Detekcja gazów w przemyśle petrochemicznym, bazach i stacjach paliw.

Paliwa kopalne są wciąż najbardziej eksploatowanym źródłem energii, a wśród nich jednym z wiodących jest ropa naftowa. Tym samym infrastruktura paliw płynnych jest wciąż jedną z największych gałęzi przemysłu. Od obiektów wydobywczych, przez rafinerie i bazy dystrybucyjne, na stacjach paliw kończąc. W każdym z tych obiektów bezpieczeństwo pożarowe i przeciwwybuchowe jest priorytetem, a ewentualne wypadki mają z reguły poważne konsekwencje.

Niebezpeczeństwa gazowe.

Paliwa naftowe są produktami płynnymi więc zagrożenie z nimi związane mogłoby się wydawać mniejsze niż w przypadku paliw gazowych. Stąd czasem może być lekceważone przez osoby nieprzeszkolone. To poważny błąd. W przypadku paliw płynnych zagrożeniem są ich opary. Z uwagi na różnorodność produktów, z których są zrobione, oraz różnego składu gotowych paliw nie da się określić jednego dokładnego wzorca oparów. Ich skład zależy od samego paliwa, temperatury (t) i prężności par (VP – ang. Vapour pressure). W uproszczeniu można przyjąć, że jeżeli ciśnienie par w danej temperaturze jest równe 0 kPa (0 atm[1]) to substancja w ogóle nie wydziela par, a jeżeli ciśnienie jest równe otoczeniu to substancja wrze (powyżej tej temperatury ciecz występuje wyłącznie w formie gazowej). Najpopularniejszym przykładem obrazującym to zjawisko może być woda, która w temperaturze 0°C paruje w minimalnym stopniu, a w temperaturze 100°C wrze. W skrócie im cieplej oraz im bardziej lotna substanacja tym więcej oparów w powietrzu. Dla standardowych warunków[2] pomieszczeń przemysłowych przyjmuje się ciśnienie otoczenia na poziomie 1 atm ≈ 101 kPa i temperaturę 20°C. Paliwa naftowe oraz ich produkty (np. rozpuszczalniki) mają określoną prężność par i przy danej temperaturze możliwe jest

[1] atm - atmosfera; ciśnienie atmosferyczne przyjęte na podstawie średniego ciśnienia 1013,25 hPa = 101,325 kPa = 1 atm

[2] warunki standardowe zależą od organizacji jaka je określa. Przyjęto tzw. normalne warunki ciśnienia i temperatury (NTP) zgodnie z Narodowym Instytutem Standaryzacji i Technologii (NIST). Należy pamiętać, że zmiana ciśnienia lub zmiana temperatury powoduje zmianę warunków parowania substanacji.

utworzenie stężenia jedynie na określonym poziomie. Dlatego dla substancji o niskiej prężności par, pomimo że mają właściwości wybuchowe stworzenie zagrożenia w postaci osiągnięcia dolnej granicy wybuchowości w normalnych warunkach nie jest możliwe.

Olej napędowy[3] to mieszanina ciężkich węglowodorów o liczbie atomów węgla od 9 do 25, ma niski współczynnik prężności par, w większości kart katalogowych oznaczany na poziomie 0,4kPa przy t=40°C (niektórzy producenci wogóle nie podają tego parametru lub zawierają zapis "nie dotyczy") co daje ilość oparów wynoszącą:

$$\frac{0{,}4\,kPa(\text{prężność par})}{101{,}325\,kPa(\text{normalne ciśnienie atmosferyczne})} = 0{,}0039 = 0{,}39\% = 30\%\ \text{DGW (przy t=40°C)}$$

Oznacza to, że olej napędowy nie tworzy znacznych ilości oparów, a w normalnych warunkach 20°C tworzy ich jeszcze mniej. Dolna Granica Wybuchowości oleju napędowego wynosi 1,3% v/v (część producentów nie podaje tego parametru lub podaje z adnotacją, że olej napędowy może tworzyć mieszaniny wybuchowe tylko w specyficznych warunkach).

Temperatura zapłonu wynosi >55°C (co nie klasyfikuje go jako substancji skrajnie ani wysoce łatwopalnej[4]). Czyli w normalnych warunkach (20°C) nie można zapalić oleju napędowego np. zapalniczką. Biorąc powyższe pod uwagę olej napędowy przy prawidłowym przechowywaniu nie stanowi większego zagrożenia wybuchowego i raczej nie jest brany pod uwagę przy projektowaniu systemów detekcji gazów.

Benzyna[5] to już całkiem odmienna sytuacja. Benzyny to z reguły mieszanki ciężkich węglowodorów o liczbie atomów węgla od 5 do 12. Prężność par wynosi >45kPa przy t=37,8°C[6] co oznacza, że łatwo odparowują, a ich opary stwarzają znaczne zagrożenie.

Okres	LETNI 01.05-30.09	PRZEJŚCIOWY 01.03-30.04 01.10-31.10	ZIMOWY 01-11-28(29).02
Prężność par VP (metoda DVPE) [kPa]	45-60	45-90	60-90

Temperatura zapłonu wynosi mniej niż -10°C co oczywiście ułatwia rozruch silnika w zimie, ale oznacza też, że substancja jest łatwopalna w normalnych warunkach. Granice wybuchowości wynoszą 1,3%v/v (DGW - Dolna Granica Wybuchowości) do 10,6%v/v (GGW - Górna Granica Wybuchowości) dla benzyny 95 oktanowej i 1,7%v/v (DGW - Dolna Granica Wybuchowości) do 10,5%v/v (GGW - Górna Granica Wybuchowości) dla benzyny 98 oktanowej[7]. Opary benzyny są

[3] parametry paliw płynnych podano dla wybranych charakterystyk. Występują różnice w zależności od produktu, a nawet pochodzenia ropy naftowej, z której otrzymano dane paliwo więc przy projektowaniu detekcji należy przyjąć pewien błąd pomiaru i odpowiednie zabezpieczenia biorąc pod uwagę te różnice.

[4] *Dz.U.Nr 109 poz. 719 "Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów"*
§ 2. 1. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:
1) materiałach niebezpiecznych pożarowo — należy przez to rozumieć:
b) ciecze palne o temperaturze zapłonu poniżej 328,15 K (55 °C),
Olej napędowy posiada temepraturę zapłonu powyżej 55°C
Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie
§ 2. Klasy ropy naftowej i produktów naftowych
Ropę naftową i produkty naftowe, z wyjątkiem gazu płynnego, w zależności od temperatury zapłonu zalicza się do następujących klas:
3) do III klasy - produkty naftowe o temperaturze zapłonu od 328,15 K (55 °C) do 373,15 K (100 °C).

[5] parametry paliw płynnych podano dla wybranych charakterystyk. Występują różnice w zależności od produktu, a nawet pochodzenia ropy naftowej, z której otrzymano dane paliwo więc przy projektowaniu detekcji należy przyjąć pewien błąd pomiaru i odpowiednie zabezpieczenia biorąc pod uwagę te różnice.

[6] prężność par z podziałem na okresy określa *Dz.U. 2023 poz. 1314 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 czerwca 2023 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych.*

[7] dane z karty charakterystyki jednego z wiodących producentów, jednak dokładne parametry mogą się różnić w zależności od produktu.

znacznie cięższe od powietrza i gromadzą się w dolnych partiach pomieszczenia.
Ropa naftowa nieprzetworzona[8] jest cieczą złożoną z wielu węglowodorów. Niestety jej skład zależy od miejsca wydobycia, a różnice są znaczne. Tym samym dane dotyczące tej substancji potrafią być skrajnie różne. Należy do I klasy bezpieczeństwa pożarowego i w zależności od źródła temperatura zapłonu wynosi od -30°C do -10°C. Prężność par 36,3kPa (przy t=37,8°C) lub nawet >110kPa (przy t=50°C). Niektóre dane nie podają granic wybuchowości, a inne podają na poziomie DGW=1,5%v/v, a GGW=9,5%v/v (odpowiednio 0,8v/v i 8%v/v wg OSHA dla złoża Bakken USA). Oznacza to, że planując system detekcji raczej powinno się wziąć pod uwagę opary ropy naftowej i określić (o ile to możliwe) jaka ropa będzie brać udział w procesie. Ropa jest mieszaniną bardzo wielu węglowodorów, których składnikami są m.in. heksan (C_6H_{14}), heptan (C_7H_{16}), oktan (C_8H_{18}) czy nonan (C_9H_{20}). Do wykrywania oparów podobnie jak dla benzyny stosuje się detektory z sensorem katalitycznym skalibrowanym na **opary benzyny**. W starszych systemach spotykane było użycie detektorów oktanu jednak nie jest to najlepsze rozwiązanie. Aby to zrozumieć należy spojrzeć na skład, właściwości oraz prężność par węglowodorów. Oczywiście skład ropy to kwestia bardzo indywidualna, ale dominującym składnikiem jest najczęściej heksan (C_6H_{14}). O ile granice wybuchowści dla tych oparów są podobne (0,8-1,1%v/v) to występują znaczne różnice w prężności par. Heksan posiada prężność par 4-krotnie wyższą niż heptanu i 10-krotnie wyższą niż oktanu. Tym samym oktan nie dość, że nie jest największym składnikiem to jeszcze ma bardzo niską prężność par. Zgodnie z prawem Raoulta skład pary nasyconej nad cieczą o znanym składzie składa się z ciśnień cząstkowych, a faza gazowa będzie zawsze bogatsza w składniki o wyższej prężności par. Stąd katalityczny detektor oparów benzyny będzie realizował pomiar najbliższy rzeczywistemu. W niektórych specyficznych przypadkach detektor heksanu może także okazać się pomocny.

