istedenfor DP kan dette medføre en trussel for rørledningene som ligger på havbunnen. De kan i verste fall bli truffet av et anker, og i verste fall bli dratt langs havbunnen med ankeret.”¹ I dag utgjør ankerdropp og lignende om lag tre ganger flere ulykkes hendelser, enn ulykkes hendelser grunnet utstyrsfeil.(Sintef A4747,2008)

Uavhengig av dette ble det i 2010 rapportert hele 18 gasslekkasjer til Petroleumstilsynet (Ptil) fra operatørene på norsk sokkel. Antall gasslekkasjer på sokkelen ser ikke ut til å synke. (Maiken Ree, 2011)

¹ Møte med Arvid Eikeskog, Department Manager Polytec (31.03.11)

Eksempler på hendelser de siste årene:

- Gasslekkasje på Kårstø, juni 2010
- Lekkasje, Gullfaks C, Statoil, mai 2010
- Deepwater Horizon, Mexicogulfen. BP april 2010 (11 døde)
- Texas raffineri, Texas City mars 2005 (15 døde, 200 skadde)
- Brudd på gassseksportledning fra Jotun A i august 2004
- Undervanns gasslekkasje fra brønn på Snorre A i november 2004
- Brudd på produksjonsrør fra undervannsinstallasjon, Draugen i mai 2003
- Sprekker/brudd på strømningsrør på Åsgard-feltet og Gullfaks i 2001 -2003

Et bilde av ulykken på DeepHorizon er gjengitt i figur 2.



Figur 2 Deepwater Horizon ulykken i Mexicogulfen, 2010 (Foto:United States Coastguard)

Konsekvensene av et olje- og gassutslipp kan være tap av liv, katastrofale miljøskader, store økonomiske tap og tap av omdømme. Når en lekkasje oppstår er det derfor nødvendig med gode lekkasjeovervåkningssystemer, som sørger for at lekkasjen blir lokalisert så snart som mulig og at lekkasjeraten kan bli estimert. Denne informasjonen er viktig å kartlegge så snart som mulig etter at lekkasjen har inntruffet, slik at man kan iverksette korrigerende tiltak for å redusere omfanget av lekkasjen. (Odd Johannes Tveit, 2006). Tabell 1 hentet fra petroleumstilsynet viser en oversikt over hendelser på norsk sokkel i perioden 1977-2007.

”Når det gjelder krav til lekkasjedeteksjon av rørledninger/undervannsinstallasjoner viser petroleumstilsynet til risikobasert regelverk. Kravene i HMS regelverket er i hovedsak utformet som såkalte funksjonskrav. Det betyr at de angir hvilke sikkerhetsnivå som skal oppnås, men ikke hvordan. Dermed må den enkelte aktør fastlegge hvordan virksomheten konkret skal møte myndighetskravene. Aktøren må altså gjøre en vurdering av de spesifikke risikoforholdene som er knyttet til hver enkelt aktivitet.”².

I styringsforskriften (2011) § 5 står det; ”Det skal etableres barrierer som reduserer sannsynligheten for at feil og fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg og begrenser mulige skader og ulemper. Der det er nødvendig med flere barrierer, skal det være tilstrekkelig uavhengighet mellom barrierene. Operatøren eller den som står for driften av en innretning eller et landanlegg, skal fastsette de strategiene og prinsippene som skal legges til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer, slik at barrierenes funksjon blir ivaretatt gjennom hele innretningens eller landanleggets levetid. Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv. Det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon eller er svekket. Den ansvarlige skal sette i verk nødvendige tiltak for å rette opp eller kompensere for manglende eller svekkede barrierer.”

² E-post fra Trond Sundby. (DATO) Subsea ingeniør og er ansatt ved Petroleumstilsynet

Tabell 1 Statistikk over hendelser i perioden 1977-2007

ÅR	Mengde	Innretning	Beskrivelse
1977	12.700	Ekofisk Bravo	Det største utslippet på norsk sokkel, skjedde i forbindelse med en ukeslang utblåsning
1989	1.400	Statfjord C	Oljelekkasje på grunn av sprekk i lagringscelle
1992	900	Statfjordfeltet	Oljeutslipp som følge av at en ventil på slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling
2003	750	Draugenfeltet	Utslipp av råolje fra et brudd på sammenkoblingen til en undervannsinnetning
2005	340	Nornefeltet	Oljeutslipp da en manuell ventil i systemet for produsert vann stod i feil posisjon
2007	3.840	Statfjord A	Oljeutslipp fra en undersjøisk ledning

1.2 Målet med oppgaven

Rapporten vil kartlegge hvilke systemer for lekkasjeovervåkning som benyttes av operatører på norsk sokkel i dag. På bakgrunn av dette vil rapporten forklare prinsippene bak disse teknologiene samt kartlegge og beskrive andre teknologier som kan benyttes til lekkasjeovervåkning. Noen av disse teknologiene kan også benyttes til påvisning av tredjepartshendelse (tråler, fallende last, ankerdropp, etc.), såkalt sjokkdeteksjon.

Basert på den samlede informasjon av teknologiene som blir beskrevet i rapporten, vil det bli foretatt en evaluering av hvilke metoder som er best egnet for sjokk deteksjon og lekkasjeovervåkning.

Det vil også bli tatt hensyn til områder som har spesielt høy risiko for at en lekkasje kan oppstå (områder med tråleaktiviteter, brønnrammer som inneholder utstyr med flere lekkasjepunkter og prosessanlegg). Dette blir først beskrevet i evalueringskapittel for metoder/teknologier.

1.2.1 Avgrensninger

Oppgaven tar for seg prinsipper, metoder og teknologier som kan benyttes til påvisning av sjokk eller lekkasje tilknyttet rørsystem, undervannsinstallasjoner, plattformer og prosessanlegg. Seks av de største operatørene på norsk sokkel er kontaktet for informasjon, noe som anses som tilstrekkelig for å gi et godt bilde av hvilke systemer for påvisning av lekkasje som blir benyttet i dag.

1.3 Definisjoner og forkortelser

Tabell 2 gjengir definisjoner av sentrale begreper i rapporten og tabell 3 gir en oversikt over forkortelsene som blir benyttet.

Tabell 2 - Definisjoner

Begrep	Beskrivelse
Fluorescein	Er et kraftig fargestoff . Ett gram av fluorescein er tilstrekkelig for å innfarge tre kubikkmeter vann . Den dannede fargen er fluoriserende grønn.(http://no.wikipedia.org/wiki/Fluorescein)
Rørets inventar	Med rørets inventar menes det totale volumet av gass/olje i et rør
Driftstrykk	Trykket som benyttes for å frakte olje/gass i rørledninger.
Satellittsystem	Undervannssystem bestående av flere brønner.(Undervannsteknologi)
Line- pack	Med line-pack menes muligheten for å lagre små mengder med gass ved å øke driftstrykket i røret.
RADAR	Grunnprinsippet i en radar er at et radarsignal (kort impuls med en høy frekvens , typisk 1-40 GHz) utsendes fra antennen i en retning. Hvis radarstrålen rammer en gjenstand (f. eks. et fly), reflekteres en liten del av strålen og oppfanges av mottakeren gjennom antennen.(http://no.wikipedia.org/wiki/Radar)
SONAR	SONAR (Sound Navigation and Ranging) er et apparat som sender ut lydbølger , og lytter etter ekko fra dette signalet - etter samme prinsipp som radar .(http://no.wikipedia.org/wiki/Sonar)
Geofon	Apparat brukt til registrering av rystelser i undergrunnen. Rystelsene forplanter seg gjennom jordlagene som elastiske bølger, og geofonen viser den tid det tar for disse og nå frem til valgte observasjonspunkter.
Hydrofon	Er en slags undervannsmikrofon brukt som lytteapparat for oppfangning av lydbølger under vann og til bestemmelse av retningen til lydkilden i vannet, f.eks. et skip eller en skipspropell.
Rørsystem	Med rørsystem menes rørledningene med tilhørende måleinstrumenter.
Storulykke	Storulykke defineres som en plutselig uønsket hendelse, der utfallet overskrider fem omkomne, materielle skader for 30 millioner eller mer.(NOK 2011). Store miljø/naturskader vurderes fra sak til sak. (Sintef rapport)
Dielektrikum	Ikke elektrisk ledende materiale som brukes til å skille de to platene i en kondensator/kapasitiv sensor.
Kapasitans	Med kapasitans menes evne til å holde på elektrisk ladning.
Sjokk deteksjon	Deteksjon av skader/tredjepartspåvirkning (på undervannsinstallasjoner/rørsystemer grunnet ankerhåndtering, trål eller fallende laster).

Seismiske bølger	Er lavfrekvente bølger (som forplanter seg i jordskorpen, langs en rørvegg etc.)
Lekkasjeovervåking	Med definisjon av lekkasjeovervåking menes metoder som blir brukt for å identifisere mulige lekkasjer, på undervannsinstallasjoner, rørsystemer eller prosessanlegg.
Redundans	Et system har back- up ved feil. Eksempel dobbel eller trippel redundans, som gjør at to eller tre komponenter må feile i systemet før systemet svikter.
Noder	Enhet i et nettverk som kan kommunisere med andre.
Strømningsmåler	Blir brukt til å finne ut om man kan transportere mer gass (jo lavere temperatur på gassen, jo mer kan man transportere) man bruker også målingene til å beregne hvor mye man har solgt
Trykkmåler	Brukes for å måle trykk på innløp og utløp av rørsystemet
Komposisjonsmåler	Brukes for å måle blandeforhold mellom ulike felter. Tar hensyn til brennverdi, duggpunkt og tilsvarende
LEL	Lower Explosion Level (lavere eksplosjons grense). LEL blir eksempelvis målt i % LEL. Det betyr hvor mange prosent det er av den eksplosjonsfarlige gassen i omgivelsene for at det blir eksplosjonsfarlig. Når det er 100 % LEL betyr det at det er oppnådd nok gass i omgivelsene til at gassen kan antennes. Det betyr ikke at det er 100 % gass der. Hvor mange prosent gass som trengs for at gassen skal antennes er avhengig/ forskjellig fra gass til gass.
LEL meter	Gass skyer kan måles i LEL.m, noe som betyr at konsentrasjonen ganges med lengden. Med dette vil man ikke vite om selve gass skyen er antennelig.
EX sikkert	Om en komponent/ detektor er EX kvalifisert betyr det at den er eksplosjonssikkert og sikret etter gitte EX krav, og kan dermed befinne seg på eksplosjonsfarlig område som prosessanlegg Man skiller mellom forskjellige EX klasser.
Eksitasjonslys	Er det lyset som tas opp av fluorescente stoffer, og returneres deretter som emisjonslys. (http://www.snl.no/.sml_artikkel/fluorescens)
Kapasitans	Betegnelse for den evne et elektrisk, ledende legeme eller et system av ledere har til å oppta elektrisk ladning.
Temperaturmåler	Brukes for å måle temperatur på innløp og utløp av rørsystemet
Romlig oppløsning	Romlig oppløsning oppgis ofte som hvor langt fra hverandre to punktkilder må være for å kunne skille de

Oksidere	En kjemisk forbindelse som oksiderer, mister elektroner. Dette kan ikke skje uten at en annen kjemisk forbindelse overtar elektronet/ ne. (http://www.snl.no/oksidasjon)
Resistans	Kalles også elektrisk motstand.Oppfører seg som strømbegrensning/ bremse i elektrisk krets.
Inhibitor	Stoffer som reduserer farten på en kjemisk reaksjon kalles inhibitor. (Kjemi og miljøkunnskap, 2002, s 142, 312)

Tabell 3 - Forkortelser

Forkortelse	Beskrivelse
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition- Et system som innhenter data fra strømningsmålere, trykkmålere, temperaturmålere og komposisjonsmålere.
CPM	Computational Pipeline Monitoring (brukt i kombinasjon med SCADA for å detektere mindre lekkasjer)
ROV	Remotely Operated Vehicle (fjernstyrt undervannsfarkost)
RTTM	Real time transient moduling
IR	InfraRød teknologi som benytter seg av varmestråling fra alle elementer over det absolutte nullpunkt.
NDIR	Optical non- dispersive infrared spectrometry
FLIR	Forward looking infrared Radiometer
ELDS	Enhanced Laser Diode Spectroscopy

2 METODE

Dette kapittelet tar for seg metoder brukt for oppbygging og gjennomføring av rapporten.

For å kartlegge hvilke metoder som blir brukt for lekkasjedeteksjon/sjokkdeteksjon i dag, har det blitt etablert kontakt med seks av de største operatørene på norsk sokkel. Operatørene som ble kontaktet blir presentert i kapittel 3.

Disse operatørene fikk tilsendt et spørreskjema som skulle utfylles blant annet for å kartlegge hvorvidt operatørene har ansvar for ett eller flere rørsystemer, brønnrammer eller andre installasjoner. Deretter skulle operatørene gi en tilbakemelding på hvilke metoder eller teknologier de benyttet for lekkasjeovervåking. Målet var å få en oversikt over systemene som blir benyttet til lekkasjeovervåking i dag. Systemene som operatørene benytter blir kort presentert i kapittel 3, mens en detaljert beskrivelse av systemene blir gitt i kapittel 4 og 5.

I tillegg til spørsmålsskjemaet ble det besluttet å besøke Gassco AS og Statoil ASA Kårstø. Begge operatørene benytter seg av databaserte modeller for lekkasjeovervåking av rør og de benytter stort sett de samme teknologiene for overvåking av brønnrammer og installasjoner som de andre operatørene benytter. Under besøket til Gassco AS, Bygnes, ble det også tid til en omvisning på kontrollrommet, hvor man har en komplett oversikt over hele gasstransportnettverket som inkluderes i Gassco AS sitt operatørskap. I denne anledning ble det gitt en introduksjon til hvordan software basert lekkasjeovervåking fungerer, noe som blir presentert i kapittel 4.1. Det ble også gjennomført en omvisning på Statoil AS, Kårstø for å se på et typisk linjegass system som var installert i produksjonsområdet. Slike systemer for lekkasjeovervåking er vanlig i prosessanlegg og det blir gitt en nærmere beskrivelse av slike systemer i kapittel 5.2.4.

For å få tak i detaljert informasjon om teknologiene som er beskrevet i rapporten har det blitt etablert kontakt med relevante leverandører. Kontakten med leverandører var i form av møter, samt muntlig og skriftlig kommunikasjon. Det ble også benyttet et spørreskjema for å få tak i informasjon fra leverandører som hadde mangelfull informasjon om teknologien eller som ikke markedsfører teknologiene sine på internett.

For å beskrive prinsippene bak teknologiene har det i de fleste tilfeller vært nødvendig å benytte internett. I tillegg er det benyttet studier utført av tredjeparts selskaper for å verifisere informasjonen som er gitt av leverandørene. Eksempel på et tredjeparts selskap er DNV eller SINTEF, som har utført studier for å kartlegge og sammenligne teknologier for lekkasjeovervåking og sjokkdeteksjon.

Det har også blitt gjennomført deltakelse på et seminar for undervannssymposium på Rica Maritim, Haugesund, for å komme i kontakt med leverandører (Naxys, Phaze) og operatører (Det Norske Shell AS) som er lokalisert i andre deler av landet. Her ble noen av teknologiene presentert fysisk slik at man fikk anledning til å se utstyret i sin helhet.

3 OPERATØRER PÅ NORSK SOKKEL OG SYSTEMER FOR LEKKASJEOVERVÅKNING

Dette kapitlet presenterer de seks operatørene som ble kontaktet og gir en oversikt over hvilke systemer som blir benyttet på norsk sokkel i dag. Prinsippene bak de ulike teknologiene blir presentert i kapittel 4 og 5.

3.1 Gassco AS

Gassco er operatør for det integrerte transportsystemet for gass fra norsk sokkel til land i Europa. Dette transportsystemet består blant annet av 7.800 kilometer rør (hovedsakelig subsea), fire plattformer i Nordsjøen, seks mottaksterminaler på kontinentet og to prosessanlegg for naturgass i Norge (Kollsnes og Kårstø). Som operatør har Gassco et overordnet ansvar for drift av infrastrukturen på vegne av eierne.

Rørledningene som Gassco AS er operatør for, er utstyrt med trykk, temperatur, strømning og komposisjonsmålere på innløp og utløp. Data fra disse målerne blir innhentet og lagret via et SCADA system. En databasert modell for lekkasjeovervåkning innhenter relevante måledata og dersom man har avvik mellom det som går inn i røret og det som går ut av røret kan man ha en lekkasje. Metoden som Gassco AS benytter kalles en ”modifisert massebalanse” og tar hensyn til rørets inventar og andre faktorer. Metoden blir beskrevet i kapittel 4.1.4. I tillegg kan man påvise en lekkasje dersom det plutselig oppstår et stort trykkfall i et rørsystem, noe som indikerer at røret blir tømt for gass. Dataprogram modellen som i dag benyttes for lekkasjeovervåkning av Gassco AS sine rør er levert av leverandøren Energy Solution International (ESI).

Erfaringer med databaserte modeller systemer for lekkasjeovervåkning er at lekkasjer som har strømningsrater på mindre en 10 kg/s ikke kan detekteres. Dette fordi sensorene har en innebygd usikkerhet og fordi man kun mottar målinger fra sensorer plassert på innløp og utløp av en rørledning. Gassco AS deltar derfor aktivt i forskningsprosjekter som overvåker og tester ut teknologier for lekkasje- og sjokkdeteksjon.

3.2 Statoil ASA

Statoil ASA er den største operatøren på norsk sokkel og er ansvarlig for om lag 80 % av all olje og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel. Selskapet er også teknisk driftsansvarlig for over 8000 km med rør fra norsk sokkel til Europa. (Statoil, 2011)

Rørledningene som Statoil ASA er operatør for er utstyrt med de samme måleinstrumenter som nevnt for Gassco AS. Statoil ASA bruker modellbaserte metoder for lekkasjeovervåkning av rørledningene. Statoil ASA måler data på inn og utløp av rørene og disse dataene blir sammenlignet med modellerte verdier. Er det for store avvik mellom modellerte verdier og målte verdier kan dette være en indikasjon på lekkasje. På engelsk bruker man gjerne betegnelsen CPM som hovedklasse og RTTM som er den mer spesifikke. Statoil ASA benytter seg av ulike leverandører for de modellbaserte systemene. I henhold til Statoils interne krav skal rørledninger også inspiseres med en forhåndsdefinert frekvens for å avdekke forløp til skade på rør.

Generelt sett har Statoil en filosofi om å benytte seg av teknologi som er mer sensitiv ovenfor lekkasjer (spesialdesignet utstyr med formål å detektere en lekkasje) på steder hvor en lekkasje vil ha større konsekvenser for mennesker, miljø og utstyr. Slikt utstyr benyttes blant annet på brønnrammer (eller tilsvarende undervannsinstallasjoner), samt prosessanlegg og mottaksterminaler, hvor man har flere kilder til lekkasje (flenser, ventiler, manifolder osv).

På en brønnramme har Statoil valgt å benytte blant annet passiv akustiske sensorer som lytter etter gassbobler i vann. Denne teknologien er beskrevet i kapittel 5.8.2. På prosessanleggene på Kårstø, Kollsnes og på plattformer i Nordsjøen, har man benyttet seg av detektorer som detekterer varme, røyk eller gass. De benytter blant annet IR detektorer som detekterer varmestråling. Denne metoden er beskrevet i kapittel 5.2.4.

3.3 AS Norske Shell

AS Norske Shell er for tiden operatør for oljefeltet Draugen og gassfeltene Troll og Ormen Lange. I tillegg er AS Norske Shell operatør for prosessanlegget som ligger på Nyhamna. (AS Norske Shell)

”På feltet Ormen Lange henter man ut gassen via flere brønnrammer, som er plassert på mellom 850 og 1100 meters havdybde. På disse undervannsinstallasjonene ønsker Shell å bruke passiv akustiske sensorer som er levert av Naxys, som er beskrevet i kapittel 5.8.2. Disse sensorene lytter etter lekkasjer og identifiserer hvor en eventuell lyd fra lekkasje kommer fra med relativ god presisjon. Det er foreløpig liten erfaring fra operasjon av disse. Det skal installeres to stk. våren 2011 og det utføres testing av dem nå.”³

”Shell bruker forskjellige filosofier for lekkasjeovervåking. For eksempel på offshore anlegg brukes trykkendringer for å oppdage lekkasjer og lokasjon vil bli estimert av et dataprogram. For svært små lekkasjer benytter Shell sonarsystemer og lasersignaler for å oppdage lekkasjens plassering. For nye rørlednings konstruksjoner benytter de fargestoff i det lekkende mediet for å oppdage lekkasje lokasjonen. På store rørledningssystemer bruker Shell SCADA systemer som kan være basert på balansering av rørledningens masse/ volum på innløp og utløp, trykk og/ eller strømningsanalyse. På rørledninger på land benytter Shell fiberoptiske kabler og akustiske detektorer for å overvåke lekkasjer og sjokk, som er knyttet opp til et kontrollrom. Det blir i tillegg utført inspeksjonsbasert overvåking visuelt og ved odør som er beskrevet i kapittel xxx, Biologisk teknologi.”⁴

³ E-post, Lars Kristian Asbjørnsen, Subsea Control System Engineer, AS Norske Shell. (14.03.11)

⁴ E-post, Narendranath Ramaiah, UIA Regional discipline lead- Pipeline Engineering (Malaysia), Shell. (03.05.11)

3.4 ENI Norge AS

ENI Norge etablerte seg i Norge i 1965, under navnet Norsk Agip. 1971 fikk de opp den første oljen på norsk kontinentalsokkel som partner i Ekofisklisensen (PL 018). (EniNorge)

ENI Norge er operatør på blant annet oljefeltet Goliat i Barentshavet, som er det første oljefeltet som bygges ut i Barentshavet. Dette feltet er under utvikling og har flere utfordringer. Goliat har fire brønnrammer for å hente ut produktene (olje og gass), og fire brønnrammer for å injisere vann og assosiert gass. Målet med injeksjonen er å øke produksjonsvolumet av olje. Den produserte oljen skal mellomlagres i lagertanker om bord på installasjonen og fraktes deretter til raffinerier.(EniNorge)⁵

”Siden feltet ikke er satt i produksjon enda har ENI Norge AS liten erfaring med lekkasjeovervåkningssystemet.”⁶ Filosofien til Eni Norge AS er å benytte to uavhengige systemer for lekkasjedeteksjon på brønnrammene. Systemet for lekkasjeovervåkning skal være godkjent og klassifisert for formålet, samt ha en levetid på 25 år. Til dette formålet har Eni Norge AS bestemt seg for å benytte sensorer levert av Phaze Technologies AS⁷ som fanger opp gass og gir alarm, som er beskrevet i kapittel 5.5.1, samt en akustisk sensor fra Naxys⁸ som detekterer lyd fra en lekkasje eller et sjokk, som er beskrevet i kapittel 5.8.2. (EniNorge)

3.5 TOTAL E&P Norge

”TOTAL E&P Norge er operatør for blant annet Skirne feltet i Nordsjøen (gass og kondensat), som består av hvert sitt satellittsystem; Byggve og Skirne. Satellittsystemet Byggve står på 120 meters vanddyp, 16 km øst for den Statoil opererte Heimdal plattformen. Satellittsystemet Skirne står på 118 meters vanddyp, 24 km øst for Heimdal plattformen. Målinger fra trykk- og temperatursensorer blir innhentet via et SCADA system og overvåket via et kontrollrom på Heimdal plattformen, samt kontrollrommet til TOTAL E&P Norge i Stavanger.”⁹

”Systemet er i stand til å detektere mindre lekkasjer (ikke kvantifisert i kg/s) dersom det oppstår på ventiltreet (endring i trykk eller temperatur). Dersom lekkasjen oppstår i rørledningen må den være stor nok til å gi et tilstrekkelig trykkfall eller en reduksjon i produksjonen (strømningen) for at den skal oppdages. Det har vært en mindre lekkasje på Byggve treet som følge av trettet i bolter. For å påvise slike mindre lekkasjer ønsker TOTAL å få på plass en hydrokarbondetektor for lekkasjeovervåkning. Eksempler på slike detektorer blir beskrevet i kapittel 5.5.1.”¹⁰

⁵ E-post, Odd Ivar Karlsen, Project Engineer, Eni Norge AS. (03.02.11)

⁶ E-post, Odd Ivar Karlsen, Project Engineer, Eni Norge AS. (03.02.11)

⁷ Samtale, Jan Erik Strøme, Sales and Marketing Manager, Phaze Technologies as. (08.03.11)

⁸ Samtale, Jens Abrahamsen, Direktør, Naxys (08.03.11)

⁹ Audun Kjærås, Produksjonsingeniør, TOTAL E&P NORGE AS. (26.01.11)

¹⁰ Audun Kjærås, Produksjonsingeniør, TOTAL E&P NORGE AS. (26.01.11)

3.6 ConocoPhillips

ConocoPhillips er et av de største utenlandske operatørselskapene på norsk sokkel. (ConocoPhillips) ”Hovedvirksomheten er leting etter og utvinning av olje og gass. Selskapet er operatør for feltene i Ekofisk-området. Fra dette feltet går det rørledninger til terminalene i Emden, Tyskland (443km), og Norpipe Oil som går til Teesside, Storbritannia (354 km). Rørledningene overvåkes kontinuerlig ved å innhente målinger fra trykk, temperatur, tetthet, og volum via et SCADA system. Lekkasjeovervåkningssystemet til ConocoPhillips er en databasert metode som sammenligner måledata inn og ut av rørledningen og ser etter avvik. Kompensert massebalanse er beskrevet i kapittel 4.1.4. I tillegg benytter ConocoPhillips seg av satellitter for å overvåke rørene. Denne metoden er beskrevet i kapittel 5.4.3. I tillegg vil man identifisere en lekkasje ved å overvåke trykket i rørledningen, da man vet at et større trykkfall i rørledningen kan være en indikasjon på at en lekkasje har inntruffet.”¹¹

3.7 Oppsummering av tilbakemelding fra operatører

For overvåkning av rørledninger benytter de fleste operatører seg av ulike måleparametre som plasseres ved innløp og utløp på en rørledning. På denne måten kan man overvåke trykk og strømning ved at man antar hvor mye som går inn og dette skal være likt det som går ut.

¹¹ Bjarne H Solheim, Manager Gassco TSP/ Norpipe Oil as. (03.02.11)

4 METODER FOR OVERVÅKNING AV RØRLEDNINGSYSTEM

Hensikten med dette kapitlet er å beskrive metoder som finnes for lekkasjeovervåkning av rørledningssystemer. Det kan anvendes flere metoder for påvisning av lekkasje i et rørsystem og de ulike metodene blir definert og forklart i dette kapitlet. Rapporten skiller mellom interne og eksterne metoder for overvåkning av rørledninger.

4.1 Intern kontinuerlig overvåkning

I dette kapitlet blir metoder for intern kontinuerlig lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon av rørledningssystemer beskrevet. Felles for disse teknologiene er at de er permanent installert på strukturen både offshore og onshore. Pålitelighet og levetid for slike systemer er derfor viktig. (API 1130, 2002)

4.1.1 Linje balanse

Linje balanse er en metode som henter inn målinger fra systemets (rør, tank, etc.) innløp og utløp for å sammenligne innkommende og utgående volumer. Dersom ubalansen mellom innkommende og utgående volum er stor nok i forhold til en forhåndsdefinert verdi, vil det bli generert en alarm. Denne modellen kompenserer ikke for rørets inventar. (API 1130, 2002)

4.1.2 Volum balanse

Volum balanse er en metode som henter inn målinger fra systemets (rør, tank, etc.) innløp og utløp for å sammenligne innkommende og utgående volumer. Dersom ubalansen mellom innkommende og utgående volum er stor nok i forhold til en forhåndsdefinert verdi, vil det bli generert en alarm. Denne metoden tilbyr en kompensasjon for rørets inventar basert på målinger fra trykk og temperatur instrumenter. Man kompenserer for inventaret ved å ta høyde for endringer i volumet på grunn av trykk eller temperaturendringer. (API 1130, 2002)

4.1.3 Modifisert volumbalanse:

Modifisert volum balanse er en metode som henter inn målinger fra systemets (rør, tank, etc.) innløp og utløp for å sammenligne innkommende og utgående volumer. Dersom ubalansen mellom innkommende og utgående volum er stor nok i forhold til en forhåndsdefinert verdi, vil det bli generert en alarm. Denne modellen tilbyr en kompensasjon for rørets inventar basert på målinger fra trykk og temperaturinstrumenter, men vil i tillegg korrigere for planlagt volumendring som funksjon av tid. (API 1130, 2002)

4.1.4 Kompensert massebalanse:

Kompensert massebalanse er en metode som henter inn målinger fra systemets (rør, tank, etc.) innløp og utløp for å sammenligne innkommende og utgående volumer. Dersom ubalansen mellom innkommende og utgående volum er stor nok i forhold til en forhåndsdefinert verdi, vil det bli generert en alarm. Denne modellen tilbyr en kompensasjon for rørets inventar basert på målinger fra trykk og temperatur instrumenter og vil også ta høyde for planlagt volumendring som funksjon av tid. (Line-pack). Metoden denne modellen benytter for å ta høyde for line-pack er bedre en den som benyttes i modifisert volumbalanse ved at den simulerer rørets betingelser, genererer trykk og temperaturprofiler langs røret og deretter estimerer line-pack. (API 1130, 2002)

4.1.5 Sanntidsmodeller:

Sanntidsmodeller vil sammenligne en simulert modell av rørsystemet opp mot faktiske måledata fra samme rørsystem. Den simulerte modellen tar hensyn til data om rørets fysiske parametre (lengde, diameter, tykkelse, rørets komposisjon, topografi, ruhet, pumper, ventiler, utstyr, lokasjoner etc.), produktets egenskaper, (viskositet, komposisjon osv) og lokal stasjon logikk (trykk og strømningsmålere). Dataprogrammet genererer deretter en sanntidsmodell av gassens transport gjennom røret basert på inndata fra trykk, tetthets-, komposisjons- og eller strømningsmålere plassert ved innløpet. (API 1130, 2002)

Alle metodene (4.1.1-4.1.4) som er nevnt over kan konverteres til sanntidsmodeller ved å lage en rørmodell som er beskrevet over. (API 1130, 2002)

4.1.6 ATMOS Pipe

ATMOS Pipe er en metode som baserer seg på et lekkasjedeteksjonssystem som blir benyttet for rørledninger både på land og i vann. (ATMOS I pipeline software)

Variasjoner generert av operasjonelle endringer er forhåndsdefinert, for at en lekkasjealarm kun genereres når et unikt mønster av endringer i vannmengde og trykk oppstår (Zhang, 1993). Statistiske metoder bruker ikke matematiske modeller for å beregne strømning eller trykk, men benytter seg av registrerte endringer i forholdet mellom mengde og trykk ved hjelp av tilgjengelige historiske måledata. Måledata hentes fra trykk og strømningsmålere plassert ved innløp og utløp av en rørledning. Systemets sensitivitet er i stand til å detektere detektore 1 % av lekkasjeraten. (ATMOS I pipeline software)

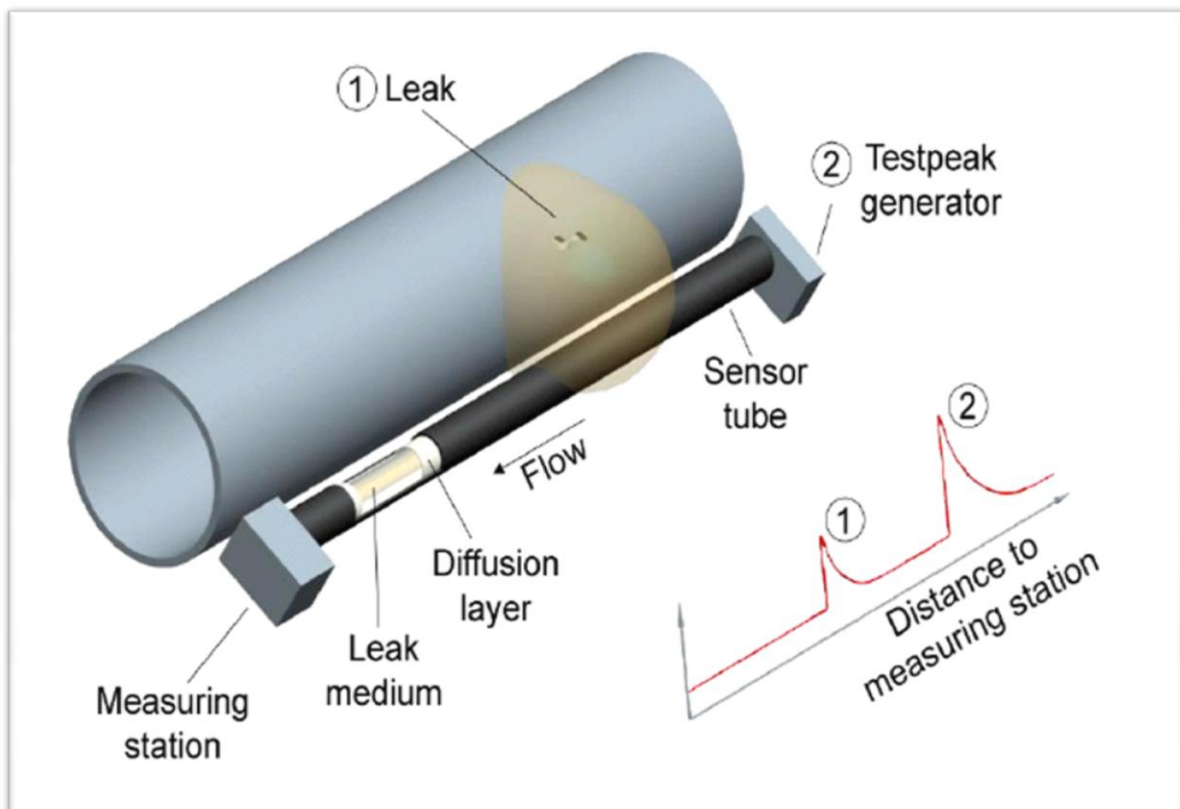
ATMOS henter inn data fra trykk og strømningsmålere via feks et SCADA system. Når det er installert kan systemet måle rørledningen kontinuerlig og vil generere en alarm dersom en lekkasje oppstår. Målinger hentet fra SCADA (ca. hvert 10 sek.) vil bli analysert av systemet, systemet ser bort ifra eventuelle avvik som kan generere falske alarmer. Statistisk analyse betyr at systemet kan innhente feilalarmer ut i fra historiske måledata og på denne måten se bort i fra lignende situasjoner. (API 1130, 2002)

4.2 Ekstern kontinuerlig lekkasjeovervåkning

Dette kapitlet tar for seg metoder for ekstern kontinuerlig overvåkning av rørledningssystemer. Disse metodene baserer seg på sensorkabler som blir plassert langs rørledninger. Begrensninger i dag er å dekke store avstander. Det finnes to teknologier som er egnet for denne type overvåkning. Disse blir beskrevet i kapittel 4.2.1 og 4.2.2. Metoder for benyttelse av disse teknologiene blir presentert som avsnitt etter hvert delkapittel.

4.2.1 Dampovervåkning

Dette systemet baserer seg på et sensor-rør som blir plassert langs en rørledning. Når en lekkasje oppstår vil damp fra det lekkende mediet spre seg inn i sensorrøret og deretter bli transportert til en målestasjon ved hjelp av lufttrykk gjennom tuben. Ved å analysere væske/damp konsentrasjon, kan lekkasjestedet og størrelse på lekkasjen bli estimert. Rørene bør være nedgravde for at denne metoden skal virke (i fri luft vil parametre som vind, regn osv redusere sensitiviteten). Metoden fungerer både under vann og på land (AREVA).



Figur 3 Skisse, dampovervåkning av rørledning ved bruk av sensortube

LEOS, dampovervåkning

AREVA NP GmbH leverer et lekkasjeovervåkningssystem som baserer seg på denne metoden. ”Figur 8 viser prinsippet som er basert på en lufttett tubesensor som er permeabel for gasser og damper innenfor en viss diffusjons periode. Ved plassering av sensortuben langs et rør er det vanlig å plassere den med hensyn på hva strømning som vil bli transportert.

Dersom det er gass, plasseres tuben i posisjon 11:00 eller 13:00, mens med andre tyngre gasser vil tuben bli plassert i posisjon 17:00 (denne plassering er illustrert i figur 8) eller posisjon 19:00.¹²

Dersom en lekkasje oppstår, vil strømmingen fra rørledningen opprette kontakt med veggen på sensortuben, etter et gitt tidspunkt diffundere gjennom sensorveggen og danne høye lokale dampkonsentrasjoner i punktet med kontakt. Denne metoden fungerer uavhengig om lekkasjemediet er gass eller væske og fungerer i tillegg når det lekkende mediet er oppløst i vann (for eksempel hvis rørledning og sensortube er begravd under grunnavstand eller i havbunnen). Diffusjonsprosessen oppstår med de fleste stoffer. Når damp fra lekkasjen passerer målestasjonen, vil gass-sensorene vise et klart signal (se figur 8) som vil utløse en lekkasje-alarm (AREVA).

”Systemet er i stand til å detektere strømningsrater på 1 liter/t for væsker og 100 l/t for gasser. Dette varierer noe, avhengig av hva strøm som blir transportert, dimensjoner på transportrør, om rørledningen er plassert over/under vann osv.”¹³

”Det er ikke krav til kalibrering for dette systemet. Istedenfor benytter leverandøren seg av felttester, med dette menes at de utfører simuleringstester der de kan se på sensitiviteten til systemet. Disse testene utføres gjerne i krevende miljøomgivelser.”¹⁴

”I dag blir dette systemet benyttet blant annet på Gardermoen Lufthavn, Oslo, for overvåking av det underjordiske rørledningsystemet for frakt av JetFuel.”¹⁵

4.2.2 Fiberoptisk kabel

Fiberoptiske kabler baserer seg på at lys ledes gjennom glass/plast, gjerne kalt en kjerne, innkapslet med glass/plast som kalles kappe, med lavere brytningsindeks, slik at lyset samles i den indre glass/plast kjernen, slik som på bilde under, og kan dermed overføre optiske signaler over flere km. (Wikipedia, 22.01.11)

”Lyspulser blir sendt gjennom en optisk linse som samler lyset og inn i fiberens kjerne, dette for å få lyset innenfor akseptabel vinkel slik at lyset ikke vil forsvinne ut av fiberen som er vist i figur 4. Man bruker gjerne benevnelsen grensevinkel. Så lenge lyset er innenfor grensevinkelen vil lyset bli reflektert med tilsvarende vinkel som inngangsvinkelen da lysbølgene treffer veggen (overgangen fra kjernen til kappen) på grunn av det er optisk lavere brytningsindeks i glasset/plasten rundt. De lysbølgene som har størst vinkel inn i kjernen, vil ha lengst veg å gå og bruker dermed lengre tid enn de lysbølgene som har mindre inngangsvinkel. Det er ved å tolke lyset som har gått gjennom fiberen som gjør det mulig å

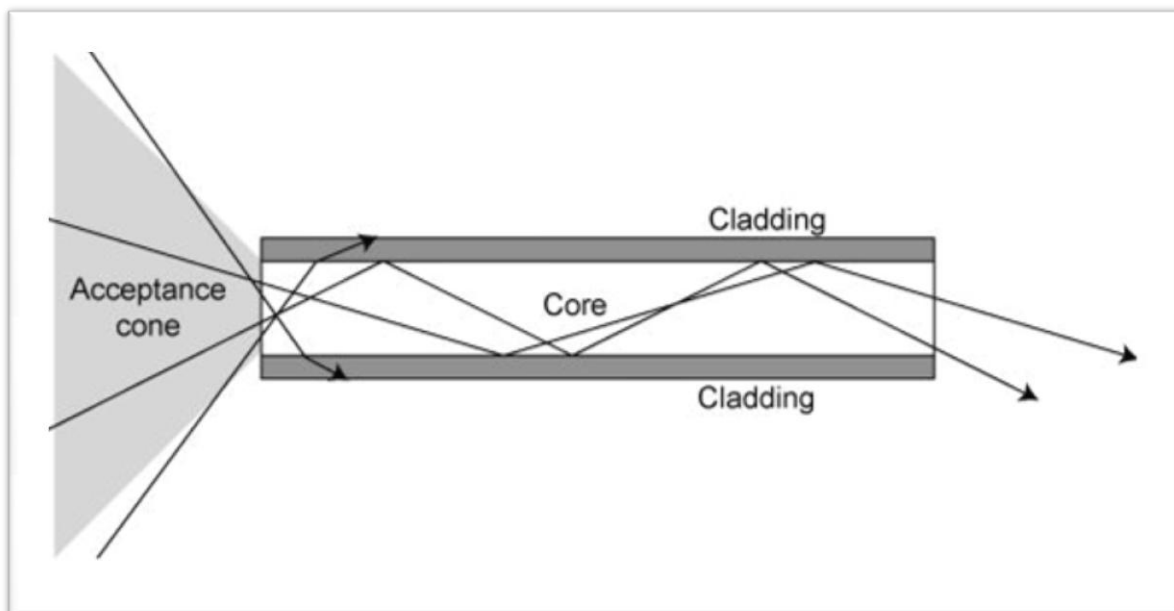
¹² E-post, Walter Knoblach, Senior Advisor, Leak Detection Systems, AREVA NP GmbH (20.04.11)

¹³ E-post, Walter Knoblach, Senior Advisor, Leak Detection Systems, AREVA NP GmbH (20.04.11)

¹⁴ E-post, Walter Knoblach, Senior Advisor, Leak Detection Systems, AREVA NP GmbH (22.04.11)

¹⁵ E-post, Walter Knoblach, Senior Advisor, Leak Detection Systems, AREVA NP GmbH (20.04.11)

analysere fiberens omgivelser. På denne måten er det mulig å regne tilbake til eventuell utvendig påvirkning, fordi såkalt stress i fiberen vil påvirke lysbølgene.”¹⁶

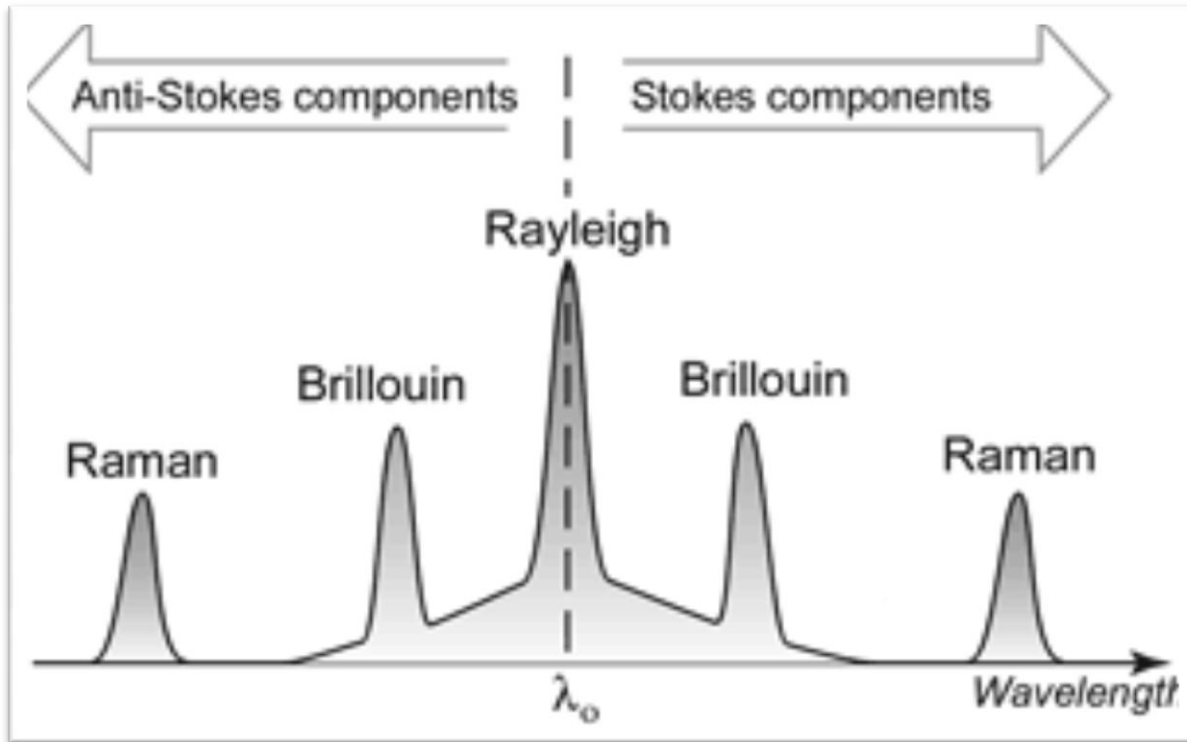


Figur 4 Lyset må komme inn innenfor en akseptabel vinkel for å bli reflektert gjennom fiberen. Har strålene for stor vinkel vil de forsvinne ut av fiberen.