Innymi paliwami (alternatywnymi) są paliwa gazowe:
LPG (Liquefied Petroleum Gas) - gaz płynny (propan-butan). Jest to mieszanina 2 gazów: **propanu (C_3H_4)** i **butanu (C_4H_{10})**. Komercyjnie gaz jest dostarczany najczęściej do zbiorników przy budynku i stamtąd pobierany do instalacji. Proporcje gazu płynnego mogą być różne w zależności od dostawcy, a nawet samej dostawy. Oba składniki są cięższe od powietrza, więc gaz płynny będzie gromadził się we wszelkich zagłębieniach. Podobnie jak gaz ziemny, gaz płynny jest sztucznie nawaniany.
CNG (Compressed Natural Gas) - **metan (CH_4)**. Jest gazem wybuchowym lżejszym od powietrza (współczynnik stosunku ciężaru do powietrza wynosi 0,56 przy 20°C) co oznacza, że będzie się unosił do góry i gromadził w najwyższych miejscach w pomieszczeniu. Dolna Granica Wybuchowości (DGW) wynosi 4,4% objętościowo, natomiast Górna Granica Wybuchowości (GGW) to 15% objętościowo zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 80079-20-1. Metan jest niewidoczny i bezwonny (sam gaz ziemny jest sztucznie nawaniany)
Wymienione gazy palne nie są toksyczne dla człowieka. Podstawowe parametry gazów pokazuje tabela.

Rodzaj gazu	Wzór	Współczynnik ciężaru w stosunku do powietrza przy temperaturze powietrza 0°C (powietrze = 1,0)	Dolna Granica Wybuchowości (DGW) wg normy PN-EN ISO/IEC 80079-20-1	Górna Granica Wybuchowości (GGW) wg normy PN-EN ISO/IEC 80079-20-1	Klasa temperaturowa	Grupa
Metan	CH_4	0,55	4,4 %v/v	15,0 %v/v	T1	IIA
Propan	C_3H_4	1,52	1,7 %v/v	10,9 %v/v	T1	IIA
Butan	C_4H_{10}	2,01	1,4 %v/v	9,3 %v/v	T2	IIA

(Tab.1 Parametry gazów wybuchowych)

Na terenie rafinerii paliw występują dodatkowe zagrożenia wynikające z procesów produkcji lub produktów pobocznych związanych z rafinacją ropy naftowej.

Wodór (H_2) jest wytwarzany podczas rafinacji ropy i często wykorzystywany do jej dalszej obróbki

[8] parametry paliw płynnych podano dla wybranych charakterystyk. Występują różnice w zależności od produktu, a nawet pochodzenia ropy naftowej, z której otrzymano dane paliwo więc przy projektowaniu detekcji należy przyjąć pewien błąd pomiaru i odpowiednie zabezpieczenia biorąc pod uwagę te różnice.

(np. w hydrokrakingu) jest jednym z niebezpieczniejszych gazów z racji swoich parametrów. Nie posiada barwy, zapachu i jest bardzo lekki (współczynnik ciężaru do powietrza to ok. 0,07; to dwukrotnie mniej niż używany w balonach hel, którego współczynnik to ok. 0,14). Oznacza to, że wodór szybko przemieszcza się ku górze i gromadzi w najwyższych punktach pomieszczenia. Wodór jest palny i wybuchowy. Dolna Granica Wybuchowości (DGW) wynosi 4% objętościowo, a Górna Granica Wybuchowości (GGW) aż 77% objętościowo wg normy PN-EN ISO/IEC 80079-20-1. Klasa temperaturowa T1 kategoria IIC. Zagrożenie ze strony wodoru znajdziemy także w ładowalniach akumulatorów dla których przygotowaliśmy odobne opracowanie: "Detektory wodoru w akumulatorowniach".

Siarkowodór (H_2S) to kolejny gaz uboczny procesów technologicznych w rafinerii, który w procesie Clausa zamieniany jest w produkt poboczny czyli siarkę. Siarkowodór charakteryzuje się charakterystycznym zapachem zgniłego jajka, jest nieco cięższy od powietrza (współczynnik 1,19), palny i wybuchowy, Dolna Granica Wybuchowości (DGW) 4%v/v, Górna Granica Wybuchowości (DGW) 45,5%v/v, silnie toksyczny, Najwyższe Dopuszczalne Stężenie (NDS*) 7mg/m^3 (~5ppm), Najwyższe Dopuszczalne Stężenie Chwilowe (NDSCh*) 14mg/m^3 (~10ppm) - przelicznik mg/m3->ppm = 0,71 (przy 20°C). Przy stężeniu 300mg/m^3 (~200ppm) poraża nerw węchowy i człowiek przestaje go wyczuwać.

*NDS i NDSCh - wartości określane przez *Dz.U. 2018 poz. 1286 Rozporządzenie Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 czerwca 2018 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy. (z późniejszymi zmianami)*.

Tlen (O_2) w zakładach przemysłowych najczęściej jest mierzony ze względu na jego ubytek np. na skutek wyparcia przez inne substancje. Minimalna wartość przy jakiej można wykonywać prace to 18% v/v. W rafinerii czysty tlen może być wykorzystywany do procesów technologicznych (np. do zwiększenia wydajności procesu Clausa lub procesów krakingu). Należy pamiętać, że wyciek tlenu z takiej instalacji stanowi poważne zagrożenie. Zwiększenie ilości tlenu w powietrzu powoduje przesunięcie granic palności materiałów i zwiększenie zagrożenia pożarowego. Niektóre materiały jak tłuszcze lub smary w czystym tlenie mogą ulegać samozapłonowi.

Dodatkowymi produktami pobocznymi rafinerii są rozpuszczalniki:
Benzyna lakowa i **benzyna ekstrakcyjna (eter naftowy)** oczywiście są to 2 różne substancje jednak o podobnych zagrożeniach. Praktycznie z punktu widzenia detekcji gazów można je zakwalifikować do ogólnego pojęcia benzyna opisanego wcześniej i przypisać podobne cechy jak dla oparów benzyny.

Toluen (C_7H_8) w warunkach normalnych jest cieczą o intensywnym zapachu. Jego opary są palne i wybuchowe. Dolna Granica Wybuchowości (DGW) wynosi 1,1%v/v, a Górna Granica Wybuchowości (GGW) 7,6%v/v. Opary toluenu sa cięższe od powietrza, a prężność par wynosi 2,91 kPa przy t=20°C.

Aceton (C_3H_6O) to bardzo popularna substancja. Jest cieczą o intensywnym zapachu (używana m.in. jako składnik wielu zmywaczy do paznokci). Dolna Granica Wybuchowości (DGW) wynosi 2,5%v/v, a Górna Granica Wybuchowości (GGW) 13%v/v. Opary acetonu są cięższe od powietrza, a prężność par wynosi 24,6 kPa przy t=20°C.

ZAGROŻENIA GAZOWE OBIEKÓW PETROCHEMICZNYCH			
RAFINERIE	BAZY PALIW I OBIEKTY PRZEŁADUNKOWE	STACJE PALIW	ROZLEWNIE GAZU
Benzyny (Heksan) Propan-Butan (LPG)	Benzyny (Heksan)	Benzyny Propan-Butan (LPG) Metan (CNG)*	Propan-Butan (LPG) Metan (CNG) Wodór*

Metan (CNG) Wodór Siarkowodór Tlen Toluen Aceton		Wodór*	

* - zagrożenia gazowe tylko na wybranych obiektach

Obowiązujące przepisy w zakresie detekcji gazów.

Obiekty petrochemiczne objęte są wieloma regulacjami prawnymi. Poniżej przedstawiamy wybrane przepisy związane z detekcją gazów.

Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 26 września 1997 r. w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy - Rozdział 6 Prace szczególnie niebezpieczne D. Prace przy użyciu materiałów niebezpiecznych (Dz.U. z roku 2003 nr 169 poz.1650, tekst jednolity):

§ 97.1. Pomieszczenia przeznaczone do składowania lub stosowania materiałów niebezpiecznych pod względem pożarowym lub wybuchowym oraz pomieszczenia, w których istnieje niebezpieczeństwo wydzielania się substancji sklasyfikowanych jako niebezpieczne, powinny być wyposażone w:

1) urządzenia zapewniające sygnalizację o zagrożeniach;

Jest to pierwszy ważny zapis narzucający obowiązek odpowiedniego zabezpieczenia obiektu. Co ważne ustawodawca nie zdefiniował rodzaju zabezpieczeń pozostawiając to wykwalifikowanemu specjaliście (projektantowi). Obiektu mają bowiem tak różne parametry, że określenie „jednego słusznego rozwiązania" dla wszystkich jest po prostu niemożliwe. Projektant musi odpowiednio określić zagrożenia i dobrać prawidłowe urządzenia zabezpieczające.

Konieczność zatrudnienia projektanta to nie tylko wymóg techniczny, ale także formalny na mocy kolejnego przepisu.

Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 poz.719)

§ 2.1.Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o:

9)urządzeniach przeciwpożarowych - należy przez to rozumieć [...], urządzenia zabezpieczające przed powstaniem wybuchu i ograniczające jego skutki, [...];

Urządzenia zabezpieczające przed wybuchem to szeroka kategoria elementów zawierająca m.in. systemy detekcji gazów i oparów, palnych i wybuchowych. Jednak nie każdy system detekcji jest urządzeniem zabezpieczającym przed wybuchem. Aby system mógł być zakwalifikowany do tej grupy urządzeń musi realizować funkcję zabezpieczającą jak załączanie wentylacji, odcinanie dopływu czynnika czy wyłączanie zasilania obiektu. Jeżeli bowiem system detekcji nie zapewnia żadnej formy zabezpieczenia (czyli np. wykonuje tylko pomiar lub tylko sygnalizuje przekroczenie poziomu) to nie powyższy przepis go nie dotyczy. Tym samym określenie przez projektanta funkcji systemu jest kluczowe dla zdefiniowania go jako urządzenia przeciwpożarowego i objęcia niniejszą regulacją.

§3.1. Urządzenia przeciwpożarowe w obiekcie powinny być wykonane zgodnie z projektem uzgodnionym przez rzeczoznawcę do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych, a warunkiem dopuszczenia ich do użytkowania jest przeprowadzenie odpowiednio dla danego urządzenia prób i badań, potwierdzających prawidłowość ich działania".

Powyższy punkt jednoznacznie narzuca wykonanie projektu przez uprawnionego projektanta i uzgodnienia go przez rzeczoznawcę do spraw ochrony przeciwpożarowej. To kluczowy punkt formalny każdej instalacji. Warto podkreślić, że jest on ważny nie tylko na etapie tworzenia zabezpieczenia, ale także późniejszej eksploatacji i związanego z tym ubezpieczenia obiektu. Brak zatwierdzonego projektu jest bowiem poważnym naruszeniem obowiązujących przepisów. Co

zrozumiałe drugim istotnym aspektem jest uruchomienie instalacji i niezbędne testy jej działania.