Det kan lages et såkalt kartotek over naturlige påvirkninger (eksempelvis trykk og temperatur) som kan forstyrre fiberkabelen uten at det er noen lekkasje. Metoden er ikke fullt så utviklet med hensyn til sjokkdeteksjon enda og mye arbeid må gjennomføres for å karakterisere ulike lyder. Man har et lydkartotek som er omfattende nok til å skille ufarlige lyder som kan representere en potensiell trussel. Forstyrrelser kan oppstå ved vibrasjoner, seismiske bølger og akustiske signal fra lekkende gass/ olje. Ved å utføre en sammenligning av de akustiske frekvensene som blir registrert med databiblioteket er det mulig å foreslå den sannsynlige årsaken til forstyrrelsen. Ved lange strekk vil lysmønsteret bli svakere og impulser vil overlape hverandre, om ikke signalet blir forsterket til sitt opprinnelige mønster. (DNV-RP-F302, 2010)

¹⁶ Møte med Vahan Babayan. Timelærer Høgskolen Haugesund. (02.5.11)

En fordel med fiberkabler er at de ikke trenger strømtilførsel eller elektronikk langs ledningen. De fiberoptiske kablene er i stand til å måle stress, temperatur, trykk og påvise utslipp av hydrokarboner. (DNV-RP-F302, 2010)



Figur 5 Refleksjon av bølger vist som Raman, Brillouin og Rayleigh spredning

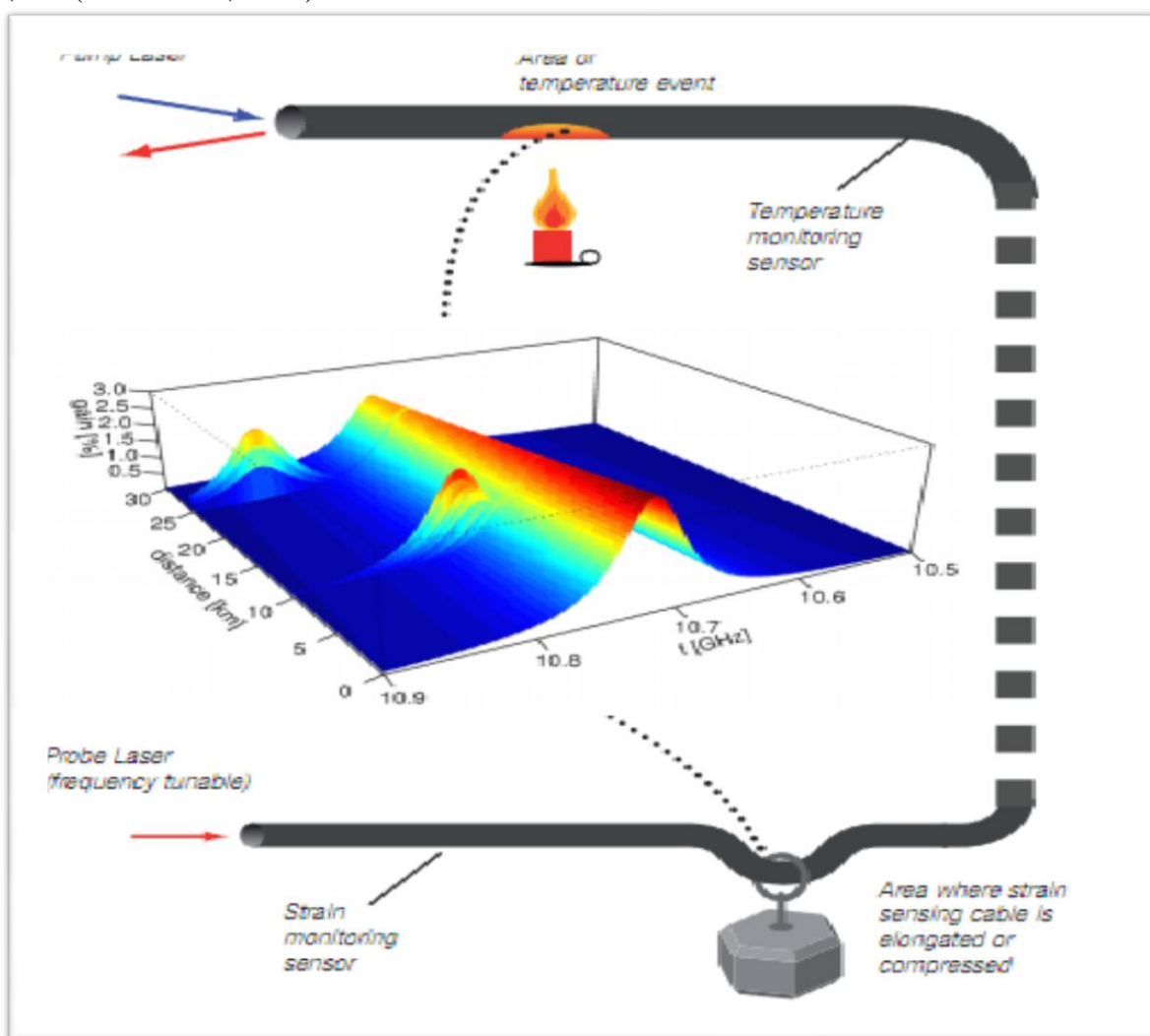
Prinsippet for måling baserer seg på avlesning av refleksjoner i lys. Rayleigh er spredning av lys som oppstår ved å sende lys ved "lav" intensitet inn og som sprer seg i de ulike fargene (blått ytterst og rødt i midten) og vil ikke endre bølgelengde gjennom fiberen. Man deler tilbakespredt lys opp i stokes som har lengre bølgelengde enn Rayleigh og i anti- stokes som har kortere bølgelengde enn Rayleighs som er illustrert i figur 5. Under stokes og anti stokes benyttes det to bølgelengder, Brillouin og Raman. Stokes som har lengre bølgelengde, og fotoner blir generert (uavhengig av temperatur), mens Anti- stokes som har kortere bølgelengder der lysintensiteten vil bli lavere (denne er temperaturavhengig). (OMNISEN, 2001)

Brillouin har lavere lysintensitet enn Rayleigh som er en årsak av termiske akustiske bølger. Frekvensen kan endres med ca 10 GHz. Frekvensforskyvningen til Brillouin er knyttet til temperatur og belastning av fiberen. Raman har lavest lysintensitet som er årsak av termiske molekyl vibrasjoner og kan endres med inntil 13 THz. Raman sin lysintensitet er knyttet til den lokale temperaturen på fiberen. (OMNISEN 2001)

OMNISEN SA- Distributed temperature & Strain (DITEST)

Omnisens har utviklet et system for kontinuerlig lekkasjeovervåkning av rørledninger. Dette systemet baserer seg på å benytte en fiberoptisk kabel. Svært små endringer/variasjoner i temperatur, belastning og lyd blir lokalisert innenfor en meter langs hele rørledningen. Disse blir analysert og klassifisert som avvik eller trussel. (OMNISEN, 2010)

Begrepet distribuert sensing baserer seg på en fiberoptisk kabel som fungerer som en sensor (som legges langs røret) som gir informasjon om ytre påvirkninger. Målingene er basert på analyser av lys som blir reflektert når en laserstråle blir sendt gjennom den optiske fiberen. Denne kabelen kan måle 100.000 punkter samtidig langs ledningen, med distansepunkter på 0,1m. (OMNISEN, 2001)



Figur 6 Viser lysbølgene ut av fiberen som blir analysert. Det er utslag ved temperaturendring og belastning vet at intensiteten blir lavere på noe av lyset.

Rekkevidden kan være på opptil 30 km pr. kanal, med en vanlig oppløsning på bedre en to meter. Den romlige oppløsningen for temperatur og belastning er fra 0,5 meter. Ved bruk av signalforsterker kan man tillatte målinger opptil 250 km. Ved hjelp av temperaturmålinger

kan man overvåke unormale temperaturendringer for å påvise en lekkasje (se figur 6). For temperaturovervåkning vil den optiske fiberen bli installert i en beskyttende slange for å forhindre belastningsforhold i fra å ha en betydelig effekt på temperaturmålingene. (OMNISEN, 2001)

Denne metoden er i stand til å detektere strømningsrater så lavt som 10 ml/min, og dataprogrammet viser målinger hvert sekund. Metoden er egnet for overvåkning i krevende miljøer som underjordisk og subsea i tillegg til land. (OMNISEN, 2001)

4.3 Inspeksjonsbasert overvåkning

For inspeksjonsbasert overvåkning av rørledninger benytter man gjerne ROV utstyrt med ulike verktøy som kamera eller sensorer. Dette kapittelet presenterer en innvendig inspeksjonsmetode, såkalt pigg.

4.3.1 Pigg

En pigg er den mest vanlige betegnelsen for en innretning som plasseres i en rørledning og som beveger seg fritt gjennom røret og som drives framover av differansetrykket over innretningen. Som regel er det produktstrømmen i røret som gir det drivende trykket. (Docstoc, 2010)

Intelligente instrumenterte pigger blir brukt for inspeksjonsformål. Denne type pigg dokumenterer teknisk tilstand, og eventuelle endringer. En slik pigg kan bli kjørt etter et fastlagt program eller ved mistanke om lekkasje. Piggene er utstyrt med dataloggere, harddisker og store batteripakker. Disse piggene har som regel sensorer som dekker hele omkretsen av røret og en prosesseringsenhet og datalagringsenhet. På korte jobber kan dataoverføring og elektrisk kraftforsyning skje via kabel (flerleder eller fiber). For lengre rørledninger er den utstyrt med batteripakker (Litiumbatterier). Her kartlegger piggene trykkforhold langs rørledningen, et stort trykkfall kan indikere at et lekkasjepunkt er passert. Andre målemetoder er ultralydmåling fordi en gasslekkasje avgir høyfrekvent støy. (Docstoc, 2010)

Noen ganger er piggene avhengig av en tilnærmet ren overflate og at de opereres i et homogent medium for at alle sensorer skal kunne gi tilfredsstillende målinger. Dette er spesielt viktig for målemetoder som baserer seg på lydbølger. Vanlig hastighet for en pigg i gassrørledning er 0,5-1 m/s, men kan gå raskere. (Docstoc, 2010)

4.4 Metoder under utvikling for kontinuerlig overvåkning

Dette kapitlet tar for seg metoder som er under utvikling og som ikke er tatt i bruk enda. Det er derfor ikke opprettet noen erfaringer for bruk av disse systemene for overvåkning av rørledningssystemer. Som beskrevet i de etterfølgende kapitler blir det utført tester av disse som gjør at de absolutt er relevante for fremtidig lekkasje og sjokkovervåkning.

4.4.1 Smart Pipe:

SINTEF utvikler i samarbeid med olje- og gassindustrien et konsept som kalles for Smartpipe. Målet med prosjektet er å lage et komplett monitoreringssystem som kan måle temperatur, trykk, vibrasjon, spenninger, bevegelse, veggtykkelse, korrosjon og utmatting på rørledningsveggen. Systemet detekterer ikke lekkasjer men forteller om rørets tilstand. (SmartPipe)

Systemet benytter seg av noder som er plassert langs røret. Nodene inneholder sensorer, kommunikasjonsutstyr og strømforsyning. Avstanden mellom hver node er rundt 24 meter og nodene kommuniserer trådløst, ved ca 1 MHz ved å sende data fra node til node langs røret. Hvert sensorbelte har fire typer sensorer for måling av veggtykkelse, trykk i rørledningen og nedbøyning, temperatur, helling og vibrasjon. Nodene er pakket inn i et sensorbeltet som ligger rundt røret. For å ivareta krav til redundans har man laget systemet slik at det kan ryke

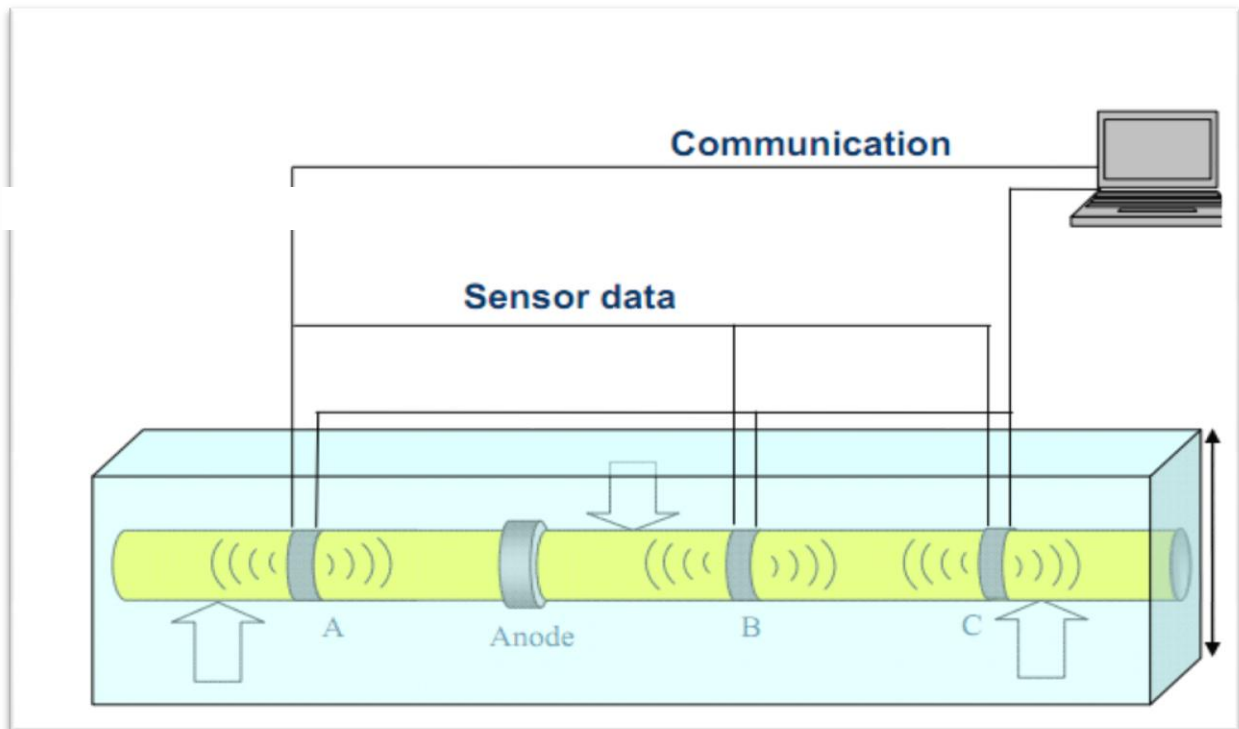


Figur 7 Noder brukt for overvåkning

to noder etter hverandre, uten at kommunikasjonslinjen brytes. ”Ryker det flere må det festes på nye utenpå røret eller lignende”¹⁷. Strømforsyningen består av litium batteripakker som skal ha en levetid på 20 år uten ladning, noe som er systemets tenkte levetid i følge teknologiutvikleren. Videre påstår SINTEF at batteriene har mindre en 1 % sannsynlighet for egenutladning per år dersom de ligger i kaldt vann. Batteripakkene er for øvrig hermetisk forseget fra sjøvannet, noe som er viktig siden disse batteriene vil reagere i kontakt med vann. Fra hver ende av røret går en fiberkabel til plattform som gir opp data fra sensorene. Systemet har dataprogram som tolker info og gir beslutningsstøtte til operatørene som overvåker systemet via et kontrollrom. (SmartPipe)

¹⁷ Telefonsamtale, Ole Øystein Knudsen (Prosjektleder, SINTEF) 24.03.11

Figur 8 viser prinsippet bak Smartpipe systemet. Node A gir trådløst signal til node B som igjen gir signal til node C. Fra enden på røret blir signaler ført opp via fiberoptiske kabler til et kontrollrom (Anoden er satt på for å forhindre korrosjon). Den viktigste utfordringen er å montere og beskytte elektronikken og sensorene på en måte som gjør systemet robust nok til å tåle miljøet hvor de eksponeres og leggingen av røret, samt å få data tilbake til kontrollrommet. (SmartPipe)



Figur 8 Skisse av SmartPipe

”Systemet er ikke kvalifisert enda da det fremdeles er under utvikling. I 2013 er det planlagt en pilottesting, der systemet skal monteres på en del av et offshore rør. Systemet skal maksimalt øke kostnaden av rørledningen med 5 %, noe som inkluderer tilhørende program. Legging foregår som normalt men personell må ha opplæring.”¹⁸

Da dette er et integrert system kan det kun bli benyttet på nye rør som skal legges, ikke oppgradere gammel eksisterende infrastruktur. Foreløpig vet ikke leverandør om batteripakkene vil bli overtrålbare. (SmartPipe)

¹⁸Telefonsamtale, Ole Øystein Knudsen (Prosjektleder, SINTEF) 24.03.11

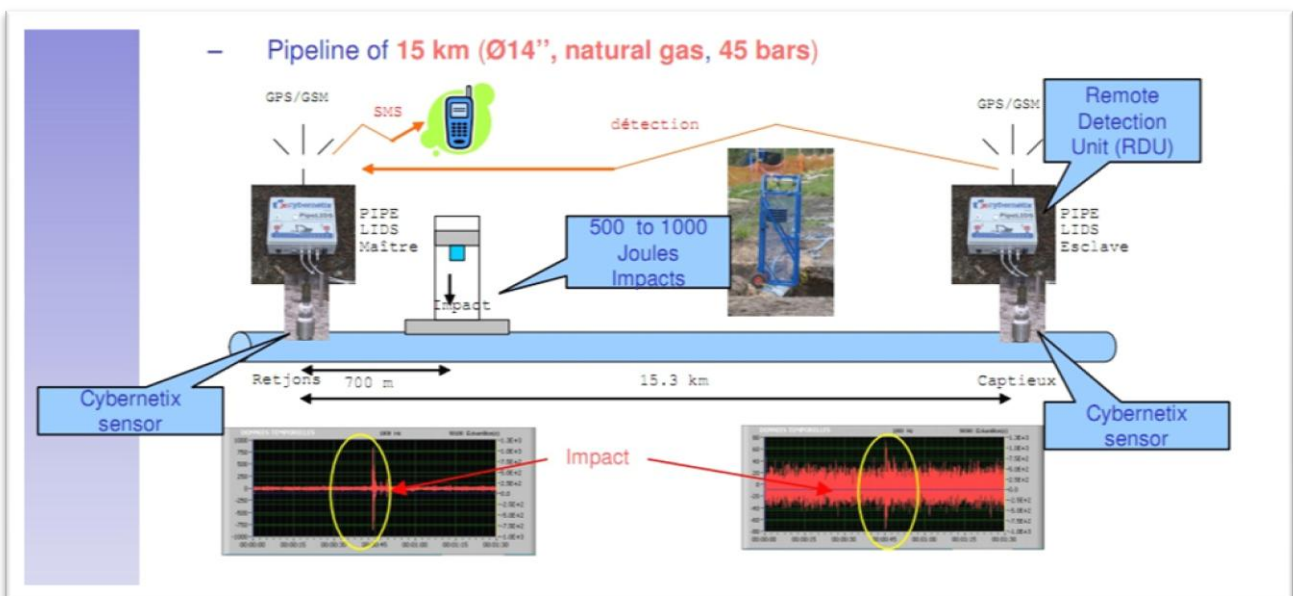
4.4.2 Pipelids

Pipelids er et akustisk system for lekkasjeovervåkning som overvåker trykkbølger som forplanter seg langs rørledningen. Dette systemet er designet for å påvise høyfrekvente lydbølger som typisk dannes når det oppstår en lekkasje. Systemet er også i stand til å detektere mer lavfrekvente lydbølger som typisk oppstår ved sjokk fra en tredjeparts kilde. (Cybernetrix)

Dette systemet er i stand til å lokalisere steder hvor røret er utsatt for en lekkasje eller et sjokk. Dette utføres i praksis ved at man vet lydshastigheten til mediet (gassen), samt identifiserer tidsforsinkelsen på lydsignalet mellom to sensorer. Når man da vet avstanden mellom disse to sensorene kan man enkelt estimere hvor på røret skaden er oppstått. (Cybernetrix)

Pipelids krever at man monterer spesialdesignede akustiske sensorer (trykktransmittere) i gass strømmen og at disse sensorene overvåkes av et dataprogram utviklet av Pipelids. Avstanden mellom sensorene kan være fra et par kilometer opp til 30 kilometer, men sensitiviteten vil være bedre jo mindre avstanden er. Fordelen med dette systemet er at det er designet for å overvåke et rør mht. å detektere lekkasjer og sjokk og det vil være i stand til å kunne tilby kontinuerlig overvåkning av rørsystemene. Sensitivitet er for øvrig ukjent. (Cybernetrix)

Ulempen med dette systemet er at den er sensitiv ovenfor hvilket fluid som blir transportert og må kalibreres dersom komposisjonen endrer seg. Dette systemet krever også at man har tilgang til instrumenthull på rørledningen som de akustiske sensorene (trykktransmittere) kan plasseres inni. I utgangspunktet ønsker olje- og gass selskapene å ha minst mulig instrumenthull, da disse i seg selv representerer en lekkasjekilde. (Cybernetrix)



Figur 8 Skisse av Pipelids, prinsipp

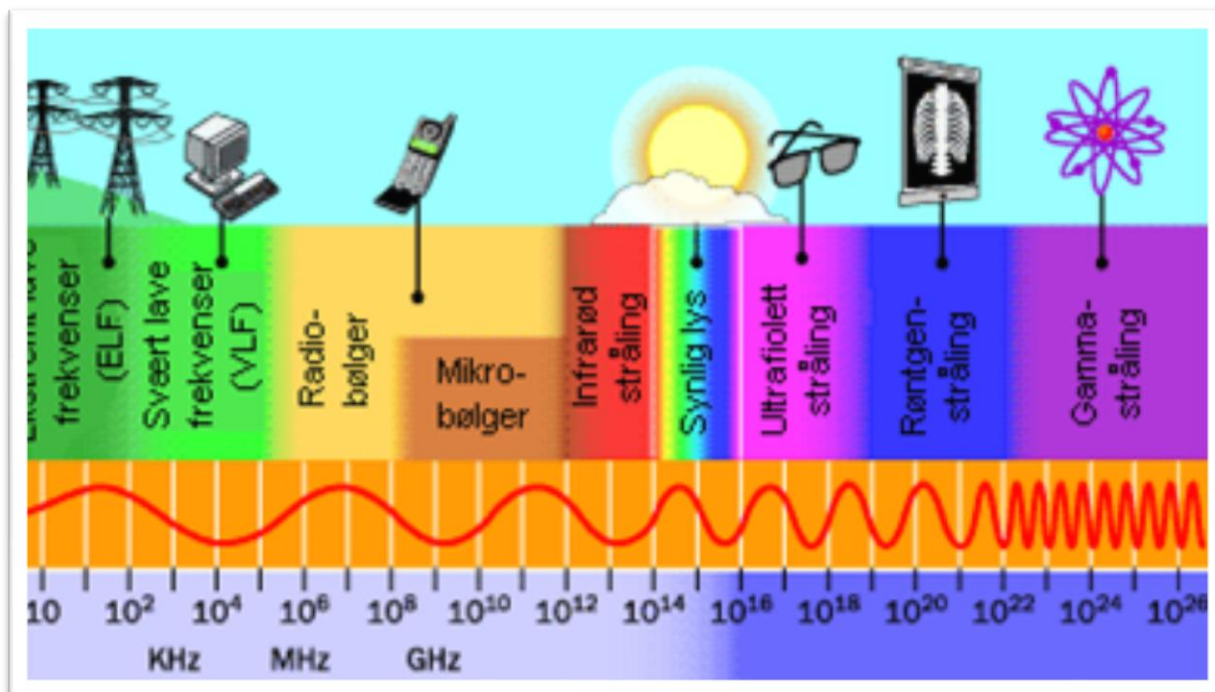
Her blir det fremstilt en tredjeparts påvirkning. Sensorene detekterer støtet, med ca 1 % nøyaktighet fra lekkasjepunkt. Sensorene har kontakt med GSM. Operatør får melding på mobiltelefon etter bare et par minutter. (Cybernetix) Det har ikke lyktes i å innhente info om sensitivitet og kostnad.

5 METODER FOR OVERVÅKNING AV UNDERVANNSINSTALLASJONER, PLATTFORMER OG PROSESSANLEGG

I dette kapitlet blir metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon av undervannsinstallasjoner, plattformer og prosessanlegg presentert. Slike områder har gjerne flere lekkasjepunkter og konsekvensene ved et utslipp vil være større med hensyn på mennesker, miljø og utstyr. Det vil derfor være hensiktsmessig å benytte sensorer med bedre sensitivitet i slike områder. Alle undervannsprodukter bør tilfredsstillende ISO 13628 standard, (klassifisert)samt ha 25 års levetid¹⁹.

Mange av metodene i som er beskrevet i dette kapitlet baserer seg på elektromagnetiske bølger, eksempelvis infrarød teknologi, beskrevet i kapittel 5.2 eller Radarbasert teknologi, beskrevet i kapittel 5.4. I tillegg finnes akustiske bølger som er beskrevet i kapittel 5.8. Dette kapitlet inneles derfor med en kort beskrivelse av det elektromagnetiske spekteret.