§ 37. 1. W obiektach i na terenach przyległych, gdzie są prowadzone procesy technologiczne z użyciem materiałów mogących wytworzyć mieszaniny wybuchowe lub w których materiały takie są magazynowane, dokonuje się oceny zagrożenia wybuchem.
W zakładach petrochemicznych i obiektach związanych z paliwami ocena zagrożenia wybuchem jest podstawowym dokumentem bezpieczeństwa. Pozwala on na wskazanie miejsc zagrożonych i określenie parametrów bezpieczeństwa urządzeń montowanych na obiekcie (w tym systemu detekcji gazów i oparów). Jednocześnie warto wspomnieć, że na klasyfikację strefy zagrożenia wybuchem wpływają użyte zabezpieczanie czyli system detekcji gazów może być jednym z czynników redukujących stopień strefy lub w ogóle jej wyznaczenie w danym miejscu.

Oszczędność kosztów przy wyborze wykonawcy, zapewnienie bezpieczeństwa, długa i ekonomiczna eksploatacja to nieocenione zalety dobrze wykonanego projektu.

Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2014 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (Dz.U. z roku 2014 poz. 1853) z późniejszymi zmianami
DZIAŁ I Przepisy ogólne
§ 5. 1. Minimalne wymiary stref zagrożenia wybuchem dla urządzeń technologicznych bazy paliw płynnych, bazy gazu płynnego, stacji paliw płynnych i stacji gazu płynnego oraz rurociągów przesyłowych dalekosiężnych określa załącznik do rozporządzenia.
2. Dopuszcza się przyjmowanie innych wymiarów stref zagrożenia wybuchem niż określone w załączniku do rozporządzenia, w przypadku zastosowania rozwiązań technicznych uzasadniających ich przyjęcie, zgodnie z wymaganiami określonymi w odrębnych przepisach dotyczących ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów.
3. Wymiary stref zagrożenia wybuchem dla stanowisk i urządzeń niewymienionych w załączniku do rozporządzenia należy ustalać indywidualnie, zgodnie z odrębnymi przepisami, o których mowa w ust. 2, oraz Polskimi Normami.
Przepisy dopuszczają zmiany wymiarów stref zagrożenia wybuchem pod warunkiem zastosowania odpowiednich rozwiązań umożliwiających takie działanie. W niektórych przypadkach systemy detekcji gazów mogą być częścią takiego rozwiązania. Np. system detekcji gazu sprzężony z wentylacją może skutecznie redukować ewentualne zagrożenie.

DZIAŁ II Bazy paliw płynnych
§ 11.3.Instalacje i urządzenia służące do odzyskiwania par produktów naftowych I klasy powinny być tak wykonane i użytkowane, aby średnie stężenie par na wylocie z instalacji nie przekraczało 35 g/m3 na godzinę, mierzone w ciągu dnia pracy, przez co najmniej 7 godzin, przy normalnej ich wydajności. Pomiary stężenia par na wylocie mogą być wykonywane w sposób ciągły lub nieciągły.
4. W przypadku wykonywania pomiarów w sposób nieciągły należy wykonać co najmniej cztery pomiary na godzinę. Całkowity błąd pomiaru nie może przekraczać 10% wartości mierzonej, a zastosowany sprzęt pomiarowy powinien posiadać zdolność mierzenia stężeń co najmniej 3 g/m3 , z dokładnością nie mniejszą niż 95% wartości mierzonej.

DZIAŁ III Bazy gazu płynnego
§ 67.Bazy gazu płynnego powinny być wyposażone w:
2) urządzenia wykrywające i alarmujące o niekontrolowanym wycieku gazu płynnego z odcięciem jego dopływu.
§ 83.Rozlewnia do napełniania butli gazem płynnym powinna stanowić wydzielony niepodpiwniczony obiekt budowlany i posiadać:
5) stałą instalację do wykrywania niebezpiecznego stężenia gazu w powietrzu.
§ 84.W rozlewni gazu płynnego powinny być zblokowane:
2) stała instalacja do wykrywania niebezpiecznego stężenia gazu płynnego z wentylacją awaryjną.

DZIAŁ IV Stacje paliw płynnych i stacje kontenerowe
§ 97. 1.Stacje paliw płynnych powinny być wyposażone w:
3) urządzenia do sygnalizacji wycieku produktów naftowych do gruntu, wód powierzchniowych i gruntowych;

DZIAŁ V Rurociągi przesyłowe dalekosiężne
Rozdział 8 Urządzenia elektroenergetyczne, automatyki, telemechaniki i łączności
§ 174. Urządzenia technologiczne, elektroenergetyczne, telemechanika, automatyka i łączność rurociągu przesyłowego dalekosiężnego powinny zapewniać:
3) prowadzenie ciągłych pomiarów i sygnalizacji, które powinny umożliwiać szybkie wykrycie awarii lub przecieku i spowodować natychmiastowe przerwanie tłoczenia, zamknięcie wszystkich zaworów liniowych celem ograniczenia wycieku produktu;

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 września 1999 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy magazynowaniu, napełnianiu i rozprowadzaniu gazów płynnych. (Dz.U. z 17.09.1999 Nr 75 Poz. 846) z późniejszymi zmianami
§ 23. 2.Przenośne oświetlenie elektryczne wykorzystywane podczas pracy przy zbiornikach z gazem płynnym powinno mieć wykonanie przeciwwybuchowe i napięcie nie wyższe niż 24V.
Oczywiście powyższa regulacja dotyczy oświetlenia, ale jest także jasną wskazówką w zakresie innych instalacji m.in. systemów detekcji gazów stacjonarnych, przenośnych detektorów wielogazowych czy strefowych detektorów gazów w tzw. systemie Blackline Safety przesyłających dane przez GSM. Bezpieczne zasilanie 24VDC i wykonanie przeciwwybuchowe to podstawowe parametry instalacji detekcji gazów w obiektach petrochemicznych.

(Fot.1 Strefowy detektor gazów pracujacy w sieci GSM z lokalizacją GPS typu Blackline G7 Exo)

§ 21. 1.Zabrania się przeprowadzania jakichkolwiek napraw urządzeń i instalacji rozlewni gazu płynnego podczas ruchu agregatów pompowych, sprężarkowych i innych urządzeń technologicznych rozlewni oraz podczas pracy urządzeń i instalacji napełniających.
Bieżący serwis lub konserwacja często przeszkadza w pracy zakładu. Stąd projektując nowe obiekty warto wykorzystać najnowsze rozwiązania jak np. detektor MSR PolyXeta2, który do kalibracji nie wymaga otwarcia obudowy. Dzięki taki rozwiązaniom powyższa regulacja bedzie spełniona, a zakład będzie mógł bezpiecznie pracować niezależnie od wykonywanego serwisu.

§ 23. 1.Zawór butli po napełnieniu należy poddać kontroli szczelności w kąpieli wodnej lub przy

pomocy elektronicznego urządzenia do wykrywania nieszczelności.

Przeznaczenie systemu detekcji.

PETROCHEMICZNE OBIEKTY PRODUKCYJNE I MAGAZYNOWE

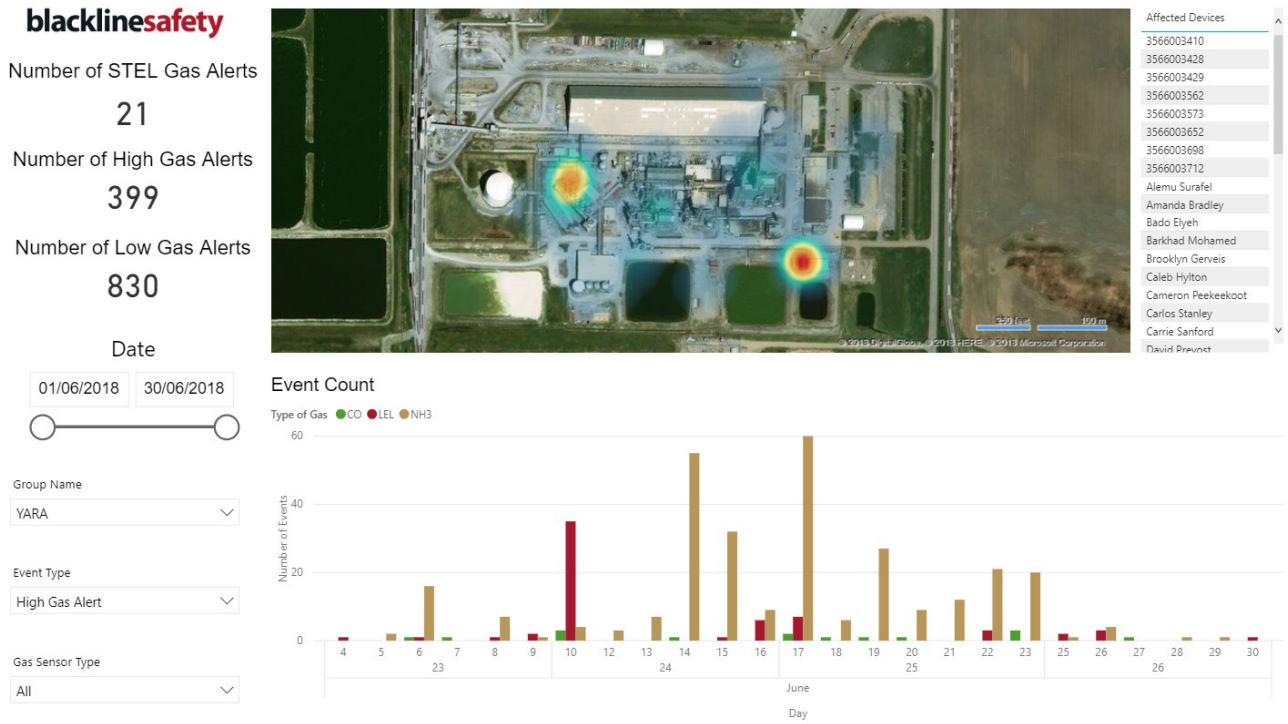
Zabezpieczanie obiektów technologicznych różni się od mniej skomplikowanych obiektów mieszkalnych lub komercyjnych gdzie detekcja gazów występuje w formie „automatu" likwidującego zagrożenie. Petrochemiczne procesy produkcyjne, w wielu przypadkach, nie mogą być w prosty sposób zatrzymane, a proste funkcje sygnalizacyjne to stanowczo za mało.
Tym samym istotne jest kilka aspektów możliwych do wykorzystania:

Odcinanie dopływu czynnika - jest możliwe tylko przy procesach, które można bezpiecznie zatrzymać lub w zakresie obiektów nie biorących bezpośredniego udziału w głównych procesach wytwórczych jak niektóre instalacje wodoru, tlenu lub gazów palnych. Ważne aby używane do odcinania zawory były zaworami szybkimi (elektromagnetycznymi lub pneumatycznymi), a ich otwarcie musiało następować świadomie (np. ręcznie lub zdalnie przez operatora).