Det elektromagnetiske spekteret er delt opp i ulike frekvensområder/bølgelengder, som figur 10 viser. Det er frekvensen på bølgene som avgjør egenskapene til bølgene og energien som strålingen avgir. Jo kortere bølgelengde, jo høyere energi innhold. Gammastråling vil derfor inneholde mest energi. (Wikipedia, 20.04.11)



Figur 9 Elektromagnetisk spekter (FOTO: EBL)

¹⁹ Samtale, Jens Abrahamsen, direktør i Naxys

Det er en sammenheng mellom lysets frekvens og lysets farge. Fargen på lyset seier hvilken frekvens lyset har. Lysstrålene skifter retning i overgangen mellom to stoffer med ulik optisk tetthet. Lyset forplanter seg raskere gjennom optisk tynnere stoffer. Frekvensen er fremdeles den samme. Et eksempel er synlig rødt lys som har en frekvens på ca 430 THz og en bølgelengde på 700 nm. Bølgelengde blir litt kortere i luft, og en stor del kortere i vann eller glass. (Wikipedia, 12.04.11)

5.1 Katalytisk teknologi

Katalytisk teknologi utnytter stoffer som øker farten på en kjemisk reaksjon uten å inngå i reaksjonen selv og blir betegnet som katalysatorer. Eksempler på stoffer som har katalytisk virkning er platina, nikkel, jern og manganoksid. Katalysator oksiderer eller reduserer uønskede gasser som for eksempel CO som er en brennbar gass, samt en drivhusgass, for å få en mildere gass som CO₂ ut av reaksjonen. (Britt Rystad & odd Lauritzen, 2006)

Gassene har en forbrenningstemperatur på rundt 800°C eller mer. Ved hjelp av en katalysator er det mulig å spalte mange stoffer ved en lavere temperatur enn det som trengs til normal forbrenning og forbrenningen kan gjennomføres på en temperatur rundt 300 til 500 °C. (Britt Rystad & odd Lauritzen, 2006)

5.1.1 Katalytisk punkt-gass detektor:

En katalytisk punkt-gass detektor baserer seg på forbrenning/oksidasjon av brennbare gasser ved en forholdsvis lav temperatur (ca 450 °C) i forhold til den vanlige forbrenningstemperaturen på grunn av et katalytisk stoff som setter i gang prosessen. (Oldham)

En katalytisk punkt-gass detektor inneholder to spiraler med materiale som endrer resistans i forhold til temperatur. Mye brukt materiale er platinatråd. Spiralene er pakket inn med kjeramisk materiale. En av spiralene er overtrukket med et katalytisk stoff, som forårsaker oksidasjon/forbrenning som er vist i figur 11, mens den andre spiralen er typisk lakkert for å forhindre oksidasjon og termisk skjerming for å være et referanse element. Spiralene befinner seg i et flammesikkert hus for å være EX- sikret, da den ellers ville representert en tennkilde i seg selv. (Oldham)

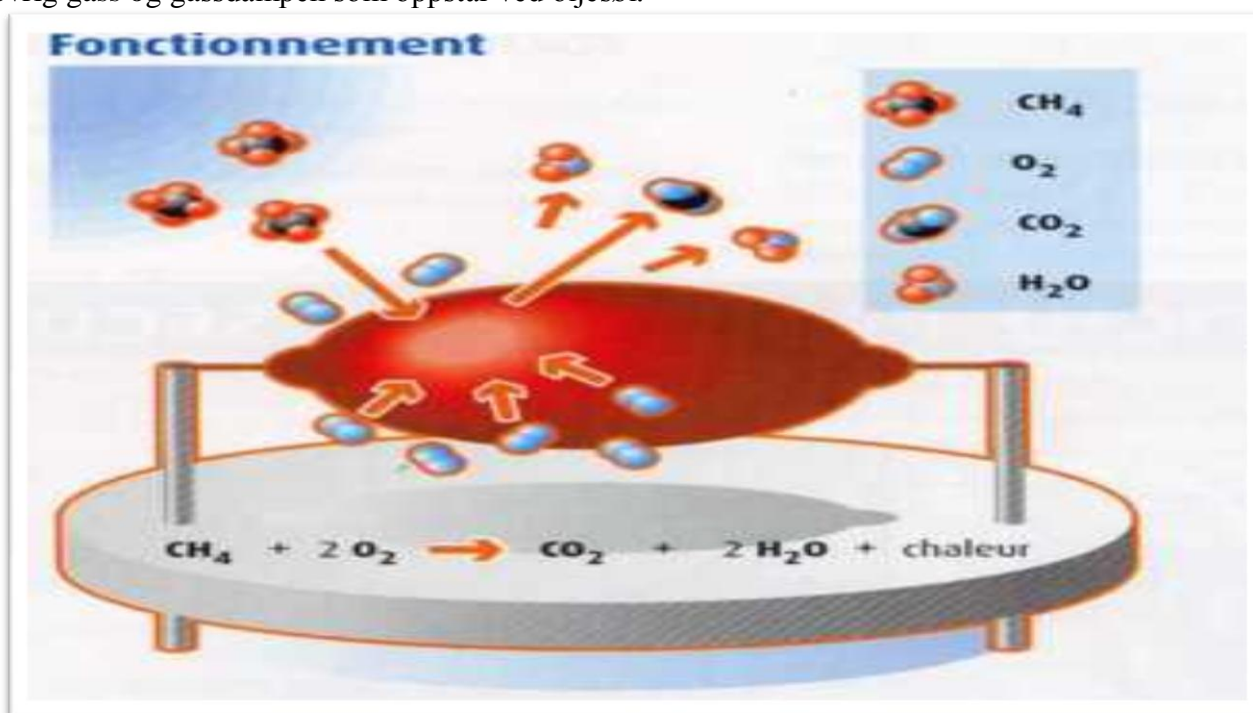
I drift går det strøm gjennom de to elementene i sensoren og medfører at det katalytiske elementet blir oppvarmet elektrisk til ca 450 °C for å få gassen til å oksidere. Oksidasjonen medfører en temperaturøkning i det katalytiske elementet og ikke i det lakkede elementet, noe som forårsaker at resistansen i det katalytiske elementet (platinatråden) går opp, strømmen blir lavere og det blir en ubalanse i broen (eksempelvis Wheatstone som er beskrevet i figur 12). (Oldham)

For at gassen skal oksidere krever det over 10 % oksygen til stede. Andre påvirkninger er bly, silikon olje eller bestemte gasser (eksempelvis klor og fluor) som er såkalt gift for detektoren

og kan redusere sensitiviteten permanent eller ødelegge den, eller inhibitorer som H₂S eller SO₂ som forårsaker et midlertidig sensitivitets tap. (Oldham)

Sensivitets tap er høyst ugunstig da det katalytiske elementet kan tillate brennbare gasser tilstede uten å generere alarm. Gift og inhibitorer er den mest mest vanlige årsaken til problemer for katalytiske detektorer. (Oldham)

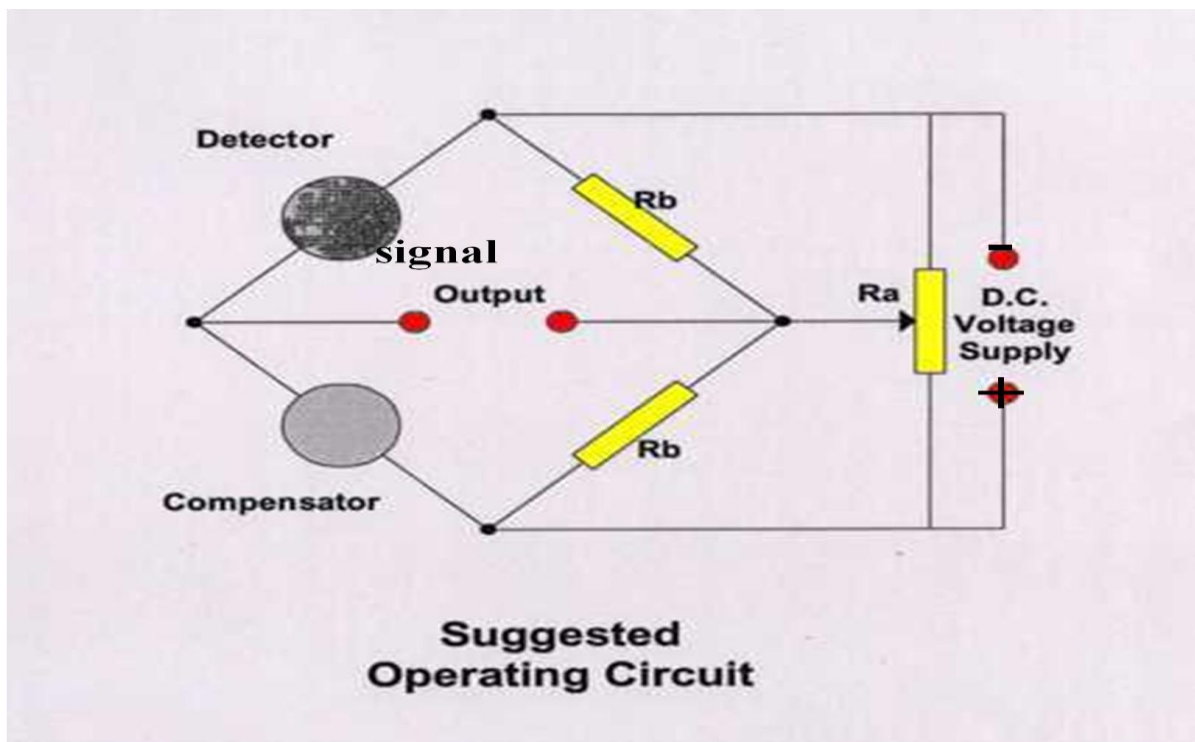
”Katalytiske detektorer brukes som regel ikke så lenge det går an å benytte andre alternativer da de katalytiske må skifte det katalytiske elementet etter 2-3 år da det er ”brent opp”, noe som også fører til mer vedlikehold. Detektorene koster i utgangspunktet ca 6- 7 000 NOK, og vil dermed være dyrere i bruk enn infrarøde detektorer. Steder hvor de katalytiske detektorene blir benyttet er eksempelvis ved hydrogenlagring. De katalytiske detektorene oppdager for øvrig gass og gassdampen som oppstår ved oljesøl.”²⁰



Figur 10 Oksidasjonsprosessen i en katalytisk punkt-gass detektor.

Metan og oksygen oksiderer på det katalytiske elementet og blir til karbondioksid og vann. Temperaturen i platinatråden går opp som gjør at motstanden går opp og strømmen går ned, som resulterer i utslag og om nok gass tilstede, utløse en alarm. (Oldham)

²⁰ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. 03.05.11



Figur 11 Wheatstone bro

Detektor som er katalytisk og kompensator som er referanse elementet befinner seg i sensoren, sammen med det venstre signal output. Resten av tegningen befinner seg på kontrollrommet. R_b er motstander og mellom disse finnes det et referansepunkt/ måling. Når detektor endrer resistans og strømmen går ned, vil det forekomme en differanse mellom disse signalene som skal være tilsvarende like i signal output. R_a er potmeter, og brukes til å regulere spenningen i referansepunktet. (endre strøm. Får signal output til å bli 0.) (Oldham), (Prosessinstrumentering)

MultiXplo-Catalytic Gas detector DM-TX6

MultiXplo-Catalytic Gas detector DM-TX6 (se figur 13), benytter seg av en oksidasjonsprosess ved lav temperatur og er dermed en typisk katalytisk detektor. Ved hjelp av denne metoden kan detektoren oppdage de fleste brennbare gasser, som for eksempel hydrogen som ikke kan detekteres av IR detektorer (henviser til IR-absorpsjon kapittel 5.2.). (Simtronics (2))

DM-TX6 er en punkt-gassdetektor, som gjør at denne detektoren egner seg best for plassering stasjonert i områder spesielt utsatt for lekkasje, ved et objekt. Eksempler på slike områder er prosessanlegg, plattformer og lignende. Detektoren har en responstid på 10 sekunder, og kan brukes i omgivelser som har temperaturer på -20° til $+60^{\circ}$. Typisk levetid for en katalytisk detektor er fem år. Standard materialvalg for huset rundt detektoren er aluminium som er overflatebehandlet med epoxy. (Simtronics (2)) ”Detektoren er i tillegg EX sikret og koster ca 6-7 000 NOK.”²¹

²¹ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)



Figur 12 MultiXplo-Catalytic Gas detector DM-TX6

5.2 Infrarød teknologi

Infrarød stråling hører til den delen av det elektromagnetiske spekteret (figur 10) som vi oppfatter som varme. Teknologien utnytter prinsippet om at alle legemer, som har en temperatur over det absolutte nullpunktet ($-273,15^{\circ}\text{C}$) avgir varmestråling. Varmestrålingen skyldes at atomer og molekyler vil bevege seg når temperaturen er høyere enn det absolutte nullpunkt, noe som genererer friksjon (varme). Denne varmestrålingen, kalles infrarød stråling og blir høyere jo høyere temperatur objektet har. IR teknologiene som beskrives i dette kapittelet er i stand til å detektere bølgelengder som befinner seg i det infrarøde spekteret. (Oldham), (Digoo.info), (Flir)

Man skiller hovedsakelig mellom fem ulike "nivåer", eller bølgelengde intervall, av elektromagnetisk stråling som detekteres av IR teknologier. Disse nivåene kalles "nær infrarød stråling" (NDIR, 7nm – 14nm), "kortbølge IR" (SWIR, 14nm – 30nm), "mellombølge IR" (MWIR, 30nm – 80nm), "langbølge IR" (LWIR, 80nm – 150nm) og "fjern infrarød" (150nm – 1mm). Nær infrarød stråling blir for øvrig benyttet i kapittel 5.2.3. (Wikipedia, 25.03.11)

De ulike infrarøde teknologiene kan være skreddersydd for å identifisere stråling med en viss bølgelengde innenfor det infrarøde spekteret, noe som gjør det mulig å skreddersy løsninger som identifiserer enkelte gasser. Noen av IR teknologiene må for øvrig være i direkte kontakt med gassen (punktgassdetektorer), mens andre teknologier kan plasseres på avstand og

overvåke et større område (IR-kamera). Gasser som inneholder mer enn en type atomer absorberer infrarøde ståler, men gass som oksygen, hydrogen, helium og klor absorberer ikke bølgeenergien til IR. En gjennomgang av disse to teknologiene blir presentert i kapittel 5.2.1 og 5.2.2. (Oldham), (Digoo.info), (Flir)

5.2.1 IR-kamera

Et IR kamera er et termografisk kamera som er i stand til å måle den elektromagnetiske strålingen fra en overflate. At et kamera er termografisk vil si at det er i stand til å visualisere den absorberende og avgivende varmestrålingen til et legeme. Kameraet har et dataprogram som konverterer varmestrålingen om til temperaturer som visualiseres i ett fargebilde. (Perkk)

”Et vanlig IR kamera kan ikke se gass da disse ligger i bølgelengder 7,5 til 14 μm . For deteksjon av olje kan den visualiseres med et vanlig termografisk kamera med bølgelengde 7,5 μm så lenge oljen er varm og fordamper, men ikke på lang avstand. For å kunne detektere gass benytter man bølgelengder på 3-5 μm .”²² For å få dette til benytter man et spesialdesignet filter, som filtrerer bort alle andre bølgelengder enn en predefinert bølgelengde. Denne bølgelengden avhenger av hvilken gass man ønsker å detektere (metan, propan etc.). Dersom man har en gassky til stede, vil kameraet detektere denne og visualisere de termografiske egenskapene til gass skyen (utbredelse, vindretning, temperatur, etc.). (Digoo.info), (Flir)

”Sensitiviteten til et IR kamera er en betegnelse på hvor følsomt kamera er. Det blir ofte forklart med hvor liten temperaturforskjell kamera kan se på ett legeme. Bedre følsomhet gir mindre støy i termogrammet og gir et bedre bilde av temperaturen. Avhengig av hvor stort temperaturavvik det er mellom den naturlige termiske varmestrålingen fra omgivelsene rundt gassen og gass skyen. Generelt sett bør dette avviket være minst 25 milli-Kelvin eller mer. 25 milli-Kelvin er det beste som finnes i håndholdte kameraer.”²³

Bildene som tas med et IR kamera kalles for et termogram. Disse kan lagres på tape som en videofilm, eller som stillbilder på en harddisk. De fleste kameraer lagrer bilder i et format som også kan bearbeides etter at de er lagret. Denne bearbeidingen kan enten gjøres i kameraet eller ved hjelp av et dataprogram som installeres på en PC. Bildets termografiske uttrykk kan bearbeides ved hjelp av termisk fokusering for å få en presentasjon/skarpheit som best mulig visualiserer det man ønsker å få frem. Analysen av termogrammene fra et infrarødt kamera bør gjøres av personell med erfaring og kompetanse innen området. (Digoo.info), (Flir)

IR kamera kan installeres permanent på en installasjon eller et prosessanlegg med bruk av EX-kapsling, dersom det tilfredstilles krav til EX-sikring. Det vanligste er imidlertid at operatørene for et anlegg bestiller inn en tredjepartsverifikasjon fra en leverandør som har utstyr og kompetanse til å foreta inspeksjonsbaserte målinger inne på et anlegg. En gasslekkasje kan bli påvist ved at gassen som frigis til luft absorberer strålingen fra legeme bak og gir en bedre gjengivelse om en har en lavere eller høyere temperatur enn omgivelsestemperaturen. (Perkk)

²² E-post, Morten Fredriksen, Produktsjef termografi, Presisjons Teknikk as (03.05.11)

²³ Telefonsamtale, Morten Fredriksen, Produktsjef termografi, Presisjons Teknikk as (03.05.11)

Eksempler på både permanente installasjoner og inspeksjonsbaserte metoder er gjengitt i de etterfølgende avsnitt.

Second sight TC remote gas detection system

Bennex tilbyr en inspeksjonsbasert metode for lekkasjeovervåkning som er basert på infrarød teknologi. Kameraet skal være i stand til å detektere gassutslipp på avstander fra 1 meter til 2000 meter. Løsningen består av et IR kamera som har et filter som slipper gjennom bølgelengder som tilsvarer de gassene de ønsker å overvåke. Figur 14 illustrerer hvordan en gasslekkasje vil bli synliggjort ved hjelp av dette kameraet. (Second Sight)



Figur 13 Second Sight TC

Kameraet finner nøyaktig utslippssted og viser tydelig hvor gasskyen befinner seg. Kameraet har ikke behov for kalibrering når det først er installert, men foretar en automatisk sjekk hver halvtime. Sjekken tar for seg vindusrenslighet, optisk justering og plassering av fokusplanet. Dette er med på å redusere frekvensen av falske alarmer, i og med at eventuelle forstyrrelser (skitten linse, ufokusert kamera, osv.) blir sjekket. (Second Sight)

Kameraet har en sensitivitet på 0,1 LEL meter for deteksjon av metan, 0,5 LEL meter for propan, 0,3 LEL meter for butan og 0,1 LEL meter for propylen. Kameraet er for øvrig i stand til å lagre data slik at man kan granske disse dataene dersom kameraet detekterer et utslipp. Ved bruk er kameraet operativt i miljøer hvor ute temperaturen varierer fra -10 °C til 55 °C, men snøvær og lignende vil redusere sensitiviteten og rekkevidden på dette kameraet. (Second Sight)

Kameraet fastmonteres på en tripod eller på et aluminiumsfundament og kan enkelt transporteres rundt i et prosessanlegg og plattformer. Kamerahuset er laget av aluminium og plast, har en dimensjon på 670 x 280 x 330 mm og veier 18 kilogram. (Second Sight) ”Kameraet har CE merking, men det er ikke EX-klassifisert. Det betyr at dersom man skal anvende dette kameraet på et prosessanlegg, eller tilsvarende, må man fremskaffe varmt arbeidstillatelse før bruk da kameraet i seg selv representerer en tennkilde. Kameraet har en kostnad på rundt 1 million kroner”²⁴.

Forward looking infrared radiometer (FLIR)

FLIR Systems er en produktutvikler og leverandør av utstyr som benytter infrarød teknologi for gassdeteksjon og vanlig termisk inspeksjon. Dette er en teknologi som egner seg for inspeksjonsbasert lekkasjeovervåking og termisk overvåking ved hjelp av termografikameraer. (Flir Company)

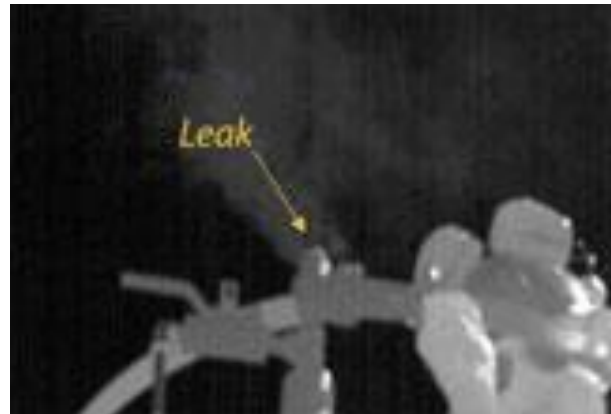
”FLIR GF320 er et inspeksjonsbasert håndholdt kamera som er i stand til å detektere gasslekkasjer. FLIR GF320 er ett mellombølge kamera (3-5µm) med et spesialfilter for VOC gass (flyktige organiske forbindelser) på 3.3 µm og kan ”se” gass. Det vil si det er i stand til å se endringen i luften fra refleksjonen fra ett legeme.”²⁵

”Rekkevidden avhenger av hvor store lekkasjer som skal identifiseres, men for små lekkasjer kan kameraet stå 5-10 meter i fra. Eksempelvis kan gass skyen være på 20 % LEL og rekkevidden være 20 m”²⁶. Ved hjelp av dette kameraet kan man skanne områder og se eventuelle lekkasjer i sanntid. Kameraet er for øvrig i stand til å detektere de fleste hydrokarbongasser og blandinger av disse (C₁ - C₁₀₊). (Flir GF320)

²⁴ Tlf Lars Tangedal, QM/HSE Manager, Bennex Group. (21.03.11)

²⁵ E- post, Morten Fredriksen, Produktsjef termografi, Presisjons Teknikk as (03.05.11)

²⁶ Tlf-samtale, Morten Fredriksen, Produktsjef termografi, Presisjons Teknikk as (03.05.11)



Figur 14 GF320

Dette kameraet har dimensjoner (300 x 132 x 152 mm) og veier bare 2.4 kilogram. Kameraet har CE merking, men det er ikke EX-klassifisert. (Flir GF320) Dette innebærer de samme restriksjonene i bruk som for Second Sight sitt kamera. ”GF320 kameraet har en kostnad på rundt 560 000 NOK”²⁷.

Fordelen med infrarøde kameraer som eksempelvis FLIR og Second Sight er at de er relativt enkle i bruk, dersom man har gjennomført nødvendig opplæring. Man kan også benytte disse kameraene til å se på rør eller utstyr som er plassert i høyden, slik at man slipper stillas eller lignende for å komme til. Dette forenkler arbeidsprosessene signifikant. Kamera er utstyrt med GPS, slik at man kan logge hvor man identifiserte lekkasjen med relativ god nøyaktighet. Kameraet har innebygget hardisk slik at man har muligheten til å se på dataene i etterkant og på en enkel måte illustrere ovenfor operatør og beslutningstakere hvor omfattende en lekkasje er og hvor den kommer fra. Ulempen med slike kameraer er at de er sensitive ovenfor snø og uvær. (Flir systems) (Johan Tegstam, 2009)

Fordelen med infrarøde kameraer som eksempelvis FLIR og Second Sight er at de er relativt enkle i bruk, dersom man har gjennomført nødvendig opplæring. Man kan også benytte disse kameraene til å se på rør eller utstyr som er plassert i høyden, slik at man slipper stillas eller lignende for å komme til. Dette forenkler arbeidsprosessene signifikant. Kamera er utstyrt med GPS, slik at man kan logge hvor man identifiserte lekkasjen med relativ god nøyaktighet. Kameraet har innebygget hardisk slik at man har muligheten til å se på dataene i etterkant og på en enkel måte illustrere ovenfor operatør og beslutningstakere hvor omfattende en lekkasje er og hvor den kommer fra. Ulempen med slike kameraer er at de er sensitive ovenfor snø og uvær. (Flir systems) (Johan Tegstam, 2009)

²⁷ Tlf-samtale, Morten Fredriksen, Produktsjef termografi, Presisjons Teknikk as (03.05.11)

5.2.2 Infrarød punkt-gass detektor:

En infrarød punkt-gassdetektor består av en sender og en mottaker. Senderen er en enhet som avgir en infrarød stråling med en bestemt bølgelengde (avhengig av hvilken gass man ønsker å detektere) og mottakeren er en enhet som er kalibrert til å detektere intensiteten til denne strålingen. Dersom man har gass til stede, vil gassen absorbere lysenergien (intensiteten) til den infrarøde strålingen som senderen avgir, og mottakeren vil registrere avviket i lysenergi. Når punkt-gassdetektoren har registrert et slikt avvik (reduert lysintensitet), vil det bli generert en alarm. Rekkevidden til infrarøde punkt-gassdetektorer er begrenset til det nærmeste området som omgir detektoren, og styres av mye av vindretningen (gassen må komme inn i detektoren). (Oldham)

De infrarøde punkt-gassdetektorene sender ut stråling med en bølgelengde på $3,3\mu\text{m}$ da disse bølgelengdene er ypperlige for å detektere hydrokarboner. Utfordringen med å detektere gass ved denne bølgelengden er at vanddamp/vanddråper også absorberer stråling ved denne bølgelengden, noe som kan skape forstyrrelser og generere falske alarmer. Infrarøde punkt-gassdetektorer angir konsentrasjonen av gassutslippet i % av gassens nedre eksplosjonsgrense (LEL). (Arild Amundsen, 11.04.03)

”Infrarøde punkt-gassdetektorer krever lite vedlikehold da gassen ikke vil berøre selve optikken inne i detektoren. Typisk garanti er mellom fem og ti år men holder som regel en del lengre enn det. Detektorene kan vaskes med brillereus utenpå linse, men det er kun fabrikat som er kvalifisert til å åpne detektoren.”²⁸

En infrarød punkt-gassdetektor vil bli beskrevet i det etterfølgende avsnittet.