Wentylowanie pomieszczenia - to jeden z najczęściej wykorzystywanych sposobów na redukcję zagrożenia ze strony gazów. Istotnym parametrem jest tu m.in. ciężar gazu (oparów), który będzie definiował prawidłowe usytuowanie wlotów i wylotów. Jednocześnie istotna jest ocena zagrożenia chemicznego i wybuchowego danej substancji i dostosowanie urządzeń do pracy w takich warunkach. System detekcji gazów reaguje odpowiednio wcześniej zanim substancja osiągnie stężenie wybuchowe jednak należy wziąć pod uwagę różne możliwości awarii i ocenić czy zagrożenie może wymagać zastosowania urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym. W przypadku oparów lub gazów agresywnych często dochodzi wymóg zastosowania elementów wyciągowych w wykonaniu chemoodpornym. Ostatnim ważnym aspektem jest wyrzut powietrza zawierającego czynnik niebezpieczny. Jego lokalizacja nie może nieść za sobą ryzyka zaciągnięcia substancji do innych pomieszczeń, w których mogłyby one stanowić zagrożenie.

Sygnalizacja - rozbudowane zakłady przemysłowe to ogromna ilość urządzeń, lampek, sygnalizatorów, a jednocześnie coraz większe oszczędności personalne i większa rotacja pracowników. Powoduje to, że lokalna sygnalizacja musi być jednoznaczna i czytelna (dobrym rozwiązaniem jest stosowanie detektorów ze zmiennokolorowym wyświetlaczem dzięki czemu od razu widać, który detektor zgłasza alarm oraz tablic podświetlanych dających czytelną informację o rodzaju alarmu). Mimo tych zabiegów miejscowe powiadomienie to tylko sygnał dla osób znajdujących się w pobliżu awarii. Głównym i najważniejszym elementem jest powiadomienie operatora (osoby pełniącej funkcję nadzorczą). Dawniej zakład skazany był na wiele małych systemów rozproszonych na różnych instalacjach jednak w dobie technologii cyfrowej i systemów adresowalnych jeden system może obejmować dziesiątki różnych detektorów rozmieszczonych w różnych strefach i odpowiadających za różne instalacje. Standardem stał się przesył danych do systemów nadzorczych jak BMS czy SCADA umożliwiający operatorowi identyfikację alarmu i czas na odpowiednią reakcję. Ten czas musi być odpowiedni, a więc system musi dysponować kilkoma progami alarmowymi, aby od wczesnego ostrzeżenia do automatycznej reakcji była realna możliwość podjęcia działań przez obsługę. Systemy detekcji muszą być w tym zakresie wspomagane przez systemy bezpieczeństwa pracowników samodzielnych Blackline Safety zapewniające ochronę personalną, detekcję strefową i lokalizację pracowników na terenie zakładu.

Statystyka, trendy i identyfikacja zagrożeń - bezpieczeństwo to przede wszystkim prewencja. Sytuacje starych systemów analogowych z topologią gwiazdową, gdy system detekcji alarmował, ktoś lokalnie go zresetował i nikt w nadzorze nie wiedział o sytuacji nie mają prawa mieć miejsca we współczesnym zakładzie przemysłowym. Cyfrowa komunikacja w standardzie RS485 nie tylko umożliwia operatorowi nadzór nad bieżącymi zdarzeniami, ale także pozwala gromadzić dane i informacje o zdarzeniach co pozwala służbom BHP na identyfikację potencjalnych zagrożeń i ich eliminację. Nie bez znaczenia jest także możliwość pomiaru (a nie tylko progów alarmowych), która daje użytkownikowi wczesne sygnały o możliwej emisji.



(Fot.2 Przykładowy raport zagrożeń gazowych z systemu bezpieczeństwa pracowników Blackline Safety)

STACJE BENZYNOWE I OBIEKTY DYSTRYBUCYJNE

Obiekty dystrybucyjne wymagają odrębnego podejścia. Instalacje z reguły są zautomatyzowane, a obsługa podlega dużej rotacji co wyklucza wysoki stopień znajomości instalacji. Podstawą działania systemu będzie zabezpieczenie obiektu za pomocą zaworów odcinających i lokalnej sygnalizacji, ale istotną funkcją będzie także rejestracja pomiarów i zdarzeń oraz możliwość przesyłu danych do systemów nadzorczych BMI lub SCADA za pomocą wyjścia cyfrowego RS485. Taka forma umożliwia zdalny nadzór nad poszczególnymi obiektami oraz ułatwia identyfikację nieprawidłowości w działaniu.

Dobór systemu detekcji.

SENSORY

Prawidłowo dobrany sensor to klucz do wiarygodnych pomiarów. Ciężkie węglowodory z oparów paliw wymagają szczególnego podejścia. Na rynku dostępne są 3 technologie pomiarowe dla gazów palnych: półprzewodnikowa, katalityczna i podczerwona.

Sensory półprzewodnikowe mają mocno ograniczoną funkcjonalność. Brak liniowości pomiaru, a co za tym idzie skrajnie różne reakcje w zależności od różnych substancji, powoduje, że ta technologia nie jest odpowiednia do zastosowania w przemyśle petrochemicznym. Jest przeznaczona jedynie do prostych aplikacji w czystych pomieszczeniach z maksymalnie 1 gazem stanowiącym zagrożenie, który pojawia się wyłącznie w sytuacji awaryjnej. Wrażliwość na zmiany temperatury lub wilgotności wykluczają z kolei zastosowania przemysłowe.

Najszerzej stosowaną w przemyśle technologią jest technologia katalityczna. Jej działanie opiera się spalaniu katalitycznym gazu na powłoce sensora co zwiększa ciepło i przepływ elektryczny. Po zestawieniu sygnału z sensorem kontrolnym, pozbawionym elementu reaktywnego, różnica stanowi sygnał pomiarowy urządzenia. Z zasady reakcja dotyczy gazów palnych i jest najodpowiedniejsza do grup ciężkich węglowodorów jak opary benzyny czy rozpuszczalniki. Dzięki podobnemu współczynnikowi odpowiedzi poszczególnych substancji możliwy jest specjalistyczny detektor reagujący na opary benzyny jak MSR PolyGard2 P3496 lub MSR PolyXeta P3496 (wersja Ex) oraz detektory na pozostałe substancje ciężkie jak aceton lub toluen.

Ostatnim rozwiązaniem jest sensor podczerwony bazujący na wysyłaniu i odbieraniu

odpowiedniego zakresu światła podczerwonego. Gaz, który trafi do sensora zatrzymuje część widma co sensor odbiera jako sygnał. Sensor pomimo wysokiej ceny ma wiele zalet jak odporność na przekroczenia zakresu czy możliwość działania w środowisku beztlenowym. Jego zastosowanie jednak jest także ograniczone do niektórych gazów i w przypadku ciężkich węglowodorów często jego wybór jest niemożliwy. Nie jest także detektorem zalecanym do zastosowań zewnętrznych lub wilgotnych narażonych na temperatury ujemne (np. przestrzenie międzypłaszczowe zbiorników, nalewnie otwarte, dystrybutory paliw, komory zaworowe zbiorników podziemnych) ze względu na możliwość kondensacji i zamarzania komory sensora. Tego typu detektor może być z powodzeniem stosowany np. do detekcji LPG (propan-butan) lub CNG (metan), natomiast kompletnie nie nadaje się do detekcji wodoru.

Specyfika obiektów związanych paliwami wymusza określone rozwiązania technologiczne sensorów i nie daje wielu możliwości wyboru. W większości aplikacji najlepszym wyborem jest sensor katalityczny. W wybranych zastosowaniach dla CNG i LPG warto rozważyć sensor podczerwony, natomiast sensor półprzewodnikowy (mimo, ze dostępne są wersje na niektóre gazy jak metan, propan-butan czy wodór) raczej nie jest odpowiedni dla specyfiki zakładów przemysłu rafineryjnego.