Simrad GD10P IR

Simrad GD10 som avbildet i figur 15 er en eksplosjonssikker fastmontert detektor som overvåker det infrarøde varmestrålingsspekteret. Når gass kommer inn endres strømmen proporsjonalt med gasskonsentrasjonen og det blir utløst en alarm på kontrollrommet. Detektoren detekterer hydrokarboner og CO_2 , fra gass eller oljedamp og er i stand til å overvåke miljøer hvor temperaturen varierer mellom -40 og 65 °C. Detektoren er designet for bruk på plattformer, prosessanlegg eller andre ønskede lokasjoner på land. (Simtronics), (Simtronics group) ”Detektoren er bygget i rustfritt stål og er godt vær beskyttet, noe som gjør denne attraktiv for utfordrende steder. Koster midlertidig ca 10 000 NOK”²⁹

²⁸ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)

²⁹ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. 03.05.11



Figur 15: Simrad GD10 IR

5.2.3 Metan sniffer metode:

Metansniffere benyttes for å detektere en metanlekkasje i vann. Metansniffere tilhører gruppen punktsensor og dekker bare et lite område akkurat der snifferen står. Snifferen er følsom og kan fange opp små lekkasjer, men er avhengig av at lekkasjen skjer hvor snifferen er stasjonert og værforhold. Strømning i sjøen kan frakte metan bort fra sensoren(e) og kan da risikere at lekkasjen ikke blir oppdaget.

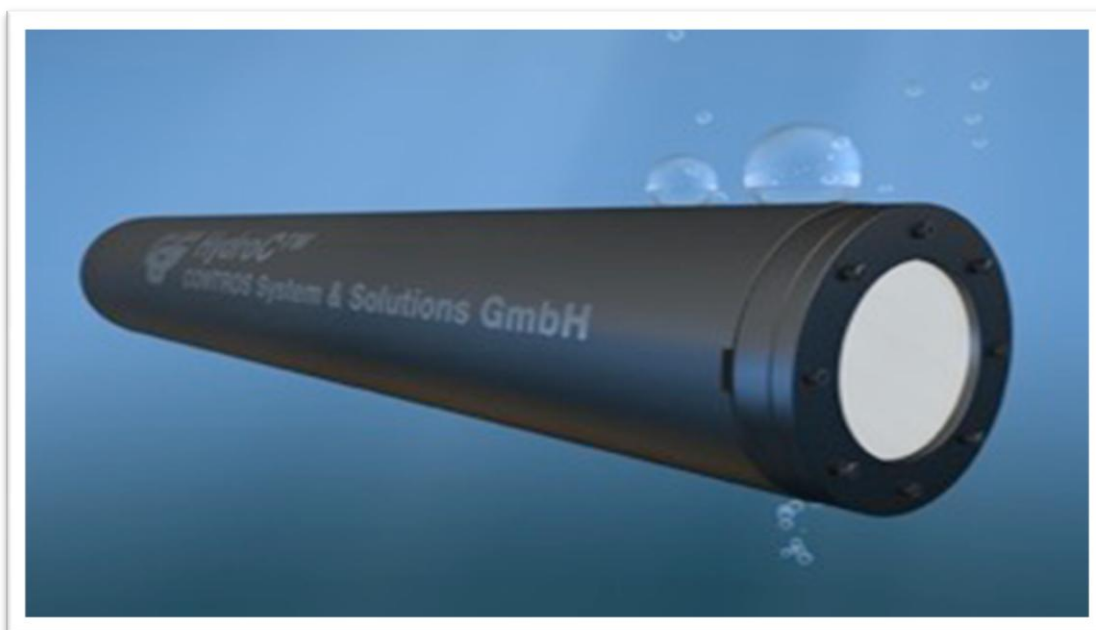
(DNV-RP-F302, 2010)

Det finnes i hovedsakelig to typer metoder som kan benyttes, men begge metodene baserer seg på at metan diffunderer over en membran og inn i et sensor kammer. Denne rapporten beskriver den ene metoden, såkalt optisk NDIR metode som baserer seg på at metan konsentrasjon blir målt ved bruk av nær infrarødt lys. Ved denne bølgelengden vil metan absorbere infrarødt lys på grunn av symmetrien i molekylene. Dette blir registrert ved at den infrarøde strålen på mottakeren blir dempet. (DNV-RP-F302, 2010). I følgende avsnitt blir denne metoden beskrevet.

Contros HydroC™:

Contros leverer en metansniffer som detekterer metangassen fra et utslipp dersom gasskyen passerer sensoren. Da vil gassen gå gjennom en tynnfilm kompositt membran og inn i et kammer hvor gassen identifiseres med infrarøde stråler. Typisk deteksjonstid er 10 sekunder, noe som innebærer at gassen må ha en oppholdstid inne i dette kammeret i den perioden. Rekkevidden til dette systemet er minimal, gassen må faktisk passere sensoren og diffundere inn i sensor kammer. (Contros)

Denne metansnifferen benyttes både til inspeksjonsbaserte formål, ved at den kan kobles til en ROV, og til permanent lekkasjeovervåkning. Da vil sensoren festes til et rør eller til en brønnramme. Dette er typisk på steder med flere lekkasjekilder, og hvor man ønsker spesiell overvåkning. Sensoren kan operere på havdyp ned til 6000 meter, men krever vedlikehold en gang i året. Metoden egner seg kun for overvåkning av gassutslipp under vann. Sensitivitet er 100 nmol/liter eller 50mikromol/liter. Dimensjon: d=90mm, L=526mm.) vekt= 2.4 Kg i vann (se fig. 16). Denne sensoren er også laget slik at den kan gå i en sovemodus dersom strømforsyningen er begrenset, eller at man ikke trenger overvåkning. (Contros)



Figur 16 CONTROS HydroCTM (Tillatelse av CONTROS Systems & Solutions GmbH)

5.2.4 Infrarød linjegass detektor:

En infrarød linjegass detektor fungerer med samme prinsipp som infrarød punkt-gass detektor som er beskrevet i kapittel 5.2.2 , ved at mottakeren registrerer en reduksjon i lysintensiteten til den infrarøde strålingen dersom det befinner seg gass mellom sender og mottaker. (Prosessinstrumentering) Linjegass detektorer benyttes dersom man ønsker å overvåke et større område (5 – 200 meter). Dette kan være områder hvor man ønsker å overvåke at det ikke kommer gass inn i en bygning gjennom ventilasjonsanlegg etc.

Linjegassdetektorene sender ut en infrarød stråle, som regel med en bølgelengde på 2,3 μm . Dette er en bølgelengde som vil avsløre de fleste gasser, men selve sensor systemet vil bli mindre sensitivt. Dette fordi gassen absorberer mindre av den infrarøde strålingen ved denne bølgelengde, ergo så vil lysintensiteten ikke bli så redusert dersom en gass passerer sensoren. Fordelen med å sende ut infrarødt lys ved denne bølgelengden er at vanndamp ikke absorberer lysenergien, og man får da heller ikke generert falske alarmer på grunn av vanndamp. (Arild Amundsen, 11.04.03) Dette er en viktig egenskap, fordi personell vil miste tillitt til systemene dersom man får for mange falske alarmer.

Infrarøde linjegassdetektorer måler gassen i LEL meter og vil ikke kunne skille mellom en liten gass sky med høy gasskonsentrasjon, eller en stor gass sky med lav konsentrasjon. Eksempelvis så vil en gass sky på en meter og 100 % LEL gi en avlesning på 1LELmeter, likt som en gass sky på to meter og 50% LEL vil også gi en avlesning på 1LELmeter. ”Detektorene fanger opp både gass og gassen som oppstår av oljedamp og har vanligvis en sensitivitet på 0-5 LEL meter.”³⁰

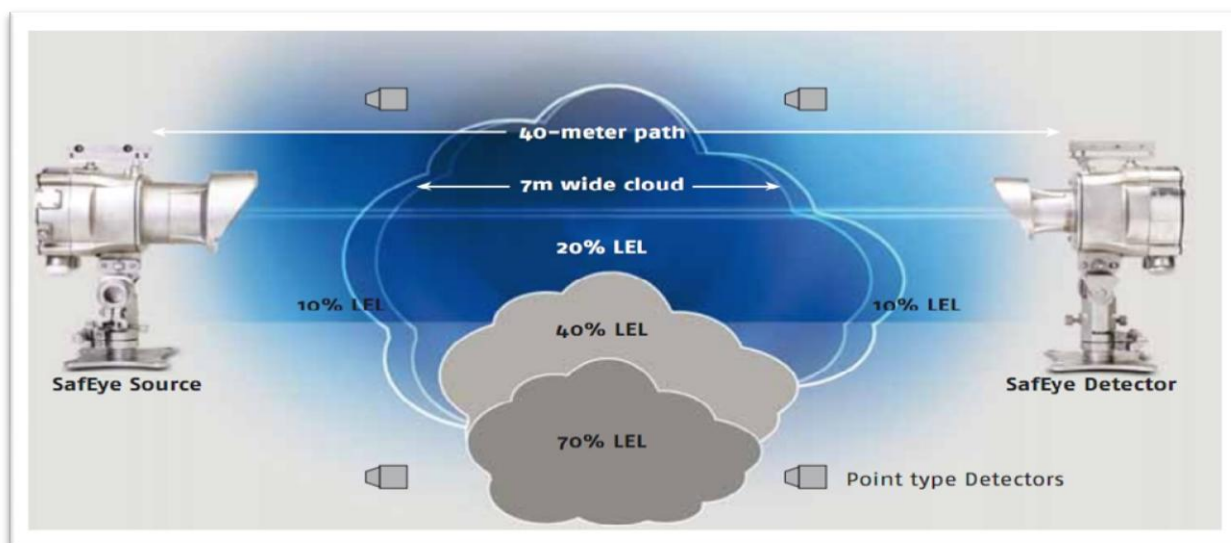
Typiske bruksområder for linjegassdetektorer er plattformer og prosessanlegg. Kan plasseres ved ventilasjonsutløp med stor fordel.

SafeEye Xenon 700. Open Path gassdeteksjons system:

SafeEye Xenon 700 er en EX- klassifisert linjegassdetektor som overvåker det infrarøde varmespekteret. Den detekterer hydrokarbongasser fra C_1 til C_8 med en rekkevidde opp til 140 meter, og har en veldig kort responstid på tre sekunder. Den er designet i stål og vil være operativ i temperaturer fra $-40\text{ }^\circ\text{C}$ til $55\text{ }^\circ\text{C}$. Leverandøren påstår at den ikke blir påvirket av snø, tåke eller uvær og at den ikke vil avgi falsk alarm på grunn av varmestråling som kommer fra sol, flammearn eller andre eksterne IR- kilder. ”Detektoren måler fra 0 til 5 LEL meter, detekterer gass og avdamp fra olje og koster ca 50 000 NOK”³¹
(Spectrix)

³⁰ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)

³¹ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)



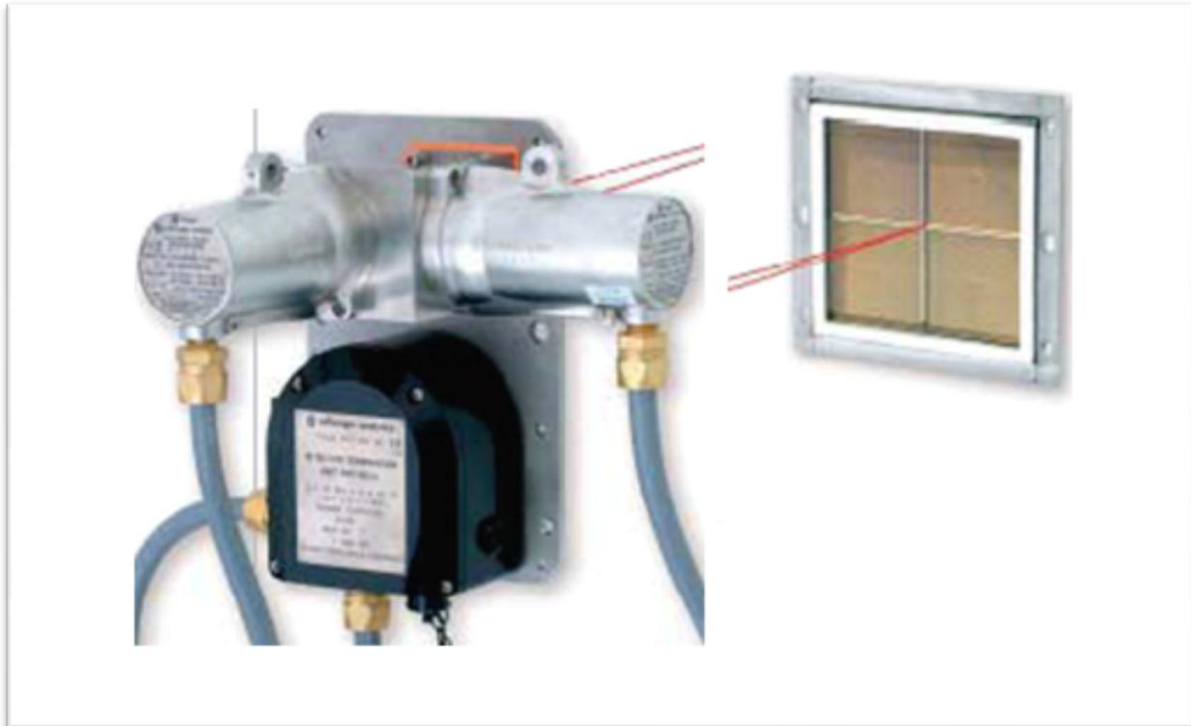
Figur 17 Linjegassdetektorer+LEL

Sieger excel ir beam open path cross- duct:

Sieger open path cross-duct er en klassifisert infrarød linjegassdetektor som baserer seg på infrarød lysenergi som blir absorbert, som er beskrevet i kapittel 5.2. Cross- Duct er at sender og mottaker er montert vinkelrett i forhold til hverandre, som vist i figur 17, noe som gjør detektoren godt egnet for installasjon i eksempelvis ventilasjonskanaler. Detektoren er i stand til å detektere C₁- C₆ samt Etylene, Propylene, Butadiene, Etanol og Metanol. Denne detektoren kan ha en rekkevidde opp til 200 meter avhengig av miljøparametere. Detektoren er en fastmontert detektor som brukes ved prosessanlegg og andre typiske landanlegg. Typiske plasseringsområder er blant annet ved HVAC inntak og i ventilasjonskanaler men bredde opp til 5 meter. (Honeywell)

I følge utvikler har detektoren høy følsomhet, spesielt på HC gasser, mens vanndamp og giftgasser vil ikke forstyrre detektoren. Detektoren kan benyttes i ”inert” atmosfære og skal kreve lite vedlikehold. (Honeywell) ”Prisen på denne detektoren er ca 70 000 NOK og måler fra 0 til 100 % LEL og detekterer gass og avgass fra olje. Dette er litt spesielt med denne og er nok fordi den ”vet” avstand og diameter om den står i kanaler.”³²

³² Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)



Figur 18: Sieger Excel IR "Open Path" "Cross-Duct"

5.3 Laser teknologi

Laser står for , Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation. Alt lys oppstår grunnet at elektroner skifter baner rundt atomene (fra ytre baner som er mer energiladet og innover). Da frigjøres fotoner, som er "selve" lyset. En laser kontrollerer hvordan fotonene frigjøres (Stimulated emission) slik at man får et veldig retningsbestemt og konsentrert lys. Disse får en bølgelengde (farge) som er bestemt av elektronets energinivå når fotonet frigjøres. (How stuff works)

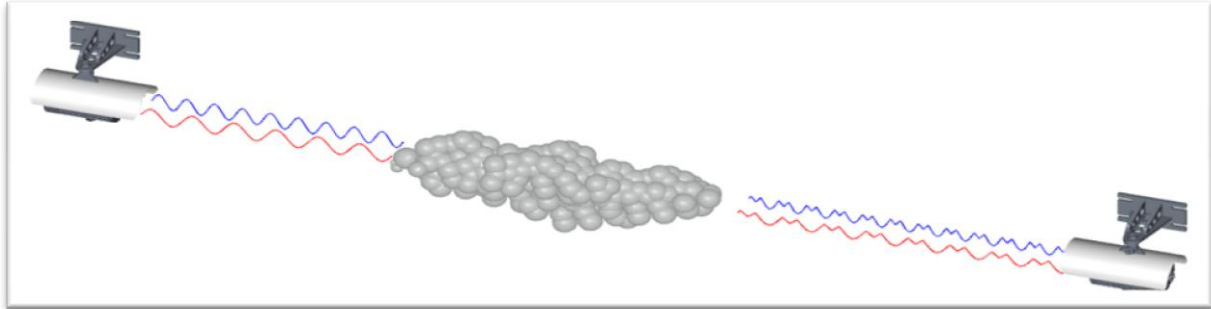
Mange gasser påvirker laserlys, ved bestemte bølgelengder. Disse forandringene utnyttes ved gassdeteksjon. Bølgelengde, refleksjoner, amplitude, kan alle bli endret på forskjellige måter. Som ved tolkning kan gi oss svært detaljert informasjon. (How stuff works)

I følgende avsnitt vil det bli presentert en linjegass detektor som baserer seg på laser teknologi.

Senscient Enhanced Laser Diode Spectroscopy (ELDS)

"Senscient ELDS er en laser linjegassdetektor som baserer seg på laser prinsippet og at gass absorberer lysenergien til sensoren, som figur 19 viser, på samme måte som infrarød linjegassdetektor som er beskrevet i forrige kapittel. Leverandør påstår at laserdetektoren er fem ganger mer sensitiv enn infrarød linjegassdetektor og kan fungere som normalt med opp

til 95 % siktreduksjon og dermed vil være mer stabil enn andre gassdetektorer. Det som er spesielt med denne modellen er at den sender ut to forskjellige laserstråler (med bølgelengde 1×10^{-4} til 1×10^5 meter) og vil kunne detektere mange giftige og brennbare gasser. Eksempelvis H_2S som er en giftig gass som ikke infrarøde sensorer vil detektere.



Figur 19 Laser linjegass detektor med to laserstråler.

Ellers kan detektoren detektere de fleste hydrokarbon gasser, eksempelvis C1 til C4. Detektoren er å få i 3 forskjellige rekkevidder som detekterer fra 5 meter og opp til 200 meter. Forskjellen er kun at sender som sender ut laserstrålene er kraftigere etter hvor lang rekkevidden er. Detektoren koster ca 100 000 NOK og detekterer gass og avgass fra olje.³³

5.4 Radarbasert teknologi

Dette kapitlet tar for seg metoder for fjernovervåking av oljelekkasjer ved hjelp av radarbasert teknologi. Radar baserer seg på radiobølger som har lav frekvens og tilegner seg derfor egenskapen til å bre seg utover store områder i omgivelsene. Disse bølgeene sender kommunikasjonsinfosignaler gjennom luften som gjør at informasjonen overføres trådløst. Når radiobølger går gjennom en ledning kan det omformes til lyd eller andre infosignaler. (Wikipedia (27.01.11))

Radarbasert teknologi kan benyttes til å oppdage, posisjonere og arealbestemme et oljeutslipp. Denne teknologien kan også klassifisere utslippet med hensyn til bekjempbarhet, mengde, type etc. I tillegg kan man benytte prognoseverktøy (værvarsel, oljens forflytting og oljebudsjett dvs. nedblanding, fordamping mv) for å estimere utbredelsen av utslippet i tiden fremover. Grunnlaget for all bruk av radarteknologi for oljedeteksjon har vært at radarekkoet fra sjøoverflaten blir dempet når det ligger en oljefilm på sjøoverflaten. Figur 20 Refleksjon på havoverflaten. Olje forårsaker at refleksjonene får en annen retning. Dette gir en kontrast som sammen med teksturmessig/romlig vurdering under gitte forhold gir en god deteksjonsevne for mulige oljefilmer. (NOFO, 2009)

5.4.1 Synthetic Aperture Radar (SAR)

Synthetic Aperture Radar (SAR) er en radar som inneholder en aktiv mikrobølgesensor. Dette betyr at sensoren sender ut energi mot målet, som reflekteres og analyseres av sensoren. Olje

³³ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)

demper bølgene og danner flak på havoverflaten, alle mikrobølger vil da reflekteres bort fra radaren og området vil vise i bildet som svarte områder og blir synlig ved SAR. (FIGUR)

SAR brukes på mobile enheter som fly eller romfartøy for deteksjon av oljeflak på sjøoverflaten. Prinsippet er at en antenne sender ut signaler/energi mot et mål, og at energien blir reflektert når den treffer målet. Energien er radiobølger med bølgelengder på 1 mm til 1 m. Ut i fra posisjonen til antennen vil den motta signalene/ekkebølger for registrering og lagring. Alle elementene blir samlet for å skape et bilde av målet. (NOFO, 2009)

5.4.2 Flybasert SAR

Flybasert SAR baserer seg på bruk av moderne radarteologi i en kompakt innpakning. Det foreligger et bredt utvalg av operasjonelle modi. Dette betyr at en flybasert SAR kan programmeres til å virke som en SLAR (side looking airborne radar) i tradisjonell forstand, en høyoppløselig SAR som ligner en satellitt SAR, eller den kan programmeres til å virke i et stort antall andre moder som kan skreddersys etter brukerens behov. I motsetning til en konvensjonell radar (SLAR eller navigasjonsradar) genereres ikke data for hver utsendt puls, men en tidssekvens av pulser settes sammen til å generere et mer detaljert bilde. Denne sammenstillingen gjøres i en digital prosessor, en meget spesialisert enhet. I dag realiseres denne type løsninger på enkle PC baserte systemer. Denne prosesseringen er også meget raskt, slik at bildet/data foreligger umiddelbart etter at de er samlet inn. En viktig fundamental egenskap ved flybasert SAR er at detaljoppløsningen i prinsippet er helt uavhengig av avstanden. Dette betyr at skarpe bilder kan oppnås på veldig store avstander med samme kvalitet som de som hentes inn på korte avstander. Typisk monteres en SAR på siden av et fly eller helikopter. Dersom begges sider skal betjenes, benyttes en enkel pod under flyet.