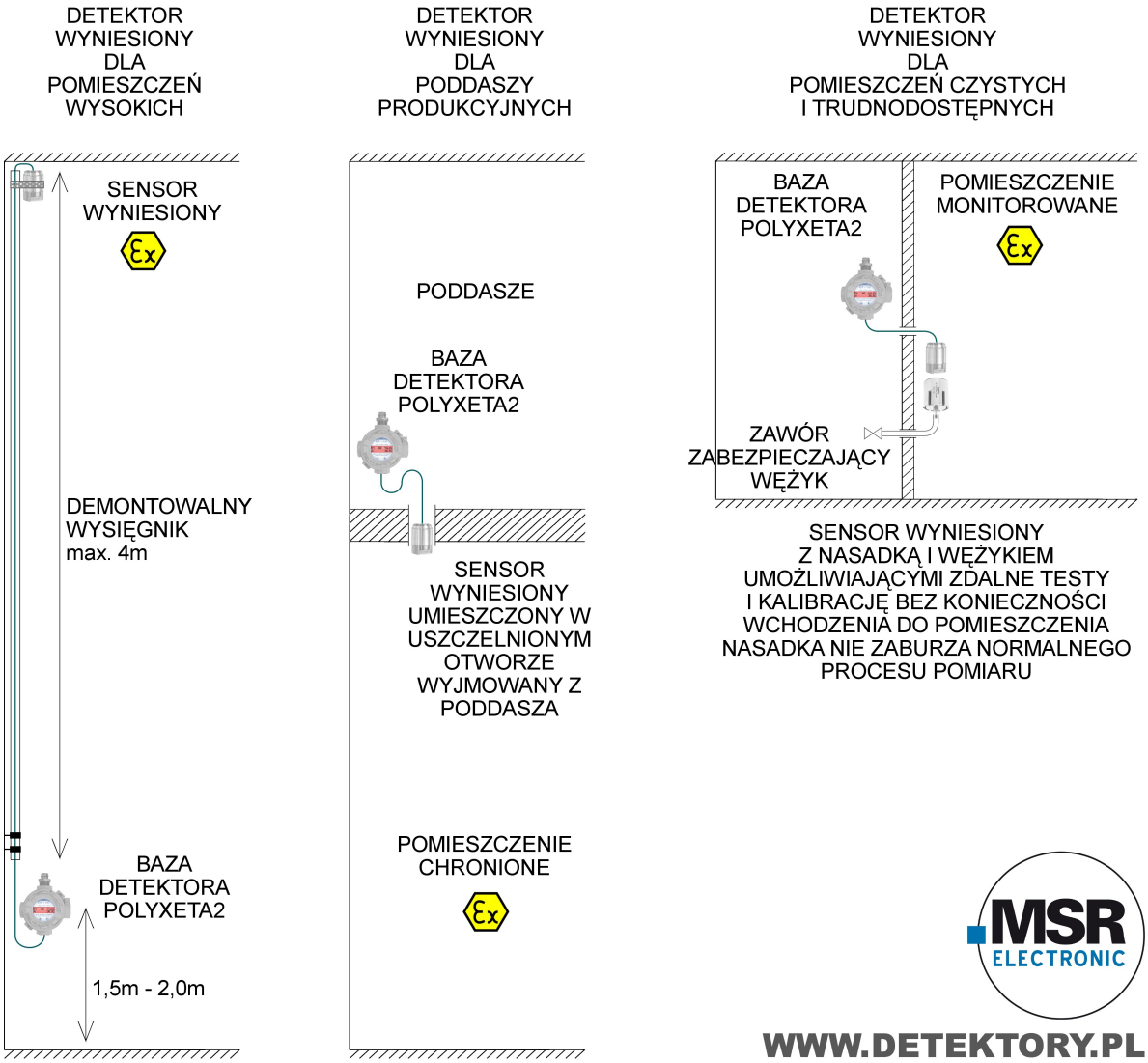
GAZ	SENSOR KATALITYCZNY	SENSOR PODCZERWONY	SENSOR PÓŁPRZEWODNIKOWY
opary benzyny	++	--	--
heksan	++	-	--
wodór	++	--	-
aceton	++	-	-
toluen	++	-	--
LPG	++	++	-
CNG	++	++	-

(tab.2 Zestawienie zalecanych sensorów w obiektach petrochemicznych.
-- nieodpowiedni - niezalecany + dopuszczalny ++ zalecany)

W zakresie gazów toksycznych (np. siarkowodoru) i tlenu do wyboru właściwie jest jedynie technologia elektrochemiczna bazująca na reakcji chemicznej danego gazu z elektrolitem sensora co powoduje powstanie napięcia na elektrodach sensora. Sensory tego typu są dość selektywne (słabo reagują na inne gazy niż docelowy) i są przeznaczone do niskich stężeń rzędu ppm (parts per milion - części na milion).
Przy doborze sensorów nie należy zapominać o eksploatacji. Wiele systemów oferuje już technologię wymiennych modułów sensorycznych co znacznie ułatwia wszelkie czynności.

(Fot.3 Cyfrowy czujnik gazów PolyXeta2 z wymiennym modułem sensorycznym oferuje m.in. wysoki stopień ochrony IP66 z osłoną SplashGuard oraz poziom nienaruszalności bezpieczeństwa SIL2)

Ciekawą opcją są także sensory wyniesione (czyli oddalone na kablu) od korpusu detektora. Takie rozwiązanie daje wiele możliwości i ułatwień w przypadku detektorów montowanych wysoko lub w strefach niedostępnych (także Ex).



(Rys.1 Przykładowe zastosowania sensorów wyniesionych.)

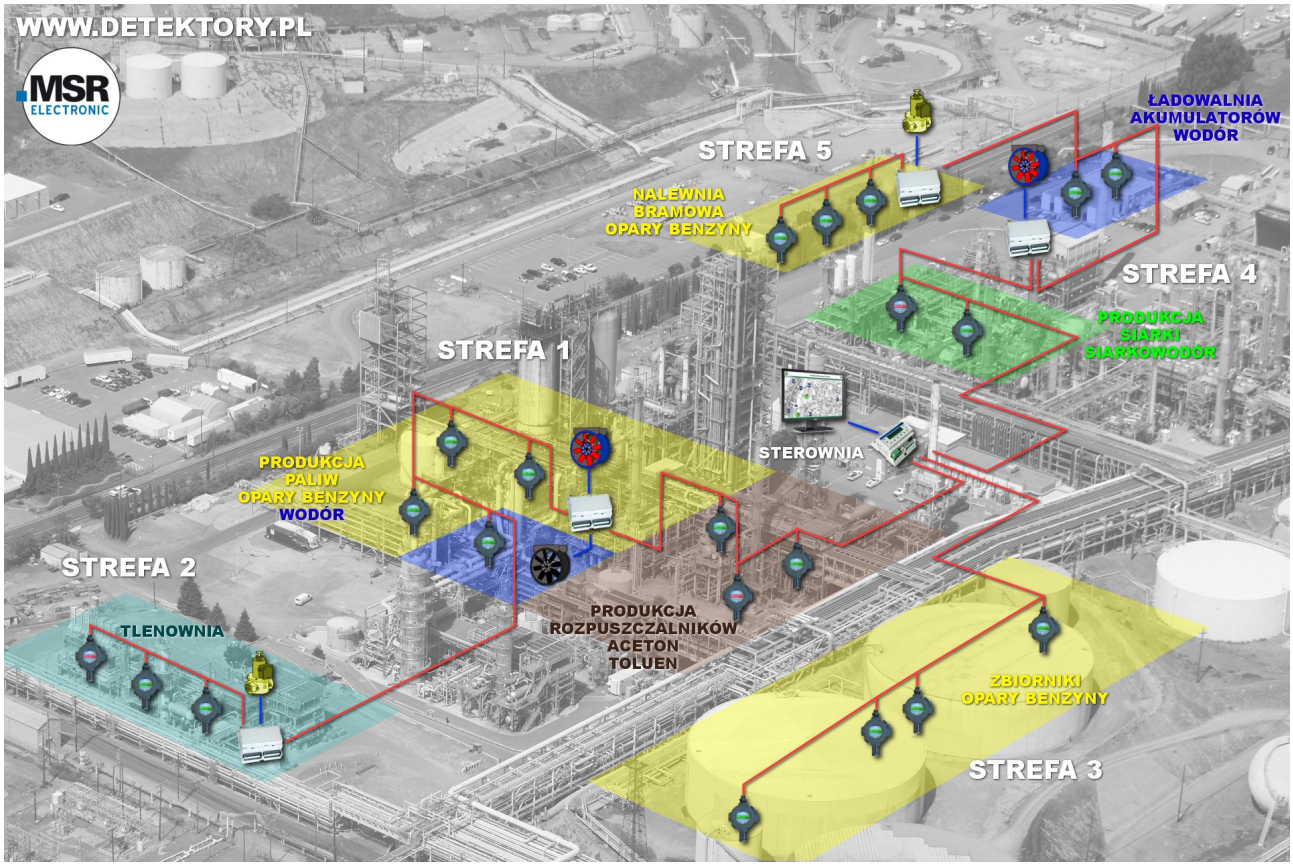
KOMUNIKACJA

Analogowe rozwiązania, w których każdy detektor musiał być połączony własnym przewodem z centralą należą do poprzedniej epoki. Podobnie jak w innych dziedzinach także w systemach detekcji cyfrowa komunikacja wyparła inne formy. Współczesne adresowalne cyfrowe systemy detekcji gazów jak PolyGard2 wykorzystują transmisję przemysłową RS485 zapewniającą bezpieczny przesył danych 4-żyłową magistralą. Takie rozwiązanie oznacza mniej kabli, niższy koszt instalacji i niemożliwe dawniej funkcje konfiguracyjno-diagnostyczne. Na jednej linii mogą być podłączone detektory i sterowniki urządzeń wykonawczych, a każdy posiada własny unikatowy adres. Nowoczesne zautomatyzowane zakłady dzięki komunikacji RS485 Modbus RTU włączają system detekcji do systemu zarządzania obiektem BMS (Building Management System).

STEROWANIE

Głównym zadaniem każdego systemu detekcji jest alarmowanie użytkownika i zabezpieczenie obiektu. Jak już wiemy sposobów zabezpieczeń jest co najmniej kilka, a do głównych należą załączanie wentylacji (często wielobiegowej), sygnalizatory akustyczno-optyczne, zawory odcinające lub układy wyłączające procesy. W przypadku obiektów przemysłowych sterowanie musi być pewne i nie może zbyt szybko przechodzić do rozwiązań awaryjnych. Ze względu na prowadzone procesy obsługa musi mieć czas na reakcję. To duże wyzwanie i dlatego starsze 2 progowe systemy nie sprawdzą się w tej roli. Im większą ilością progów alarmowych będziemy dysponować tym lepiej możemy sterować i dać obsłudze czas na reakcję. To pierwsze duże wyzwanie dla systemu. Drugim jest możliwość sterowania różnymi urządzeniami w zależności od tego jaki detektor zgłosi alarm. Nie chcemy przecież aby detektor w magazynie załączał wentylacji

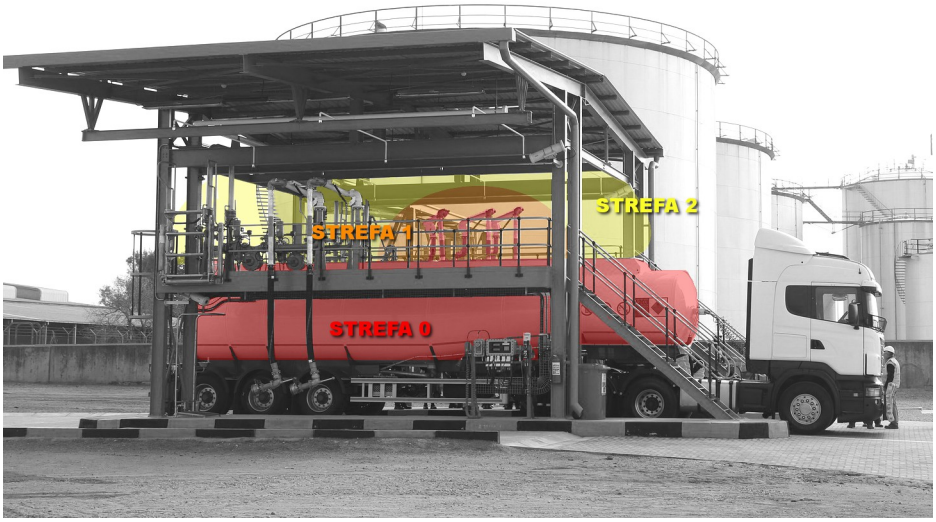
na dziale produkcji. W dużych zakładach sytuacja jest często jeszcze bardziej skomplikowana ponieważ detektory na niskim poziomie mają załączać np. lokalną wentylację w danym pomieszczeniu, w którym się znajdują, ale na wysokim poziomie mają już odłączyć całą grupę pomieszczeń np. za pomocą zaworu elektromagnetycznego. Oczywiście sytuację można jeszcze bardziej komplikować w zależności od wielkości zakładu. Na koniec oczywiście system powinien umożliwiać nadzór np. w centrum operacyjnym. Dzięki adresowalnym urządzeniom i programowalnym wyjściom sterującym dla systemu cyfrowego nie jest to żaden problem. Detektor nr X może sterować wyjściem Y przy progu 1, a wyjściem Z przy progu 4 itd. Coś co kiedyś wymagało wielu osobnych systemów detekcji dzisiaj może być jednym przy zachowaniu funkcjonalności i przejrzystości sterowania. Korzystają na tym nie tylko wielodetektorowe systemy dużych zakładów, ale także małe lokalne instalacje z 1 lub 2 detektorami (np. na stacji paliw). Detektor z dystrybutora może inaczej realizować scenariusz alarmowy niż detektor w studzience nazbiornikowej lub przy magazynie butli.



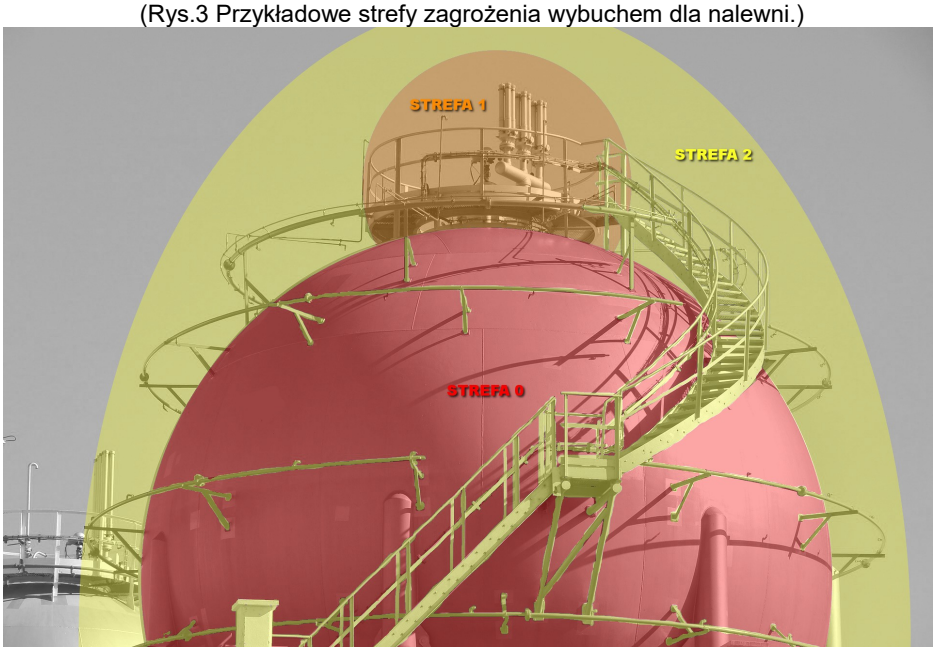
(Rys.2 Przykładowy schemat cyfrowego systemu detekcji w rafinerii z podziałem na strefy, różne rodzaje gazów oraz z lokalnym sterowaniem urządzeniami wykonawczymi np. wentylacją lub zaworami odcinającymi)

STREFY ZAGROŻENIA WYBUCHEM

W przypadku obiektów petrochemicznych wiele miejsc jest objętych strefą zagrożenia wybuchem. Oprócz kategorii strefy (czyli rozróżnienia rodzaju zagrożenia G - gazy D - pyły i intensywności czyli 0, 1 i 2), warto pamiętać, że dla różnych gazów lub oparów strefy będą miały różne grupy. Większość substancji znajdziemy w grupie propanowej - A, ale siarkowodór to już grupa B, a wodór grupa C. W przypadku detektorów gazów większość jest dostępna w wykonaniu dla strefy 2 (czyli najmniej zagrożonej), ale cyfrowe detektory PolyXeta2 występują także w wersji dla strefy 1 oraz w specjalnej wersji umożliwiającej otwarcie obudowy lub czynności serwisowe bezpośrednio w strefie zagrożenia wybuchem. Ta cecha może mieć istotne znaczenie przy instalacjach szczególnie narażonych. Dzięki takiemu rozwiązaniu serwis jest nieporównywalnie prostszy i bezpieczniejszy.



(Rys.3 Przykładowe strefy zagrożenia wybuchem dla nalewni.)



(Rys.4 Przykładowe strefy zagrożenia wybuchem dla zbiornika.)

Bezpieczeństwo.

Projektując system detekcji głównie zastanawiamy się nad bezpieczeństwem obiektu. Będzie on tak bezpieczny jak systemy, które w nim zastosowaliśmy. Dlatego w systemach bezpieczeństwa podobnie jak w automatyce czy systemach sterowania stosuje się skalę określająca poziom nienaruszalności bezpieczeństwa SIL (Safety Integrity Level). W zakładach petrochemicznych zalecany poziom to SIL2.

Parametry pomiarowe.

Właściwości pomiarowe takie jak zakres czy progi alarmowe określa projektant obiektu. Poniżej najczęściej przyjmowane parametry w przypadku obiektów związanych z paliwami.
Zakresy pomiarowe:
opary benzyny C_XH_X zakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)
(heksan C_6H_{14}) zakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)

wodór H_2 zakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)
LPG C_XH_X zakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)
CNG CH_4 zakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)
aceton C_3H_6Ozakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)
toluen C_7H_8 zakres 0-100%DGW (Dolnej Granicy Wybuchowości)
siarkowodór H_2S zakres 0-50ppm (ppm - część na milion)
tlen O_2 zakres 0-25%v/v (objętościowo)

Progi alarmowe to poziomy, przy których detektor wysyła sygnał alarmowy. Im więcej ich mamy tym większe możliwości reakcji i więcej czasu ma obsługa na prawidłowe rozeznanie i zadziałanie wobec zagrożenia. Dawniej systemy umożliwiały jedynie 2 poziomy alarmowe co powodowało że obsługa nie zdążyła jeszcze zareagować, a system przechodził do reakcji automatycznych i zabezpieczał obiekt realizując scenariusz alarmowy. Nowoczesne systemy o 4 progowej skali lepiej stopniują reakcje przez co system wzbudza mniej fałszywych alarmów wysokiego poziomu oraz daje obsłudze możliwość zażegnania niebezpieczeństwa w jego wstępnej fazie. Z kolei alarm wysokiego stopnia, który pojawia się rzadko nie jest ignorowany (nawet jeżeli jest fałszywy).

Różne obiekty, a nawet różne pomieszczenia mogą mieć odmienne schematy alarmu i postępowania (inaczej będzie wyglądał alarm dla przestrzeni międzypłaszczowej zbiorników, a inaczej dla pompowni). W systemach cyfrowych jest to realizowane dzięki adresowalności. Każdy detektor może mieć indywidualnie przypisane poziomy alarmowe i wyjścia sterujące które ma załączać (np. różnie sterować sygnalizacją lub wentylacją). Tym samym nie ogranicza to projektującego do jednego standardowego rozwiązania dla całego obiektu.

OBIEKTY TECHNOLOGICZNE RAFINERII ORAZ BAZ PALIW
Przykłady schematów alarmowania systemu detekcji dla poszczególnych detektorów (gazów) mogą być następujące:

OPARY BENZYNY - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE, POMPOWNIE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza
		– załączenie optycznego sygnału alarmowego
		– powiadomienie operatora obiektu
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego
		– powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu
		– (opcjonalnie) zamknięcie procesu
		– (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

(HEKSAN) - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE, POMPOWNIE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza
		– załączenie optycznego sygnału alarmowego
		– powiadomienie operatora obiektu
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego
		– powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu
		– (opcjonalnie) zamknięcie procesu
		– (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

WODÓR - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji

15% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu
20% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
30% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu – (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

WODÓR - ŁADOWALNIE AKUMULATORÓW

0% DGW	– brak alarmu	– pracuje I bieg wentylacji (podstawowa wydajność)
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie II biegu wentylacji (maksymalna wydajność)
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie optycznego sygnału alarmowego
30% DGW	– alarm poziomu 3	– odłączenie prostowników (nadal postępuje proces gazowania)
40% DGW	– alarm poziomu 4	– odłączenie zasilania obiektu oraz załączenie akustycznej sygnalizacji alarmowej.