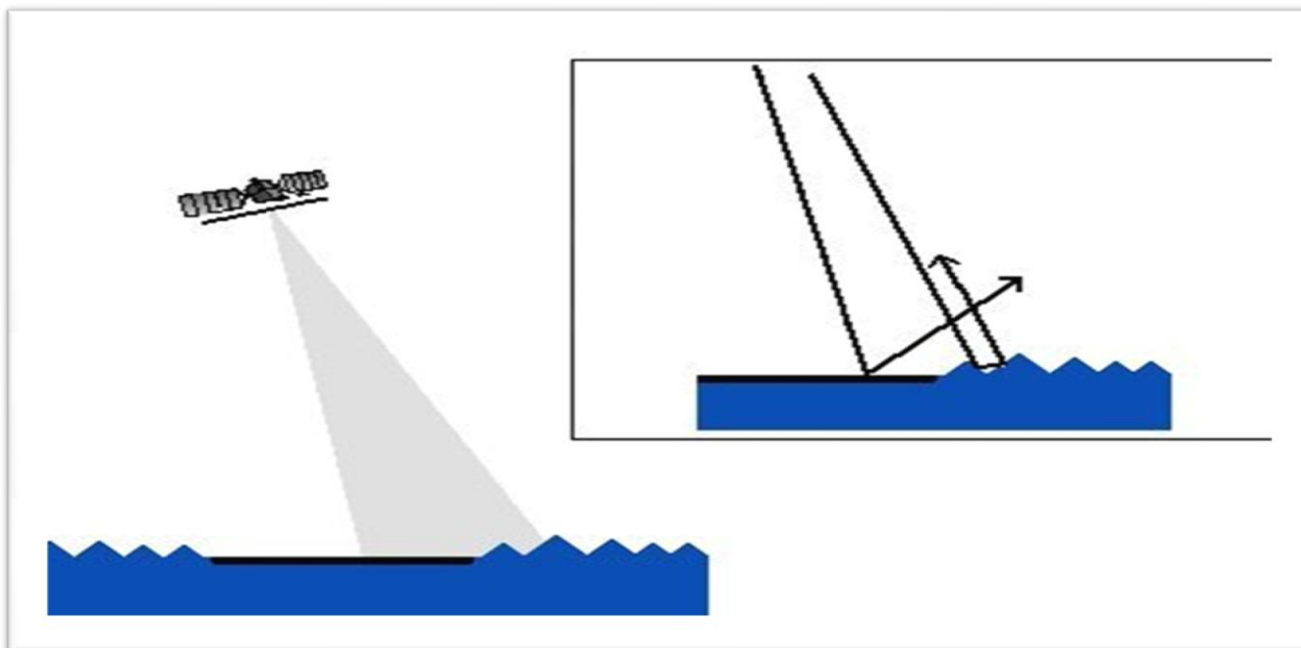
Den minste SAR har følgende egenskaper. Maksimal oppløsning på 30x30 cm på alle avstander. Maksimal rekkvidde på 20 km, 90 GRADER dekningsområde ved fast montasje og 360 GRADER ved dreibar plattform. Eksempel på bilde tatt av flybasert SAR er vist i figur 22.

(NOFO, 2009)

5.4.3 Satellittbasert SAR

I SAR bilder skiller områder med olje seg ut ved å fremstå som mørkere enn omkringliggende sjø. Olje kan avbildes av SAR fordi mineralsk olje demper de korte bølgene på havoverflaten (se figur 19). Viktige egenskaper i forhold til oljedeteksjon er radarens bølgelengde og polarisasjon. (NOFO, 2009)

Tross SAR systemets unike egenskaper med hensyn på oljedeteksjon av store areal finnes noen begrensninger. Jo større areal som skal dekkes jo mindre oppløsning får bildene. For eksempel 500x500 km areal får en romlig oppløsning på 100 m, mens 25x25 km får en romlig oppløsning på 8 m. sistnevnte brukes ofte ved overvåking av mindre areal i begrensede områder (for eksempel en pågående oljevernaksjon). I tillegg kan falske oljedeteksjoner forekomme i et SAR bilde. Naturlige filmer(substanser fra plankton og fisk), tynn is, regnceller, sandbanker og lignende er eksempler på fenomen som kan skape mørke strukturer i et SAR bilde. En satellitt kan kun avdekke en mulig oljelekkasje og brukes i kombinasjon med verifikasjon fra fly, helikopter eller skip. (NOFO, 2009)



Figur 20 Refleksjon på havoverflaten. Olje forårsaker at refleksjonene får en annen retning

Fordeler er at SAR kan avdekke olje gjennom et skydekke og avbildning kan foregå like bra om natten som om dagen. Hvor ofte et havområde kan sjekkes med satellittbasert SAR styres av antallet radarsatellitter, deres baner og typer radarsensorer. I dag er antall passeringer over områder i Nordsjøen ca 1,5 pr. døgn. (NOFO, 2009)

Kongsberg Satellitt service (KSAT)

KSAT benytter seg av satellitt systemet SAR (synthetic aperture radar) som tar bilder av jordens overflater, og kan detektere oljeflak til sjøs (se fig. 21) Disse dataene/bildene blir overført til et kontrollrom, KSAT der de blir analysert for mulige oljeutslipp. Myndigheter kan bli varslet innen 30 min. overpass. På denne måten kan det gjøres tiltak raskt og det kan samles bevis. Dette er en av de viktigste sensorene for kartlegging av det marine miljøet. (NOFO,2009)

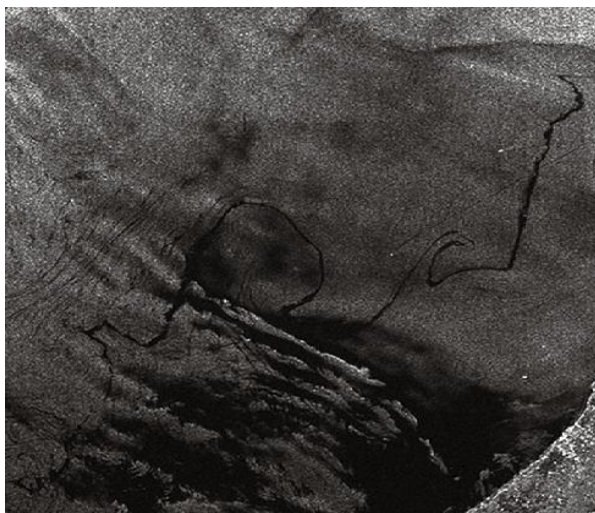
Satellitter er plassert 4-800 km over jordoverflaten. Disse satellittene sirkler rundt jorden med avansert utstyr for å lese informasjon fra jordens overflate. Satellitter som sirkler fra pol til pol kalles polarbane satellitter og KSAT med sin unike geografiske beliggenhet nær begge polene kan gi rask tilgang til data fra disse satellittene fra hvor som helst i verden. KSAT sin overvåkningstjeneste er basert på satellitter utstyrt med SAR har den evnen til å utforme bilder som kan gi omfattende dekning av jordens overflate uavhengig av mørke og skydekke, og har derfor blitt en av de viktigste sensorene for operasjonell overvåking av marine miljø. (KSAT, 2010)

Selskapet opererer for tiden fire bakkestasjoner, Tromsø Stasjon på 69 ° N, Svalbard Satellittstasjon (SvalSat) ved 78 ° N, Grimstad, (Sør-Norge) ved 58 ° N og TrollSat (Antarktis) ved 72 ° S. Disse stasjonene har alle direkte datainnsamlingsystemer som tilegner seg rådata fra satellitter direkte til disk. KSAT laster ned data fra mer enn 50

jordobservasjonssatellitter, inklusive 10-15 relevante høy oppløsning SAR og optiske EO satellitter. (KSAT, 2010)

Norsk oljevernforening (NOFO) har brukt tjenester fra KSAT for overvåking av områdene på og rundt offshore installasjoner i flere år, i tillegg til andre overvåking. KSAT har nylig fornyet en langsiktig kontrakt med alle oljeselskaper som opererer på norsk kontinentalsokkel gjennom NOFO. (NOFO, 2009)

Noen oljeselskaper har opplevd å bli beskyldt for ulovlige utslipp som faktisk er forårsaket av dumping fra forbigående skipstrafikk. Informasjon om olje og forbigående skip fra satellittbilder kan i slike tilfeller gi verdifull informasjon som dokumentasjon i tilfelle slike falske anklager. (KSAT, 2010)



Figur 21 Bilde tatt av satellitt (FOTO: UKJENT)



Figur 22 Bilde tatt av fly (FOTO:UKJENT)

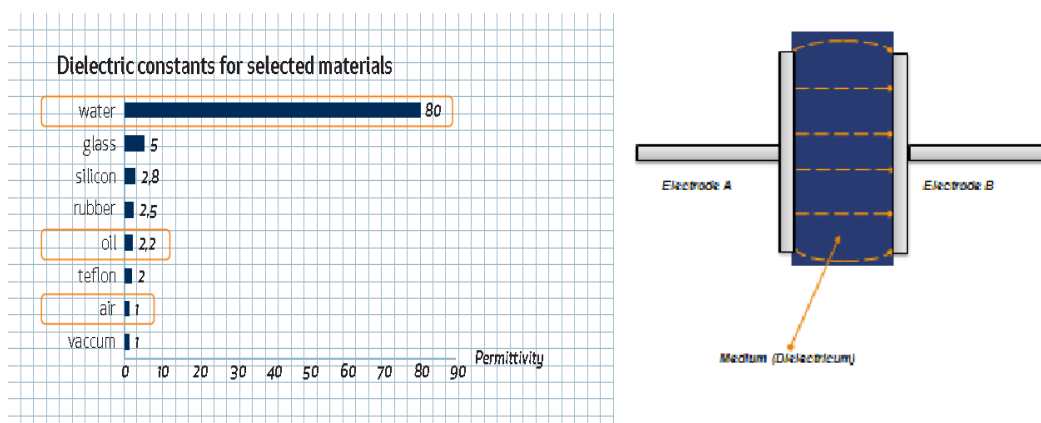
Fordeler ved bruk av satellitter for overvåking av oljeflak er at man kan på denne måten dekke store områder av sjøbildet. Satellitten kan operere uavhengig av vær og lysforhold. Har mulighet for å overlappet mange eksisterende overvåkningsfartøyer. I tillegg kan informasjon fra satellitter hjelpe båter og fly til å samarbeide om å bekrefte mulig oljesøl. (NOFO, 2009)

5.5 Kapasitans metode

I dette kapitlet blir prinsippet for en kapasitans metode presentert. I kapittel 5.5.1 blir selve sensoren presentert, mens i det etterfølgende avsnitt Phaze Technology som leverer en sensor av denne typen.

5.5.1 Kapasitans metode

En kapasitiv detektor består av to elektrisk ladde elektroder adskilt av et medium. Kapasitansen er direkte proporsjonal med den dielektriske konstanten til media mellom de to elektrodene. Grunnet de store forskjellene i egenskapene til vann, olje og gass vil den målte kapasitansen være veldig forskjellig avhengig av hvilket medium sensoren er i kontakt med. Ved å endre dielektrikum, endres kapasitansen. Lekkasje må fanges opp av en kollektor. Fordi gass/olje er lettere enn vann vil dette stige og begynne å fylle opp kollektoren. Når nivået er stort nok, vil sensorvinduet komme i kontakt med det lekkende mediet. Sensoren vil da registrere en endret kapasitans og dermed sende ut et endret signal. Sensoren monteres typisk i taket av en manifold eller juletre. Populært forklart fungerer den analogt med en røykdetektor i et hus.



Figur 23 Dielektrisk konstant for noen valgte materialer (Illustrasjon: Phaze datablad)

Illustrasjonen i figur 23 viser at vann har en vesentlig annen dielektrisk egenskap enn olje og gass (luft). Det betyr at sensoren vil være mer sensitiv (mindre gass som skal til for å generere en alarm) for et gass- eller oljeutslipp i vann enn i luft. (DNV-RP-F302) Det finnes flere kapasitans metoder, hvorav en blir beskrevet nedenfor.

Hydrocarbon leak detector (HLD):

HLD er et kapasitivt instrument som benytter seg av forskjellen i de dielektriske egenskapene til vann, olje og gass. Sensoren måler mediet den er i fysisk kontakt med. Normalt er dette sjøvann og den sender da et signal på 4mA. Dersom sjøvannet blir fortrent av olje eller gass vil dette ha en annen dielektrisk verdi og signalet vil øke i styrke fra 4mA til maks 20mA.

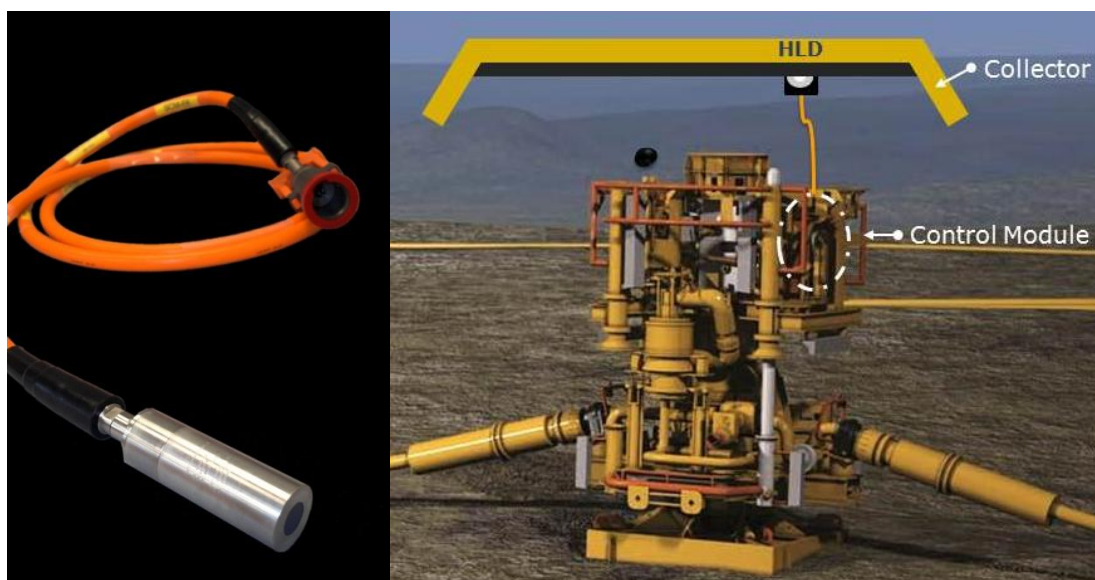
Instrumentet blir typisk montert over et potensielt lekkasjepunkt under en såkalt kollektor (oppsamler). Hensikten med kollektoren er å være en oppsamler som gassen/oljen kan samles under. Dette kan være taket på juletreet, eller taket i beskyttelsesstrukturen over en brønnramme eller en manifold. Dette taket må være tett. Ved et olje eller gassutslipp vil disse hydrokarbonene være lettere enn vann, stige opp og fanges av kollektoren (beskyttelsesstrukturen over brønnrammen/ manifolden), se figur 24.

Sensoren er monteringsvennlig (4 montasjebolter), og testing av utstyret lar seg enkelt gjennomføre på land ved å måle forskjell mellom luft (20mA) og vann (4mA).

Dersom det er nødvendig å teste sensoren under vann på strukturen krever det en mye mer komplisert arbeidsprosess, og i noen tilfeller er det umulig da det krever at man har nok lagringskapasitet til gassen man ønsker å slippe ut. I slike tilfeller kan man benytte en ROV (med trykktank installert) for å teste sensoren.

Følsomheten til sensoren avhenger av plassering og volumet på kollektoren. Denne teknologien kan benyttes til å detektere relativt små mengder hydrokarboner men må være i fysisk kontakt med lekkasjemediet. Selve sensorvinduet er fremstilt av et glass/keram noe som gjør den hermetisk forseget og det trekker derfor ikke inn sjøvann i sensoren. Den er pålitelig og stabil over tid. Samme sensor kan benyttes på havdybder på over 4000 meter. Dette er kostnadseffektivt system.

Dette er det mest benyttede lekkasjeovervåkingsprinsippet på norsk sokkel. Instrumenter som har vært i bruk i 10år subsea fungerer like utmerket i dag.



Figur 24 Phaze HLD sensor

Målemetoden er effektiv, når andre medium med mindre elektrisk ledeevne enn vann kommer i kontakt med området endrer dielektrikumet seg, og sensoren gir raskt alarm.

5.6 Fluoriserende teknologi

Fluoriserende teknologi baserer seg på at visse væsker vil bli fluorisert når de blir utsatt for en umiddelbar energikilde for en kort periode. Energikilden er eksitasjonslys som gjør at lekkende fargestoffer vil vise en grønn eller rød farge i kontakt med lyset. Tidligere har denne metoden vært avhengig av ultrafiolett UV lys "svart lys" til visuelt å oppdage lekkende fluoriserende fargestoffer enten ved dykking eller undervannskamera. Denne metoden har vært ineffektiv og er avhengig av høye konsentrasjoner med fargestoff og optimal sikt. Nedesenkede "innstilte" fluorimeter som kan sende data opp til operatøren (på fartøy) gir en sanntidsvisuell overvåking på skjerm. Fluorimetrene kan måle konsentrasjonsnivåene til utslippet, slik at de kan si noe om lekkasjens størrelse og utbredelse. Det er også svært følsomme ovenfor en lekkasje og vil oppdage fargestoffet før man kan se den med det blotte øye. (Neptune Oceanographics, Jan 07)

Ulempen med denne metoden er at den har relativt dårlig rekkevidde, spesielt på store havdyp hvor det er lite lys til stede, og for å detektere en lekkasje må sensoren være i kontakt med mediet. I det etterfølgende vil det bli gjennomgått noen metoder som kan anvendes for å detektere fluoriserende fargestoff. (DNV-RP-F302, 2010)

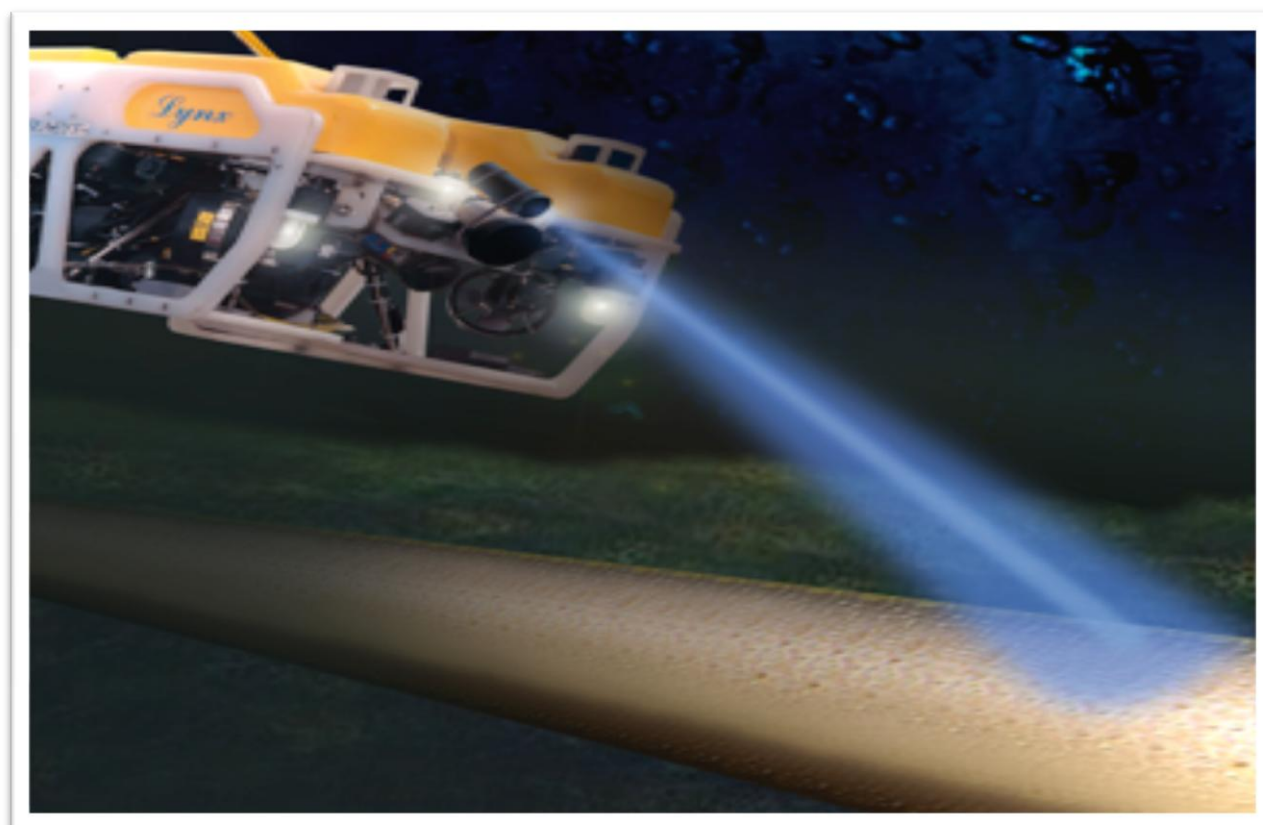
Neptune Oceanographic "Long Ranger" (fluorimeter)

Neptune Oceanographic tilbyr et system som består av to forovervendte lyskilder som produserer separate lysstråler av eksitasjonslys. Dette lyset vil utsette atomene i fargestoffet for energi og føre til at elektronene i fargestoffet hopper mellom skall og avgir energi i form av lys. Mellom de to eksitasjonslysene installeres en sensor som er i stand til å detektere det fluoriserende lyset som avgis dersom man har en lekkasje av den fluoriserende væsken (i.e. gass eller olje lekkasje). Mediet kan detekteres på 10 meters avstand, avhengig av sikt. (Neptune Oceanographics)

De to eksitasjonslysene avgir for øvrig et lys som har en unik bredde. Bredden på den første lysstrålen er på 40 centimeter og bredden på den andre lysstrålen er 10 centimeter. Lengden på lysstrålen er tre meter. Formålet med to lyskilder er at den brede vinkelstrålen detekterer tilstedeværelse av fargestoffet og en generell retning i forhold til ROV, mens den smale strålen gir en mer detaljert inspeksjon for å lokalisere lekkasjen. Eksitasjonslysene og sensoren monteres på en ROV for inspeksjonsbasert lekkasjeovervåking. Dersom en lekkasje oppstår vil fargestoffet vise grønt i dette lyset. Metoden benytter seg av fargestoffet fluorescein og sensoren kan benyttes på en dybde ned til 3000m og operere i temperaturer på 0 til 65 °C. Målingene får man fremstilt grafisk på PC. (Neptune Oceanographics)



Figur 23 Viser en gasslekkasje ved hjelp av eksitasjonslys og fluoriserende kjemikalier (FOTO: Neptune Oceanographics Ltd)



Figur 24 Sensoren plassert på ROV for inspeksjon (FOTO: Neptune Oceanographics Ltd)

5.7 Biologisk teknologi

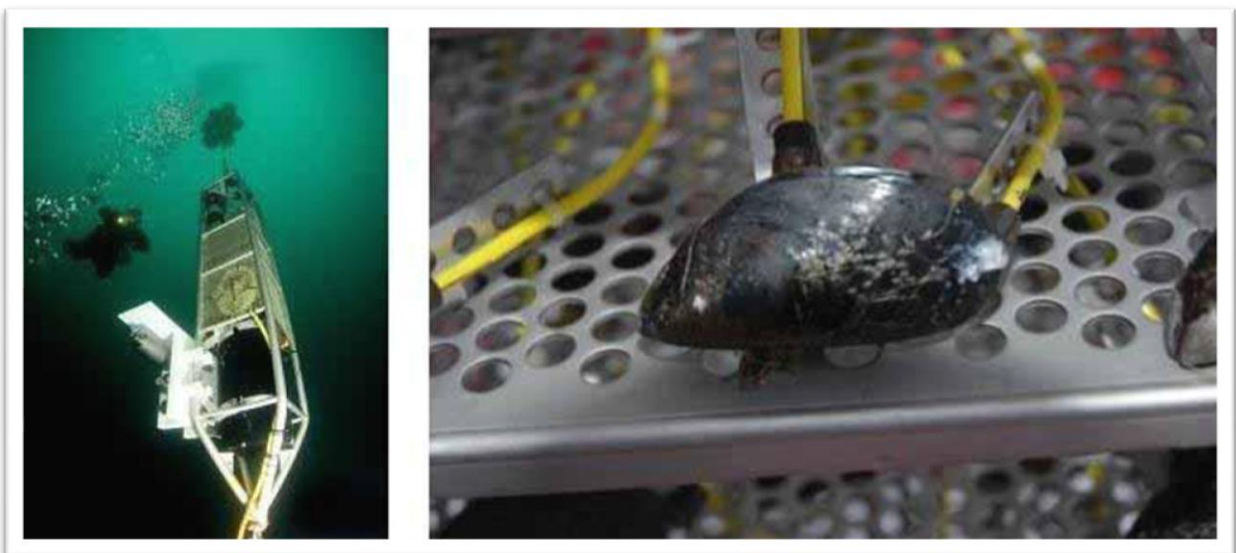
Biologisk teknologi betyr at det er biologiske sniffere, som mennesker, organismer eller dyr som oppdager gass eller olje. Opptrente hunder eller personell finner lekkasjen visuelt ved inspeksjon enten ved hjelp av odør eller lyd. Lukte etter lekkasje eller lytter etter produkt som lager lyd når det lekker ut av rørene, eller som Biotaguard som overvåker blåskjell som er beskrevet i neste avsnitt.