ACETON - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu – (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

TOLUEN - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu – (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

Taki schemat dla gazów i oparów wybuchowych jest oczywiście przykładem, ale wskazuje na kilka istotnych elementów. Pierwszy poziom pozwala na redukcję fałszywych alarmów i usunięcie zanieczyszczeń powietrza na, które mogą reagować detektory. Dopiero 2 poziom alarmowy wskazuje na to, że zagrożenie może być realne i należy podjąć działania aby rozpoznać co jest przyczyną takiego stanu. Powiadomienie operatora w systemie (np. w systemie SCADA) daje mu możliwość podjęcia skutecznych działań (np. wysłanie odpowiednich osób na miejsce w celu sprawdzenia alarmu). Kolejny 3 poziom to już poziom alarmowy dla osób mogących znajdować się w pobliżu oraz osób wyznaczonych dla danego procesu (np. brygadzistów czy lokalnych operatorów). Systemy cyfrowe mają możliwość rozgraniczenia stref lub nawet poszczególnych detektorów i powiadomienie osób przypisanych do danego obiektu np. za pomocą SMS-ów. Jeżeli dodatkowo system jest wspomagany przez system bezpieczeństwa pracowników samodzielnych typu Blackline to powiadomienia mogą być wspomagane przez personalne urządzenia

bezpieczeństwa pracowników (detektory gazów, czujniki upadku i bezruchu, alarmy SOS, lokalizatory). Ostatni 4 poziom (wysoki alarm) najczęściej jest sprzężony z funkcją zabezpieczającą dla obiektu. Może ona wyglądać różnie zależnie od procesu lub możliwości jego zatrzymania.
Wieloprogowy schemat alarmu i sterowania pozwala na odpowiednia reakcję personelu, odpowiednie (płynne) sterowanie systemami zabezpieczeń (szczególnie jeżeli stosowana jest wentylacja 2- lub wielo-stopniowa).

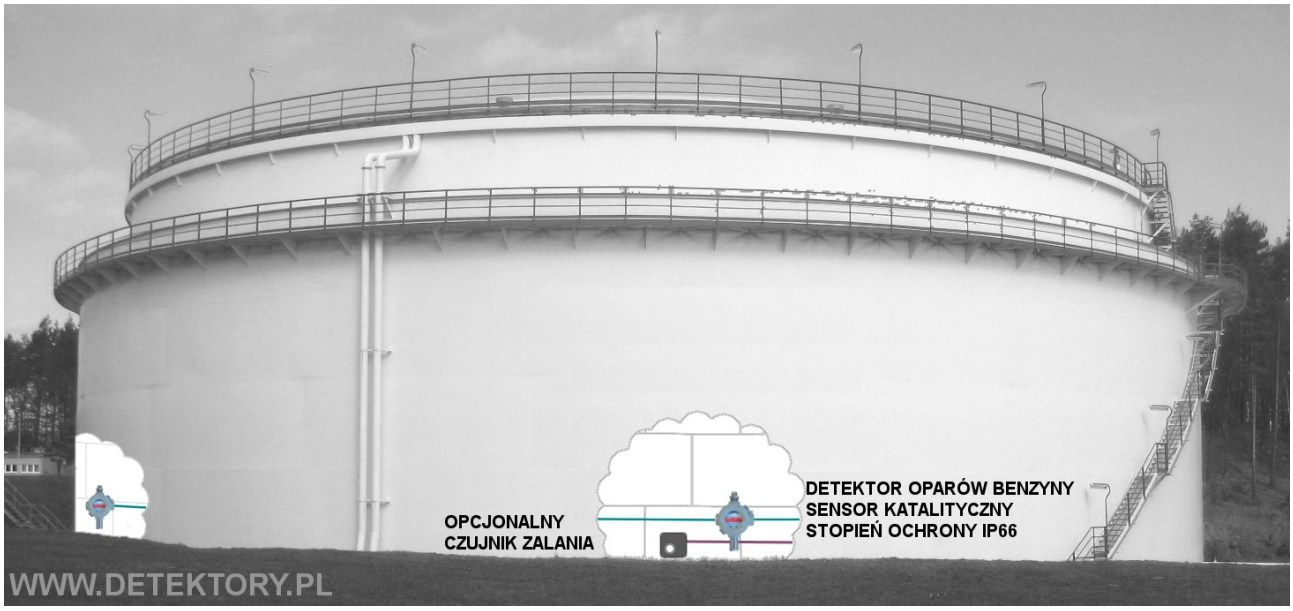
OPARY BENZYNY - PRZESTRZENIE MIĘDZYPŁASZCZOWE ZBIORNIKÓW

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– powiadomienie operatora obiektu
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie optycznego sygnału alarmowego
		– powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu

(HEKSAN) - PRZESTRZENIE MIĘDZYPŁASZCZOWE ZBIORNIKÓW

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– powiadomienie operatora obiektu
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie optycznego sygnału alarmowego
		– powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu

Zbiorniki 2 płaszczowe mogą być wyposażone w detekcję gazów zlokalizowaną w przestrzeni międzypłaszczowej uwzględniającą przeznaczenie zbiornika. Schemat alarmowania będzie jednak odmienny od pomieszczeń technologicznych ze względu na brak urządzeń wykonawczych jak wentylacja mechaniczna czy zawory. Praktyka pokazuje, że ze względu na instalację w dużym stopniu na zewnątrz detektory muszą być wyposażone w sensor katalityczny (m.in. ze względu na możliwe zamarzanie skondensowanej pary wodnej wewnątrz urządzenia) oraz muszą posiadać stopień ochrony IP66 zapewniający wysoką ochronę przed opadami i warunkami zewnętrznymi. Nie bez znaczenia jest pilnowanie odwadniania przestrzeni międzypłaszczowej w czasie intensywnych opadów. Zapominanie o tej czynności wielokrotnie powodowało całkowite zalanie detektorów. Cyfrowe systemy posiadają opcje modułów wejść analogowych, do których można podpiąć czujnik zalania w wykonaniu przeciwwybuchowym z analogowym wyjściem 4-20mA.



(Rys.5 Detektory w przestrzeni międzypłaszczowej zbiornika paliw płynnych.)

SIARKOWODÓR - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE

0ppm	– brak alarmu	
5ppm (średnia ważona*)	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
10ppm (średnia ważona*)	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza – powiadomienie operatora obiektu
20ppm	– alarm poziomu 3	– załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
50ppm	– alarm poziomu 4	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu

** - w przypadku 2 pierwszych progów alarmowych istotne jest aby detektory przeliczały średnią ważoną zgodnie z przepisami o NDS i NDSCh. Ustawienie progów bez przeliczania średniej ważonej skutkuje nieprawidłową zbyt wczesną reakcją detektorów i zbyt częstym uruchamianiem wentylacji. Z kolei wysokie progi (przekraczające NDSCh) powinny być progami chwilowymi, a nie średnimi ze względu na przekroczenie dopuszczalnych norm.*

Dla niektórych instalacji w przypadku gdy chcemy szybko mieć informację o nawet niewielkim wycieku można zmodyfikować progi i np. 1 próg ustawić jako chwilowy (bez średniej ważonej) nawet na niższą wartość (jednak nie zaleca się ustawień poniżej 3ppm ze względu na zanieczyszczenia w powietrzu). Taki próg może być sygnalizowany tylko wybranym osobom, których zadaniem jest kontrola szczelności instalacji H_2S.

TLEN ↘ (WERSJA NA SPADEK TLENU DLA POMIESZCZEŃ Z GAZAMI WYPIERAJĄCYMI)

20,9%v/v	– brak alarmu	
19,0%v/v	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
18,0%v/v	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji (maks. wydajność) – powiadomienie operatora obiektu
17,0%v/v	– alarm poziomu 3	– załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
16,0%v/v	– alarm poziomu 4	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu

TLEN ↗ (WERSJA NA WZROST DLA POMIESZCZEŃ TLENOWNI LUB INSTALACJI TLENU)

20,9%v/v	– brak alarmu	
22,0%v/v	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
23,0%v/v	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji (maks. wydajność) – powiadomienie operatora obiektu
24,0%v/v	– alarm poziomu 3	– załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
25,0%v/v	– alarm poziomu 4	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu - odcięcie dopływu tlenu

System 4 progowy MSR PolyGard2 z detektorami zwykłymi PolyGard2 lub przeciwwybuchowymi PolyXeta2 ma unikatową możliwość wykorzystania jednego detektora zarówno na wzrost (2 progi) jak i na spadek tlenu (2 progi). Tam gdzie magazynowane są gazy wypierające jak np. azot (N_2) oraz sam tlen (O_2) i sterowanie urządzeniami wykonawczymi może być uproszczone, możliwe jest zastosowanie jednego detektora na spadek i na wzrost tlenu.
W przypadku detektorów tlenu na zakładach przemysłowych wysoce zalecane jest zastosowanie wersji ze zmiennokolorowym wyświetlaczem i lokalną sygnalizacją (na detektorze lub za pomocą lokalnego sygnalizatora). Dzięki temu pracownicy mają natychmiastową i łatwo-identyfikowalną informację o zagrożeniu.

X-CHANGE TECHNOLOGY

(Fot.4 Cyfrowy detektor Multi Sense Controller 2 MSC2 ze zmiennokolorowym wyświetlaczem, możliwością obsługi do 3 sensorów jednocześnie, opcjonalnym sygnalizatorem i możliwością pracy w systemie lub samodzielnie czyli bez centrali).

TLEN ↗ ↘ (WERSJA NA SPADEK I WZROST)

20,9%v/v	– brak alarmu	
19,0%v/v	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
18,0%v/v	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji (maks. wydajność) – załączenie akustycznego sygnału alarmowego – zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu - odcięcie dopływu gazu wypierającego
23,0%v/v	– alarm poziomu 3	– załączenie I biegu wentylacji – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
25,0%v/v	– alarm poziomu 4	– załączenie II biegu wentylacji (maks. wydajność) – załączenie akustycznego sygnału alarmowego – zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu - odcięcie dopływu tlenu

LPG (PROPAN-BUTAN) - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu

30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu – (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

CNG (METAN) - OBIEKTY TECHNOLOGICZNE

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– załączenie I biegu wentylacji
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie II biegu wentylacji lub układu wymiany powietrza – załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie operatora obiektu
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
40% DGW	– alarm poziomu 4	– zabezpieczenie procesu – (opcjonalnie) zamknięcie procesu – (opcjonalnie) odłączenie zasilania obiektu

Inne schematy sterowania będą obowiązywały dla obiektów STACJI PALIW ze względu na specyfikę ich obsługi. W przypadku sieci paliw warto umożliwić systemowi przesyłanie danych do operatora sieci z każdej stacji (nie tylko z systemu detekcji). Takie rozwiązanie umożliwia wyłapywanie częstych usterek lub problemów i ich diagnostykę.