(Dr Jun Zang, 1996), (DNV-RP-F302, 2010)

BIOTAGUARD:

Bruker organismer for å detektere lekkasjer. Blåskjell er for eksempel en brukt organisme. Denne metoden begrenser seg i forhold til dybde på lekkasjepunkt. Har sensorer som registrerer hjerterytme, grader og frekvensen på åpne/ lukke mekanismen. For å finne ut hvor lekkasjen er, trenger man flere sensorer for å dekke området. Størrelsen på lekkasjen og strømmingen vil spille inn på sensitiviteten på sensorene/organismene. Organismene må være i direkte kontakt med mediet. (DNV-RP-F302, 2010)

Metoden er under testing på grunt vann, med tilgang til overflate fasiliteter. Brukes ofte i kombinasjon med andre sensorer. Benytter en kombinasjon av flere sensorer, såkalte andre og tredje parts datakilder for lekkasjeovervåkning. Når informasjon innhentes fra flere kilder brukes gjerne ordet multikilde-data. (DNV-RP-F302, 2010)



Figur 24 Blåskjell blir brukt som en biosensor for lekkasjedeteksjon

5.8 Akustisk teknologi

Akustikk er i dag læren om elastiske, mekaniske svingninger og bølger i gasser, væsker og faste stoffer, samt i overgangene mellom disse. Lydbegrepet er også utvidet i frekvens med ultralyd (høyere enn hørbare frekvenser) og infralyd (lavere enn hørbare frekvenser). (Wikipedia, 14.01.11)

Akustiske bølger er like som elektromagnetiske bølger, men baserer seg på lyd i stedet for lys og går dermed med lydens hastighet. Lydens hastighet i luft er ca 340 m/s. Lydens hastighet er mye tregere enn lysets hastighet og dermed får akustiske bølger andre egenskaper. Lydens hastighet vil endre seg etter hva mediet den går i. I vann vil den være nokså konstant på 1500 m/s, noe som er mye raskere enn på land. Frekvensen er lik i vann som på land. Hastigheten til lyden i stål er 5100 m/s. Dette tilsier at måleprinsippet for akustisk teknologi egner seg godt under vann, eller ved stålkonstruksjoner. Lydbølger er fysiske vibrasjoner av molekyler og kalles også trykkbølger. (Wikipedia, 20.04.11)

På steder hvor en potensiell lekkasje har større konsekvenser for mennesker, miljø og utstyr blir ofte akustiske sensorer med høy sensitivitet benyttet. For undervannsinstallasjoner blir ofte disse teknologiene benyttet. Sensorene kan også monteres på en rørvegg for å detektere vibrasjoner som genereres av en lekkasje eller tredjepartspåvirkning.

Sensorer som benytter seg av akustisk teknologi kan deles inn i passiv og aktiv akustisk og vil bli beskrevet i kommende delkapitler.

5.8.1 Aktiv akustisk sensor:

Aktiv akustiske sensorer er i stand til å sende ut pulsbølger som blir reflektert tilbake, avhengig av mediets impedans (tetthetsforskjell). Dette betyr at lydbølgene går gjennom et rom, for eksempel vann og treffer for eksempel bobler av gass/dråper av olje og blir reflektert tilbake til sensoren. Teknologien er ikke avhengig av at mediet må ha en spesifikk sammensetning, men mediets impedans må være forskjellig fra vann/luft. Denne metoden detekterer lekkasjer over et område angitt av rekkevidde på sensor. Denne sensoren egner seg godt for gass deteksjon i vann på grunn av impedanskontrasten mellom vann og gass. (DNV-RP-F302, 2010)

En aktiv sensor ser på impedans mellom sjøvann og gass siden denne forskjellen gir refleksjon. På fisk vil det være svømmeblæren som gir refleksjon. Olje har akustisk impedans som er ganske lik sjøvann og derfor er det vanskelig å finne en ren væske lekkasje med en aktiv sensor. En annen ulempe er at det må være fri sikt mellom lekkasje og sensor³⁴.

³⁴ E- post: Jens Abrahamsen, Direktør Naxys (02.05.11)

5.8.2 Passiv akustisk sensor:

For passiv akustiske sensorer skiller man gjerne mellom sensorer som overvåker lydbølger som forplanter seg, og sensorer som overvåker vibrasjoner som forplanter seg langs et rør eller annet utstyr. På land utstyres sensorene med mikrofon for å detektere lyd som går gjennom medier, eller en geofon for å detektere vibrasjoner langs rør eller utstyr. Under vann benyttes gjerne navnet hydrofon for disse sensorene. (API 1130, 2002)

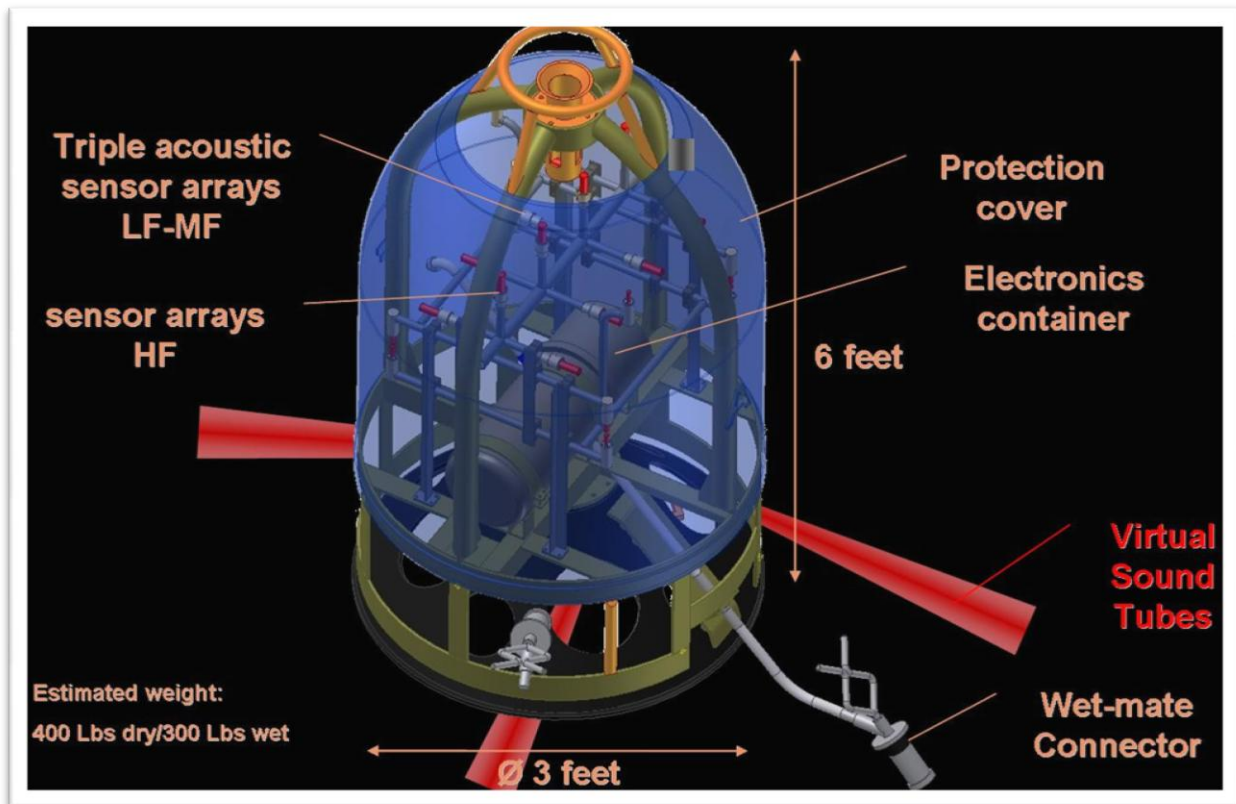
I vann baserer sensoren seg på en hydrofon som fanger opp trykkbølger eller lyd som dannes av lekkasjer/ sprekker som overføres gjennom strukturen eller vannet. Når gass lekker ut et hull i et rør med høyt trykk til utenfor med lavere trykk, vil det bli en bevegelse i røret og deretter i det utenforliggende mediet. Gassen vil ekspandere raskt (med turbulent strømning), noe som resulterer i en akustisk lyd. (API 1130, 2002)

Naxys

Naxys , som ofte omtales som et fugleburet (se figur 26), er en passiv akustisk sensor som brukes for lekkasjeovervåking av strukturer plassert under vann. Typisk struktur som ønskes å overvåke mht lekkasje er bunnrammer som inneholder ventiler og pumper, eller annet utstyr. (Naxys, 11.04.05)

Fugleburet består i hovedsak av en ramme med et 3 dimensjonal array av hydrofoner som samler akustiske data fra omgivelsene, en kontrollpod (elektrisk enhet) som tar seg av signalbehandling og strømforsyning/signal til denne via en ROV håndterbar wet-mate connector (dette er en kobler som kan kobles til og fra under vann uten at det oppstår jordfeil eller vanninntrengning). (Naxys, 11.04.05)

Denne sensoren er i stand til å lokalisere både retning og avstand til støykilden ut ifra plasseringen hydrofonene har i forhold til hverandre i fugleburet og tidsforskjellene når et akustisk signal oppfattes av hver mikrofon i arrayet. Dersom det er flere lydkilder på bunnrammen kan fugleburet, ved å analysere bølgeformene og retningen lyden treffer hydrofonene fra, sette opp "virtual sound tubes" slik at hver lydkilde kan monitoreres mest mulig uforstyrret fra andre lydkilder. Ved hjelp av kontrollpod kan fugleburet ut ifra transienter, bølgeformer og frekvensspekter på måledata identifisere om det er en lekkasje, motorstøy eller vibrasjoner den detekterer. Dersom det detekteres en lekkasje kan en i tillegg til lokasjon også kvantifisere størrelse på lekkasjeraten dersom trykket i røret og avstanden til lekkasjepunktet er kjent. Avstanden til lekkasjen beregnes av fugleburet ut ifra akustiske måledata og dersom trykket i røret er kjent kan en regne seg ut til støynivået(SPL [db]) i lekkasjepunktet på grunnlag av empiriske data som beskriver forholdet mellom lydnivå (SPL) i forhold til strømningsrate ($q[l/m]$) ved et gitt trykk (p) i røret det lekker fra. (Naxys, 11.04.05)



Figur 25 Naxys passiv akustiske fuglebur

Andre eksempler på hva som kan detekteres (og overvåke over tid) i tillegg til lekkasjer: støy fra lagre, pumper og motorer, vibrasjonsstøy og mekanisk stress. Fugleburet kan ikke kvantifisere størrelsene på mekanisk stress på samme måte som en lekkasje men akustiske måledata kan puttes inn i datamodeller, og en kan på denne måten få en indikasjon på tilstanden til objektet på grunnlag av dette. (Naxys, 11.04.05)

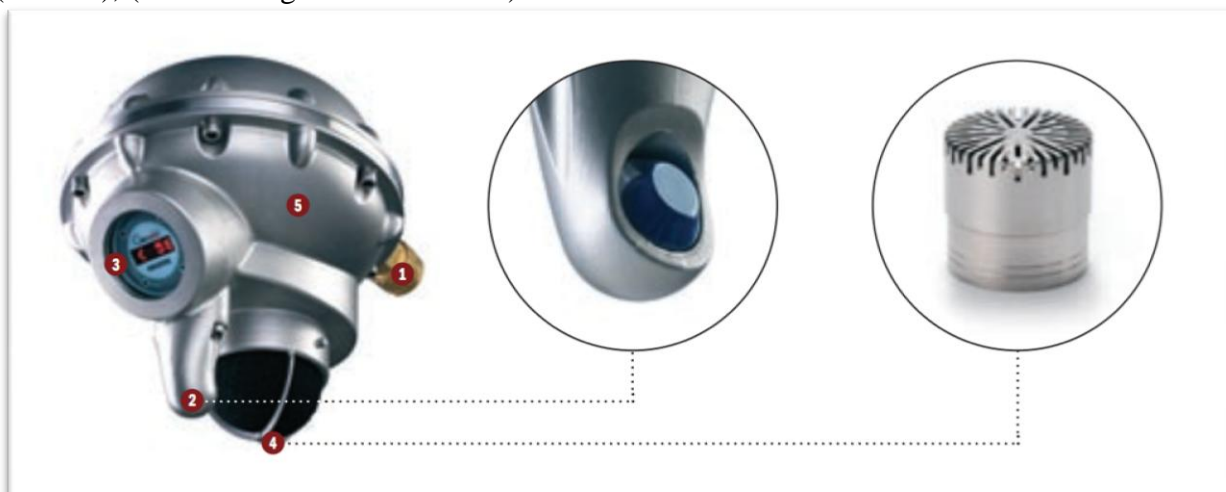
Sensorens plassering er viktig for å få optimale overvåkingsforhold. Plassering bør derfor alltid drøftes med kunde ut ifra faktiske forhold på bunnrammen. Fugleburet bør plasseres mest mulig fritt på strukturen, det vil si at store strukturelementer tett på buret i størst mulig grad unngås. Høy tetthet av struktur mellom mulig lydkilde/lekkasjepunkt og fuglebur vanskeliggjør nøyaktig lokalisering av lydkilde og i verste fall føre til at lekkasjen ikke detekteres i det hele tatt. (Naxys, 11.04.05)

Hydrofoner har i hovedsak veldig god rekkevidde fordi vann er et veldig godt transmisjonsmedium for akustiske bølger. Når en skal plassere lekkasjer/lydkilder nøyaktig, synker rekkevidden betraktelig dersom det som over nevnt er mye struktur mellom fuglebur og lydkilde. Rekkevidden til et fuglebur kan være opp mot 500 meter dersom det er lite struktur mellom fuglebur og lydkilde/lekkasje. En annen viktig parameter er selvfølgelig størrelsen på lekkasjen. Systemet er meget sensitivt til små lekkasjer. Det har blitt utført tester ved bruk av gass med differensial trykk på to bar, lekkasjeåpning på 0,6 mm. der gassen ble detektert av sensoren med plassering 5m. i fra lekkasjepunktet. (Naxys, 11.04.05)

Gasonic Observer:

Gasonic Observer er en passiv akustikk utstyrt med mikrofon. Denne sensoren er en stasjonærbar gasslekkasjedetektor som baserer seg på ultralyd. Sensoren er i stand til å reagere på ultralydstøy i frekvensområde 25- 70 kHz. Sensoren er i stand til å detektere gasslekkasjer med strømningsrater på 0,1 kg/s med opptil 20 m radius, men det må være over syv bars overtrykk i rørledningen i forhold til omgivelsene for at sensoren skal fungere.³⁵

Hvert 15 min. tester sensoren seg selv ved bruk av en ultralyd-sender som blir fanget opp av mikrofonsystemet i senderen. Virker den ikke som den skal, vil den gi feilmelding. Detektoren kan monteres for seg selv, eller i en såkalt sløyfe med andre komponenter. (Bennex), (Ultrasonic gas leak detector)



Figur 26 Gasonic Observer

Figur 26 Gasonic Observer viser hva en slik sensor inneholder av komponenter. I punkt nr. en har man et elektrisk tilkoblingspunkt (konnettor), i punkt nr. to en ultralydsender som brukes i forbindelse med selvtest, i punkt nr. tre en skjerm som viser måler i sanntid, i punkt fire en ultralyd mikrofon og i punkt fem en intern terminering (hvor kabel blir tilkoblet). (Bennex), (Ultrasonic gas leak detector)

Sensoren er i stand til å legge inn faktorer som lekkasjestørrelse den skal reagere på, gasstrykk og bakgrunnsstøy. Slik kan detektoren fungere optimalt etter ønsker fra kunder. (Bennex), (Ultrasonic gas leak detector)

”Sensoren kan benyttes på prosessanlegg og plattformer og plasseres typisk to til tre meter over et potensielt lekkasjepunkt. Sensoren dekker da med en radius rundt hele området”.³⁶ Detektoren er i tillegg EX sikret. Sensoren har en vekt på 7.5 kg og er laget i rustfritt stål. Operasjonstemperatur er -40 til +60 °C. Detektoren har en fordel ved at den ikke er følsom for vindretning eller hardt vær og trenger ikke være i kontakt med mediet den skal detektere. (Bennex), (Ultrasonic gas leak detector)

³⁵ Tlf Lars Tangedal, Bennex QM/HSE Manager, Bennex Group. (21.03.11)

³⁶ E-post, Lars Tangedal, Bennex (02.05.11)

”Koster ca 80 000 NOK. Kan ikke si noe om hvor lekkasjer kommer fra. Tommelfingerregel med 10 meter og er veldig følsom som hører lekkasjer vi ikke hører, men hører ikke oljelekkasje, bare gass.”³⁷

”Det foretas en kartlegging av området før detektoren monteres. Det vil si at man måler bakgrunnsstøy slik at alarmnivået setter på rett signal. Det kan være stor forskjell på støy på en stille gassterminal og en gasskompressor på en plattform. I tillegg gjør man en kartlegging av potensielle feilkilder som for eksempel pneumatisk ventil som blåser i korte øyeblikk. Denne feilkilden fjernes ved at man setter en tidsforsinkelse på alarmer.”³⁸

ClampOn DSP (Digital Signal Processing)

ClampOn (figur 29) har spesialisert seg på å levere lekkasje deteksjon sensorer for måling av komponenter og innvending lekkasje rate som for eks ventiler, separatorer osv.³⁹ ClampOn leverer en passiv akustisk sensor (ClampOn DSP) som baserer seg på ultralyd for overvåkning av lekkasje på strukturer som befinner seg på land eller under vann. Sensoren blir typisk plassert i kritiske områder for å overvåke ventiler, skjøter, flenser og lignende komponenter. (Clampon)

Denne sensoren er laget som en intelligent sensor, dvs at den er i stand til å skille mellom ulike støykilder, som for eksempel støy generert av sand i forhold til støy generert av en lekkasjekilde. Ved å filtrere bort urelevant støy, kan man redusere falske alarmer. Under vanlig drift forholder ultralydmønsteret seg stabilt, men endrer seg drastisk dersom en lekkasje oppstår. (Clampon)

Denne sensoren er i stand til å måle volumet av lekkasjen (ved å vite trykket (p) i strømningsraten?). Sensoren kan måle lekkasjerater så lavt som 0,1 liter/min for både olje og gass, med forholdsvis differensialtrykk på tre bar for væsker og en bar for gass. (Clampon)

Alle kalkuleringer blir gjort i sensoren, og måladata har en lagringskapasitet på opptil 60 dager. I tillegg er det en forventet levetid på 25 år. Strømforsyningen skjer ved at en kobler sensoren opp mot strømforsyningen til for eksempel en bunnramme subsea. Sensoren benyttes også på landanlegg. (Clampon)

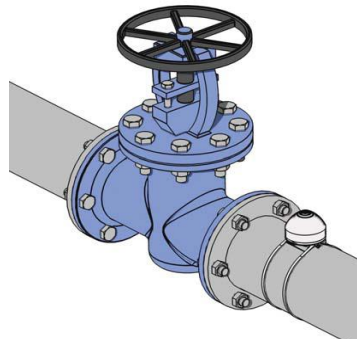
³⁷ Telefonsamtale Morten Bjørkelund. Brann og gass utstyr ansvarlig i Håland Instrumentering. (03.05.11)

³⁸E-post. Lars Tangedal. Bennex, QM/HSE Manager, Bennex Group. (02.05.11)

³⁹E-post, Geir Instanes, Vice President, ClampOn AS (22.03.11)



Figur 28 ClampOn plassert på rørledning



Figur 27 Illustrer ClampOn montert ved en ventilpost

6 Evaluering

Målet med dette kapitlet er å gi en oversikt over metodene som er presentert i rapporten og evaluere disse metodene opp mot hverandre. Evalueringen tar for seg av de ulike metoder for lekkasjeovervåkning som operatørene benytter i dag for rørsystemene de har ansvar for, samt de metodene som kan benyttes for lekkasjeovervåkning og/eller sjokkdeteksjon av både rørsystemer, prosessanlegg, plattformer og undervannsinstallasjoner.

Systemene som benyttes for å overvåke rørsystemer er gjerne mindre sensitive ovenfor små lekkasjerater. Fordelen er at disse metodene medfører mindre installasjons og driftskostnader enn mer sensitive metoder, siden disse metodene benytter eksisterende instrumentering (trykkmålinger, strømningsmålinger, temperaturmålinger osv.) for å påvise eventuelle lekkasjer. På prosessanlegg og plattformer har man behov for metoder som er mer sensitive da konsekvensene av et gassutslipp vil være mye større mht. fare for å skade mennesker, miljø og utstyr.

Evalueringen bærer derfor preg av at man ikke kan identifisere en metode som er best i alle tilfeller, men at man som regel må ha en kombinasjon av ulike teknologier for å oppnå en optimal lekkasjeovervåkning. Begrepet optimal er for så vidt en funksjon av kost og nytte vurderinger og hvorvidt operatørene tolker funksjonskravene i HMS regelverket (se kap. 1.1).

Siden lekkasjeovervåkning er situasjonsbetinget (hva ønsker man å overvåke?, hvor store er konsekvensene ved et eventuelt hydrokarbon utslipp?, hvilket medium er det man ønsker å detektere? er metoden egnet til å detektere sjokk eller lekkasje osv.) vil det i dette kapitlet bli lagt opp til at man skiller mellom metoder som benyttes i områder som krever mer eller mindre sensitiv teknologi (overvåkning av et prosessanlegg i forhold til overvåkning av et rørsystem som befinner seg i nordsjøen), om det er olje- eller gass man ønsker å detektere og om metoden kan benyttes på land, i vann eller begge deler.

For å kunne vurdere de ulike teknologiene opp mot hverandre er det etablert noen evalueringskriterier. Disse kriteriene ble definert sammen med Polytec når oppgaven ble utformet, og vil således representere kriterier som olje- og gassindustrien vektlegger ved valg av systemer.

I denne oppgaven vil man derfor vurdere metodens rekkevidde, sensitivitet, hvorvidt metoden er egnet for kontinuerlig eller inspeksjonsbasert overvåkning. Man vil også vurdere om metoden er egnet til å detektere lekkasjer, sjokk eller begge deler.

6.1 Rørledningssystem:

Metodene som benyttes for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon av rørsystem er i dag, baserer seg på en eller annen form for masse- eller volumbalanser. Kort fortalt henter disse systemene måle fra inn- og utløp av et rørsystem og sammenligner det som går inn mot det som går ut. Dersom man har et avvik mellom disse kan det være et tegn på at man har en lekkasje i rørledningssystemet. Disse metodene er i stand til å estimere hvor lekkasjen befinner seg. Nøyaktigheten til dette lokasjonsestimatet er avhengig av hvor nøyaktige

målinger man får inn, noe som igjen er systemavhengig. Under optimale forhold, kan de beste av disse systemene detektere en lekkasje som er i størrelsesorden 1 % av gjennomstrømningsrate. På større transportrør (eksempelvis Langed, Franpipe, etc.) representerer en lekkasje i denne størrelsesorden et relativt stort utslipp, noe som betyr at små lekkasjer ikke vil bli oppdaget av disse metodene. De databaserte metodene har imidlertid ulik innebygget matematisk kompleksitet, og de som tar hensyn til flest parametere (baserer estimat av rørets inventar på faktiske målinger, korrigerer for planlagt volumendring som funksjon av tid, i stand til å generere trykk og temperaturprofiler etc.) vil være de som er best egnet til å simulere gasstransporten. Disse modellene vil dermed også være best til å skille normal drift av rørene fra situasjon hvor man har en eventuell lekkasje, forutsi lekkasjens størrelse og hvor på røret den befinner seg. De beste databaserte metodene vil derfor være de som er basert på modifisert volumbalanse eller kompensert massebalanse.

En teknologi som baserer lekkasjeovervåkingen på modifisert massebalanse er Atmos Pipe. Denne metoden vil også være i stand til å overvåke trykket i rørledningen og gi en lekkasje alarm dersom trykket i rørledningen reduseres mye i løpet av kort tid. I tillegg har Atmos utviklet en proprietær statistisk database som analyserer historiske måledata. Målet med analysen er å studere data fra perioder hvor modellen har generert en falsk lekkasjealarm, og ta lærdom av dette, slik at modellen ikke rapporterer en falsk alarm neste gang samme betingelse oppstår.

Disse metodene kan bare overvåke lekkasje og tar ikke hensyn til sjokk. Ved hjelp av en forhåndsbestemt terskelverdi kan man unngå falske alarmer. En annen metode som er beskrevet for lekkasjeovervåking av rørledningssystem er Atmos Pipe, som benytter seg av måledata på innløp og utløp, men har i tillegg en kombinasjon av modifisert volumbalanse og en statistisk analyse.

Fordelen med de databaserte modellene er at de er i stand til å detektere lekkasjer på lange rør uten bruk av ekstra instrumentering, de som anbefales tilbyr kontinuerlig sanntidsovervåking og de er relativt rimelige i drift når de først er installert. Disse lekkasjeovervåkingemetodene er også de eneste, reelt sett, som er i stand til å overvåke hele rørledningssystemer. Alle andre metoder krever ekstra instrumentering, og vil dermed være uforholdsmessig dyre å installere og vedlikeholde.

Denne rapporten beskriver noen systemer som er i stand til å overvåke både sjokk- og lekkasje, og som bør benyttes i områder hvor man har en økt sannsynlighet for skade eller lekkasje på rør. Det kan være i områder hvor man har økt fokus på grønne maritime operasjoner (ankerdropp), tråleoperasjoner, nær plattform eller i områder hvor rørene nærmer seg landfallsfasiliteter (grunt vann). I rapporten er det beskrevet to slike systemer: Pipelids og Omnisen.

Pipelids er sensitiv ovenfor hvilke medium som blir transportert og må derfor kalibreres om komposisjonen endrer seg. Begge metodene dekker hele rekkevidden på røret, men Pipelids krever tilgang til instrumenthull på rørveggen noe som er ugunstig da dette i seg selv representerer en lekkasjekilde. Omnisen er derimot en metode som benytter seg av fiberoptiske kabler og krever ikke instrumenthull i rørveggen. En ulempe med Omnisen er at

fiberoptiske kabler er veldig skjøre og vanskelig å reparere dersom de blir ødelagt. Man vet at sensitiviteten på begge metodene er god, men det har ikke lyktes å innhente nøyaktig informasjon om dette for Pipelids. Omnisen har derimot en sensitivitet på 10 ml/min. Begge metodene har rask responstid, og er i stand til å finne lokasjonsestimat med en nøyaktighet på 1 % for Pipelids og Omnisen har en meters feilmargin.

I tillegg til dette finnes det metoder som kun er i stand til å detektere sjokk på en rørledning. Smartpipe er en slik metode, og i henhold til evalueringskriteriene er ikke dette en metode som kan anbefales siden den ikke tilbyr lekkasjeovervåkning.

Den siste overvåkningsmetoden for rørledningssystemer er LEOS som kun overvåker lekkasjer. Denne metoden kan imidlertid tilby kontinuerlig overvåkning, er veldig sensitiv og kan detektere både olje og gass mindre konsentrasjoner (1 liter/time for væsker og 100 liter/time for gasser). Metoden krever at rørledningen er begravd. Alle de fire metodene over kan brukes både på land og i vann, de er også i stand til å detektere olje og gass. Ut ifra gitte evalueringskriterier er Omnisen den metoden som egner seg best for overvåkning av et rørsystem.

6.2 PROSESSANLEGG OG PLATTFORMER

På et prosessanlegg eller en plattform har man gjerne ett eller flere områder man ønsker å ha tidlig deteksjon av en eventuell lekkasje. Dette kan være områder hvor man har kompressorstasjoner, pumper og lignende utstyr plassert, i og med at slikt utstyr representerer en lekkasjekilde i seg selv (mange pakninger, flenser, etc.). I slike områder benytter man ofte linjegassdetektorer fordi dette utstyret kan tilby en relativt god rekkevidde og fordi dette er utstyr som er i stand til å detektere små mengder gass eller oljedamp og fungerer kontinuerlig. Basert på informasjonen som er samlet inn i kartleggingsdelen av rapporten, anbefales det at man benytter laserbaserte linjegassdetektorer i stedet for infrarøde gassdetektorer. Bakgrunnen for dette er at en laserdetektor vil tilby bedre sensitivitet (*detekterer 5 ganger mindre konsentrasjon av brennbar gass enn en IR-detektor*) og den er mindre følsom ovenfor tåke, snøvær og regn enn det en IR-detektor er. I følge leverandøren er den faktisk i stand å operere som normalt selv om sikten reduseres med 95 % i forhold til optimale værforhold.

For inspeksjonsbaserte metoder stiller man evalueringskriterier for sensitivitet, rekkevidde og vekt. I rapporten er det presentert to metoder for inspeksjon av gasslekkasjer med bruk av kamera. Flir kamera GF320 og Second Sight TC er nokså like når det gjelder sensitivitet og rekkevidde, ref. Tabell 4. Derimot er det en forskjell i vekt der GF320 har en vekt på 2,4 kg mens Second Sight TC har en vekt på 18 kg. GF320 anbefales fordi dette er et lett kamera å ta med seg rundt på anlegget for inspeksjon. Felles for disse metodene er at de har en stor fordel ved å kunne se en eventuell gasslekkasje på avstand og at man kan benytte disse for kritiske punkter i høyden og trenger ikke være i kontakt med mediet.

Dersom man ønsker å overvåke utstyr (eller objekter) som sikkerhetsventiler, og lignende, benytter man som regel punkt-gassdetektorer. Basert på informasjonen som er innhentet om punkt-gassdetektorer anbefales det at man benytter infrarøde detektorer for å påvise lekkasjer fra utstyr. En slik sensor vil være veldig sensitiv ovenfor mindre gasslekkasjer, og krever minimalt med vedlikehold. I tillegg vil den være i stand til å detektere de fleste

hydrokarbongasser som er representert på et prosessanlegg (C1 – C4). En katalytisk detektor vil ”brenne opp” (elementet vil bli redusert over tid) og må dermed byttes ut oftere (2-3 år), noe som igjen vil øke vedlikeholdsutgiftene. Katalytiske detektorer kan derimot benyttes i områder hvor man har hydrogentanker. Her kan man ikke benytte IR-detektorer fordi hydrogen absorberer ikke infrarød stråling.

6.3 UNDERVANN SINSTALLASJONER

For undervannsinstallasjoner er det nødvendig at metodene er i stand til å detektere både lekkasje og sjokk. Basert på informasjonen som er samlet inn i kartleggingsdelen anbefales det at man benytter seg av en kombinasjon med flere sensorer med ulike egenskaper. Phaze sin HLD er en punkt-gassdetektor som anbefales for plassering over kritiske lekkasjepunkter på en undervannsinstallasjon. I tillegg anbefales det å bruke Naxys sitt fuglebur som er i stand til å overvåke hele strukturen. Fugleburet fungerer både som en sensor for tilstandsovervåkning av de ulike komponentene i brønnrammen og er tillegg i stand til å detektere lekkasje og sjokk ved hjelp av lydølger. Ved hjelp av hydrofonmatrisen er denne sensoren i stand til å lokalisere lekkasjen, samt gi et estimat av lekkasjerate, ved at trykket i rørledningen er kjent. Sensoren kan detektere både olje og gass.

CONTROS er en metan sniffer som er godt egnet til inspeksjon og gjerne brukt som verktøy på ROV. ClampOn har utviklet en passiv akustisk sensor som benyttes mest for tilstandsovervåkning av kritiske komponenter som ventiler og kompressorer. Denne sensoren anbefales ved sikkerhetsventiler der det stilles høye krav til at systemet må fungere.

BiotaGuard tester ut en metode som benytter seg av biosensorer som for eksempel blåskjell, men disse kan ikke brukes på havdybder lenger en 100m per dags dato og er avhengig av værforhold. Denne metoden er avhengig av andre sensorer for en tilstrekkelig overvåkning. Neptune Oceanographic er en inspeksjonsbasert metode som kobles til en ROV for detektering av små lekkasjer. Metoden krever også en tilsetning av et fluoriserende stoff, slik at man kan se små lekkasjer ved hjelp av eksitasjonslys. Metoden anbefales for inspeksjon av undervannsinstallasjoner og rørledninger der man er på utkikk etter små lekkasjer som man ikke ser med vanlig ROV utstyr.

Fjernmålingssystemer anbefales da disse har en stor rekkevidde og er i stand til å oppdage oljeflak på havoverflaten. Denne metoden bør bli kombinert med andre metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon.

De akustiske metodene for lekkasjeovervåkning har et stort potensial siden de er veldig sensitive ovenfor mindre lekkasjer og har en stor rekkevidde (titalls km). De akustiske metodene har også mange bruksområder, i og med at de kan monteres på en rørledning, på en brønnramme eller i andre områder der det kreves ekstra overvåkning (områder med flere lekkasjepunkter) ”hot spots”. De akustiske metodene er best egnet for kontinuerlig overvåkning, og er ikke spesielt egnet for inspeksjonsbasert overvåkning. Dette fordi man gjerne må samle inn data over en tidsperiode for å kunne karakterisere normal støy fra omgivelsene, slik at man kan skille denne støyen fra en lekkasje.

Teknologi	Metode	Sjokk	Lekasje	Inspeksjonsbaser	Kontinuerlig	Rekkevidde	Kostnad	Sensitivitet	Medium	Bruksområde
Metoder for overvåning av brønnrammer, plattformer og prosessanlegg										
Katalytisk	MultiXplo DM-TX6		X		X	Punktdektor	6- 7 000 NOK	Ukjent	Gass og oljedamp	Objekter som sikkerhetsventiler
	Second Sight TC		X	X		Opptil 2000m.	Ca. 1 mill NOK	0,1-0,5 LEL/m	Gass	Prosessanlegg og plattformer
	FLIR-kamera		X	X		Eks 20 meter på 20 LEL	Ca 560 000 NOK	25 millikelvin	Gass	Prosessanlegg, og plattformer
	Simrad GD10P		X		X	Punktdektor	Ca 10 000 NOK	0-5 LEL	Gass og oljedamp	Prosessanlegg og plattformer
Infrarød	Contros HydroCtm		X	X	X	Punktdektor	Ukjent	Ukjent	Metan	Undervannsinnstallasjoner eller Rov (ned til 6000 meter)
	SafeEyeXenon 700		X		X	Opptil 140m.	Ca 50 000 NOK	0-5 LEL.m	Gass og oljedamp	Prosessanlegg og plattformer
	ATMOS pipe		X		X	Så langt som røret er	Ukjent	1 %		Rørlednings systemer
	Sieger Excel		X		X	Opptil 200 meter	Ca 70 000 NOK	0-100 % LEL	Gass og oljedamp	Ventilasjonskanaler osv

Teknologi	Metode	Sjokk	Lekkasje	Inspeksjonsbasert	Kontinuerlig	Rekkevidde	Kostnad	Sensitivitet	Medium	Bruksområde
Laser	Senscient ELDS		X		X	Opp til 200 meter	Ca 100 000 NOK	0-1 LEL	Gass og oljedamp	Prosessanelgg og plattformer
Radar	Kongsberg Satellitt service		X	X		500x500 km (romlig oppløsning 100m)	Ukjent	Ukjent	Olje	Havoverflaten
Kapastians	Hydrocarbon leak detector		X		X	Krever med lekkende mediet	Ca 100 000 NOK	God	Gass	Undervannsinstallasjoner, (ned til 4000 meter)
Kjemisk	Neptune Oceanografic		X	X		10m	Ukjent	God	Olje	Rørledninger, undervanns strukturer og stigerør (ned til 6000 meter)
Biologisk	BiotaGuard		X		X	Punktsonor	Ukjent	Ukjent	Gass og olje	Under testing enda
Akustisk	Gasonic Ultrasonic Observer	X	X		X	Opptil 20m radius. Optimalt 10 m	Ca 50 000 NOK	0,1 kg/s	Gass og olje	Prosessanlegg
	ClampOn		X		X	Ukjent	Ukjent	Trykkendring 1 bar(gass) Trykkendring 3 bar(væske)	Gass og olje	Kritiske punkter, som flenser, skjøter o.l

Teknologi	Metode	Sjokk	Lekkasje	Inspeksjonsbasert	Kontinuerlig	Rekkevidde	Kostnad	Sensitivitet	Medium	Bruksområde
	Naxys NCM ⁴	X	X		X	Eks 5 m (15 meter radius)	Ca 4- 5 mill NOK	Eks differansetrykk på 2 bar og en 0,6 mm stor lekkasjeåpning	Gass og olje	Undervannsstrukturer
Metoder for overvåkning av rørledninger										
Akustisk	ATMOS pipe		X		X	Så langt som røret er	Ukjent	1 %	Gass og olje	Rørledninger
	Pipelids	X	X		X	Noen kilometer og opp til 30 km	Ukjent	Ukjent	Gass og olje	Rørledninger
Multisensor	Smart Pipe	X			X	Så lange som rørene er	5 % mer en konversjon eller rør	Ukjent	Gass og olje	Rørledninger
Fiberoptikk	OMNISEN	X	X		X	30 km til 250 km	Ukjent	10 ml/ min	Gass og olje	Rørledninger
Dampovervåkning	LEOS	X	X		X	Så lang som røret er	Ukjent	17 ml/min på væske og 1,17 l/min for væsker	Gass og olje	Rørledninger
Pigg	Pigg		X	X		0m	Ukjent	Ukjent	Gass og olje	Rørledninger
	Line balanse		X		X	Så lange som rørene	Ukjent	>1 %	Gass og olje	Rørledninger

Teknologi	Metode	Sjokk	Lekkasje	Inspeksjonsbasert	Kontinuerlig	Rekkevidde	Kostnad	Sensitivitet	Medium	Bruksområde
						er				
Databaserte modeller	Volumbalanse		X		X	Så lange som rørene er	Ukjent	>1 %	Gass og olje	Rørledninger
	Modifisert Volumbalanse		X		X	Så lange som rørene er	Ukjent	>1 %	Gass og olje	Rørledninger
	Kompensert Massebalanse		X		X	Så lange som rørene er	Ukjent	>1 %	Gass og olje	Rørledninger
	Sanntidsmodeller		X		X	Så lange som rørene er	Ukjent	>1 %	Gass og olje	Rørledninger
	Statistisk analyse		X		X	Så lange som rørene er	Ukjent	>1 %	Gass og olje	Rørledninger

Tabell 4 Oversikt over metoder og vurderingskriterier

7 KONKLUSJON

Hensikten med dette kapitlet er å gi en konklusjon på rapportens innhold i forhold til målene som er definert innledningsvis. I tillegg gi en beskrivelse av hvordan oppgaven kunne blitt gjort annerledes.

I oppgavens introduksjon står det beskrevet at olje- og gasslekkasjer har et høyt storulykkespotensial og at det er nødvendig med gode overvåkningsmetoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon. Det ble utført en kartlegging av hvilke systemer som benyttes av operatører på norsk sokkel i dag, samt en kartlegging av andre metoder for lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon. Rapporten har tatt for seg de fleste teknologier som kan benyttes samt gitt en presentasjon av metoder som benytter seg av disse teknologiene. Man ser en forskjell i presentasjonen av de ulike metodene, noe som kommer av tilbakemeldingene som er gitt. Eksempelvis er det ikke alle operatører og leverandører som kan gi ut detaljert informasjon om rekkevidde og sensitivitet for metodene.

Ut i fra innhentet informasjon er det foretatt en evaluering av metodene der man har tatt stilling til forskjellige evalueringskrav. Målet med evalueringskapitlet var å anbefale metoder som er godt egnet for prosessanlegg, plattformer, rørsystem og undervannsinstallasjoner og ut i fra informasjonen som er gitt er dette målet nådd.

Temaet for oppgaven er spennende og ut i fra studiet har man erfart at det er mange metoder under utvikling for å lekkasjeovervåkning og sjokkdeteksjon. Temaet for oppgaven har derimot et ganske vidt spekter og man burde gjerne begrenset metodene til enten overvåkningsmetoder for undervannsinstallasjoner/rørsystem eller prosessanlegg/plattformer.

Vi har gjennom denne oppgaven lært veldig mye, både personlig og faglig. Det og etablere kontakt med operatører og leverandører har vært spennende samtidig som det har vært utfordrende.

8 REFERANSER

API 1130.

Andre utgave, November 2002. Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines. Licensee=Statoil/5940819101

AREVA.

LEOS-. Leak detection technical description. (2010)

Hentet fra: <http://www.aveva-diagnostics.de/en/Content/leak-detection/technical-description.html>

Arild Amundsen.

(11.04.03) Simrad Optronics

Hentet fra: <http://www.iceweb.com.au/F&g/airduct.pdf>

AS Norske Shell (u.å.).

Hentet fra: http://www.shell.no/home/content/nor/aboutshell/at_a_glance_tpkg/

ATMOS I pipeline software.

Hjemmeside. Copyright 2005.

Hentet fra: <http://www.atmosi.com/content/atmospipemil>

Bennex (u.å.).

Hentet fra: <http://bennex.no/?page=1183&news=1151>

Britt Rystad & Odd Lauritzen.

3. Utgave, 2006. Kjemi og miljøkunnskap

ConocoPhillips (u.å.). Hjemmeside

Hentet fra: <http://www.conocophillips.no/>

Contros.

Datablad tilsendt. Conwa-09007-produktbroschure_ch4_oil-gas2

Clampon (u.å.).

Hentet fra: <http://clampon.no/?page=2&show=3#2>

Cybernetrix. (2008)

Hjemmeside. Hentet fra: <http://www.cybernetix.fr/Safety>

Cybernetrix (juni, 2008).

Datablad. Hentet fra: http://www.cybernetix.fr/IMG/pdf/DemoTIGF_UK.pdf

Digoo.info. (u.å.).

Infrarød.

Hentet frå: <http://www.digoo.info/teknologi/2010/10/Hva-er-Infrarod-Imaging.html>

DNV

(Det Norske Veritas) Rapport: DNV-RP-F302 (2010) Recommended practice. Selection and use of subsea leak detection systems

Docstoc (2010)

Pipeline Pigging

Hentet fra: <http://www.docstoc.com/docs/24836294/Pipeline-pig>

Dr Jun Zhang (1996).

Designing a cost effective and reliable pipeline leak detection system

Eni Norge.

Hentet fra: <http://www.eninorge.no> og

<http://www.tekna.no/ikbViewer/Content/798905/16%20-%20ENI%20-%20V%20E5rdal.pdf>

Flir. (u.å).

Infrarød.

Hentet fra: <http://www.flir.com/thermography/eurasia/en/content/?id=11468>

FLIR systems. Power Point. (2009) Infrared Lesk Detection Using FLIR GasFindIR HSX. Johan Tegstam.

Flir Company

Hentet fra: <http://www.flir.com/aboutFLIR/>

Flir GF320

Hentet fra: <http://www.flir.com/thermography/eurasia/en/content/?id=35144>

Honeyvell.

Sieger Searchline Excel. Datablad.

Hentet fra: <http://www.detect-measure.com/pdfs/zell/SearchlineExcelBrochure.pdf>

How stuff works (u.å.).

How laser works

Hentet fra: <http://science.howstuffworks.com/laser1.htm>

Johan Tegstam (2009)

Rapport. Gas leak detection in the oil and gas industry using infrared optical imaging. (Tilsendt på E-post)

KSAT 2010

Rapport utført av Kongsberg Satellite Service. KSAT Oil spill detection service.

LIOS (u.å.)

Hentet

fra:

<http://www.lios-tech.com/Menu/Technology/Distributed+Temperature+Sensing>

M. Stafford & N Williams.

Pipeline leak detection study. ISBN: 0-7176-1167-1

Maiken Ree (2011, 12.j januar)

Antallet gasslekkasjer øker. Teknisk Ukeblad.

Hentet fra <http://www.tu.no/olje-gass/article273944.ece>

Naxys. (11.04.05).

Subsea acoustic condition monitoring system. User Manual NCM⁴. Dokument ID; 079-031-001

Neptune Oceanographics (Jan 07)

<http://www.neptuneoceanographics.com/downloads/LeakareportJan07.pdf>

Longe range subsea leak detector

Hentet fra: http://www.neptuneoceanographics.com/downloads/Neptune_LR_fpld.pdf

NOFO

(Norsk oljevernforening for operatørselskap) (2009)

Rapport: Fjernmåling av akutt oljeforurensning på sjøoverflaten. Oppdragsnr: 500 8076

Odd Johannes Tveit (2006)

Risiko knyttet til gassutslipp under vann

Oldham

Presentasjon som tilhører bebriften Oldham fra UK, tildelt av foreleser ved Høgskolen Haugesund

OMNISEN

(2010) Hentet fra: <http://omnisens.com/ditest/3411-pipelines-pim.php>

(2001) Datablad. DITESTTM- Fiber opteics distributed temperature & strain sensing. Dokumentkode: TN-DITEST-ENG-01

Perekk.

Per Kristian Karlsen AS. (04.03.2011) Hva er termografi?

Hentet fra: <http://www.perkk.no/nyheter/hva-er-termografi>

Prosessinstrumentering.

Pensum 2010, HSH. Leksjon 6a.

Second Sight.

Datablad

Hentet fra: http://bennex.no/publish_files/SecondSight_Datasheet.pdf

Simtronics.

Fire and gass. Datablad. (Reg: 853-814559-RO2)

Hentet fra: <http://www.simtronics.no/sitefiles/1/Products/detection/Brochures/PS-GD10P-en-853-814559-R02-c.pdf>

Simtronics (2)

MultiXplo - Catalytic Gas detector

Hentet fra: <http://www.simtronics.eu/en/detection-systems/combustible/dm-tx6/>

Simtronics group.

Detection systems.

Hentet fra: <http://www.simtronics.eu/en/detection-systems/combustible/gd10p/gd10p--ir-point-gas-detector/>
<https://dl-web.dropbox.com/get/Bachelor/inn%20t%20rapport/GD10PUser%20Manual.pdf?w=e063fbfe>

SINTEF.

Rapport. Subsea Leak Detection- Screening of systems. (24.11.06) report no: 29.6215.00/01/05

Sintef rapport A4747, 2008 –

vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet

SmartPipe.

Power Point. Continuous condition monitoring of pipelines and risers. Ole Øystein Knudsen, SINTEF. (u.d.)

Hentet fra: http://www.sintef.no/project/Smart_pipeline/dokumenter/SmartPipe%20I%20General%20presentation%20090916.pdf

Spectrix inc. (11.10).

Patent No. US 5,281,816; US 6,061, 141; EP

Hentet frå: http://spectrex-inc.com/files/safeye/datasheet/ds-g-700_november2010.pdf

Statoil (2011)

Hjemmeside

Hentet fra: <http://www.statoil.com/no/OurOperations/pipelines/Pages/pipelines.aspx>

Styringsforskriften (2011) § 5 Barrierer

Hentet fra: http://www.ptil.no/styringsforskriften/category382.html#_Toc279418620

Ultrasonic gass leak detector (u.å.).

Datablad

Hentet fra: http://www.gassonic.com/fileadmin/user_upload/documents/Gassonic_Observer_Product_Data.pdf

Wikipedia

(14.01.11) Akustikk

Hentet fra: <http://no.wikipedia.org/wiki/Akustisk>

(19.04.2011) Ultrafiolett lys

Hentet fra: http://en.wikipedia.org/wiki/Uv_light

(27.01.11) Radiobølger

Hentet fra: <http://no.wikipedia.org/wiki/Radiob%C3%B8lger>

(22.01.11) Fiberoptikk

Hentet fra: <http://no.wikipedia.org/wiki/Fiberoptikk>

(25.03.11) Infrarød stråling.

Hentet fra: http://no.wikipedia.org/wiki/Infrar%C3%B8d_str%C3%A5ling

(12.04.11) Lysbrytning

Hentet fra: (<http://no.wikipedia.org/wiki/Lysbrytning>)

(20.04.11) Lysets hastighet

Hentet frå: http://no.wikipedia.org/wiki/Lysets_hastighet