LPG (PROPAN-BUTAN) - STACJE PALIW

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– powiadomienie operatora obiektu (np. dyżurną obsługę)
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego
40% DGW	– alarm poziomu 4	– przesłanie sygnału do zaworu odcinającego

CNG (METAN) - STACJE PALIW

0% DGW	– brak alarmu	
10% DGW	– alarm poziomu 1	– powiadomienie operatora obiektu (np. dyżurną obsługę)
20% DGW	– alarm poziomu 2	– załączenie optycznego sygnału alarmowego – powiadomienie wyznaczonych pracowników za pomocą SMS
30% DGW	– alarm poziomu 3	– załączenie akustycznego sygnału alarmowego
40% DGW	– alarm poziomu 4	– przesłanie sygnału do zaworu odcinającego

Ważnym elementem systemu detekcji jest nie tylko załączanie progów alarmowych, ale bieżące wskazanie wartości (poziomów) poszczególnych gazów. Daje to personelowi możliwość obserwacji i ewentualnych zmian w funkcjonowaniu obiektu. Wiele procesów nie ma możliwości określenia wszystkich parametrów na etapie projektu, a jeszcze inne zmieniają się wraz z rozwojem zakładu. Zachowanie systemu detekcji też należy dostosowywać do zmieniających się warunków. W cyfrowych systemach jest to umożliwione dzięki programowanym parametrom. W wielu wypadkach określenie progów alarmowych na etapie projektowania wymaga pewnej korekty po pierwszym okresie eksploatacji.

(Fot.5 Cyfrowa centrala systemu detekcji gazów MSR PolyGard2 z podglądem detektorów. Ważną funkcją centrali jest możliwość realizacji 2 pomiarów równocześnie: wartości bieżącej (C) – po prawej, oraz wartości średniej (A) – po lewej. Parametr szczególnie przydatny przy pomiarze gazów toksycznych załączających progi alarmowe w oparciu o średnią ważoną oraz w miejscach krótkotrwałych przekroczeń lub gazów zakłócających powodujących fałszywe alarmy, które w ten sposób są częściowo eliminowane)

Wybór punktów pomiarowych.

Podstawowym kryterium zapewniającym prawidłową pracę instalacji jest wybór odpowiednich lokalizacji urządzeń detekcyjnych. Nie ma regulacji prawnych lub gotowych rozwiązań w tym zakresie więc kluczowe są umiejętności i doświadczenie projektanta. Błąd w tym zakresie jest zawsze poważny ponieważ grozi nieprawidłowym zabezpieczeniem obiektu, a co za tym idzie narażeniem go na niebezpieczeństwo. Zaznaczyć należy w tym miejscu, że to właśnie uprawniony projektant dyktuje umiejscowienie urządzeń zgodnie z potrzebami obiektu, a nie producent lub dostawca urządzeń detekcyjnych. W przypadku obiektów trudniejszych posiadających wiele aspektów związanych z technologią lub użytkowaniem wskazane jest zebranie uwag od przedstawicieli użytkownika (technologów, służb BHP, służb ochrony przeciwpożarowej, doświadczonych kierowników danych obiektów), którzy mają doświadczenia z przedmiotowymi instalacjami.

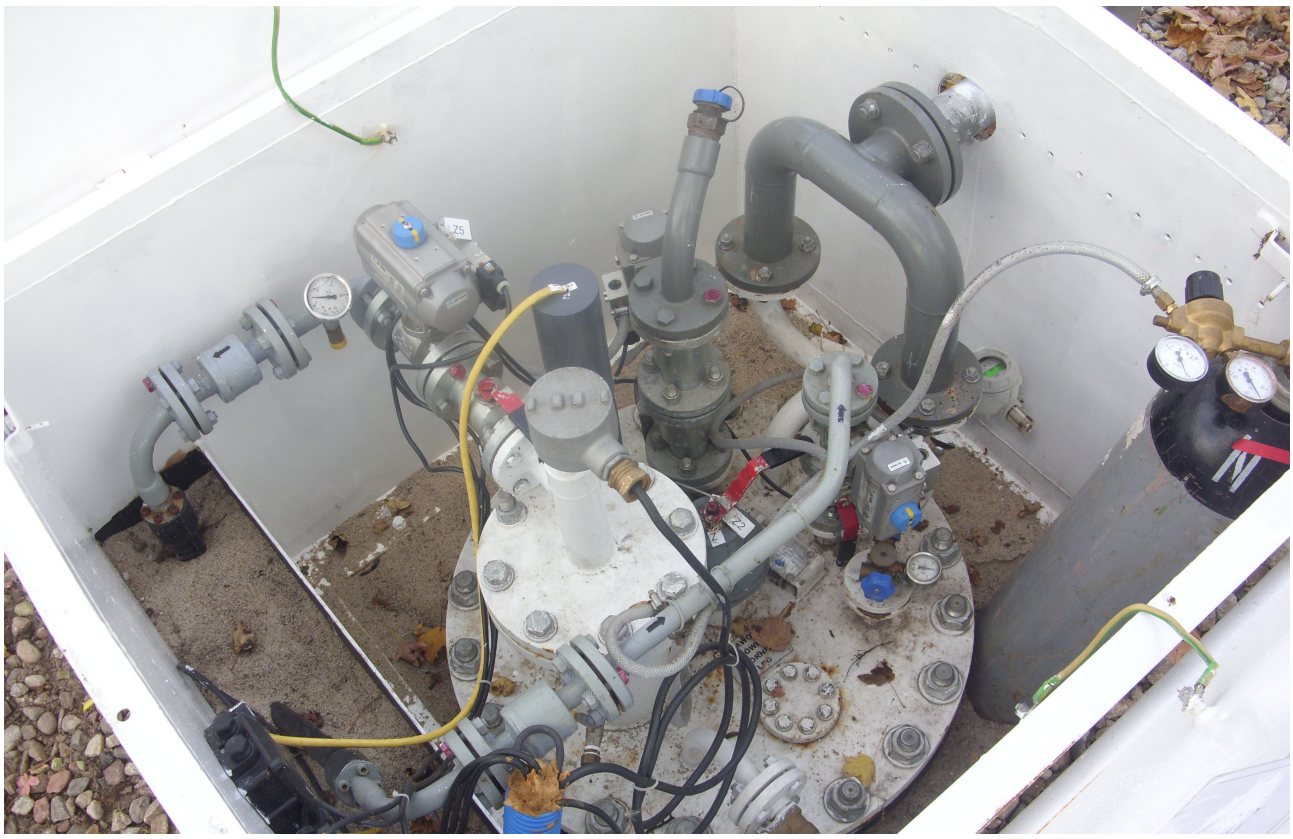
Najważniejszym kryterium lokalizacji jest zachowanie samego gazu. To od jego właściwości i możliwości przemieszczania zależało będzie gdzie należy umiejscowić urządzenia pomiarowe. Detektory nie mają żadnego wpływu na przemieszczanie się gazu więc muszą być umiejscowione tak aby było duże prawdopodobieństwo, że pojawiający się gaz trafi właśnie na nie.

Pierwszym kryterium jest wysokość montażu detektora. Definiowana jest przez współczynnik ciężaru gazu w stosunku do otaczającego go powietrza. Opary paliw czy LPG złożone głównie z ciężkich węglowodorów będą kierowały się ku dołowi, natomiast lekki wodór czy CNG (metan) będą unosiły się ku górze. Drugim kryterium jest odległość od potencjalnego źródła. Przyjęły się wartości 6-10m od potencjalnego źródła jako promień okręgów rysowanych na rzucie obiektu. Takie podejście jest stosunkowo bezpieczne dla standardowych obiektów jak hale garażowe, ale stanowczo niewystarczające przy projektowaniu zakładów przemysłowych. Rolą projektanta jest określenie potencjalnych źródeł wycieku i przewidzenie możliwych jego scenariuszy (np. kierunków przemieszczania się, spływu wyciekającej cieczy itd.). W przypadku oparów należy brać pod

uwagę ich nieco inny charakter zachowania niż stabilnych gazów cięższych od powietrza jak propan wyciekających z rurociągu. W przypadku miejsc o szczególnym narażeniu lub podlegających szczególnej kontroli detektory powinny być zlokalizowane w możliwie małej odległości na przewidywanym kierunku (lub kierunkach) rozprzestrzeniania się gazu.
Przy lokalizacji detektorów gazów i oparów cięższych od powietrza detektory są lokalizowane przy podłodze z uwzględnieniem ok. 20-30cm odstępu zapewniającego dostęp serwisowy oraz zmniejszenie wpływu substancji stale obecnych przy podłodze. Przy lokalizacji musimy wziąć pod uwagę zagłębienia i inne miejsca, w których mogą gromadzić się opary. Przy niewielkich zagłębieniach należy ocenić czy ich monitorowanie jest zasadne oraz czy jest możliwość ich przewietrzenia. W obiektach rafineryjnych lub zbiornikach detektory znajdujące się nisko są narażone na wiele czynników co powoduje, że zaleca się wersję o stopniu ochrony IP66. W wielu miejscach zasadne jest zastosowanie dodatkowych osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi.
Wszelkie przeszkody wyższe niż 30cm jak np. maszyny czy zmiany wysokości podłoża mają oczywiście poważny wpływ na przemieszczanie się gazu i często powodują, że konieczne jest zwiększenie ilości detektorów. W przypadku wielopoziomowych obiektów może być konieczne zastosowanie dodatkowych detektorów na „międzypoziomach”, aby mogły wcześnie wykryć ewentualne wycieki.
Gazy lżejsze od powietrza (wodór, metan) będą kierowały się ku górze i gromadziły w najwyższych punktach obiektu. Przy lokalizacji detektorów także warto zwrócić uwagę na możliwe przeszkody np. podciągi większe niż 30cm mogących dzielić sufit na strefy, martwe strefy czy wloty i wyloty wentylacji. Detektory gazów lżejszych umieszczamy na suficie także zachowując odstęp 20-30cm od jego powierzchni. Należy wziąć pod uwagę skosy i kształt stropu. W tym wypadku ważny jest dostęp serwisowy. Jeżeli nie ma możliwości zastosowania detektora wyniesionego to należy tak rozmieścić urządzenia aby można było się do niego dostać. Montowanie urządzeń bezpośrednio nad maszyną jest znacznym utrudnieniem, a w większości przypadków nie poprawia w żaden sposób wykrywania gazu.
W przypadku gazów toksycznych jak siarkowodór, dodatkowo należy wziąć pod uwagę nie tylko lokalizację, ze względu na parametry gazu, ale także (a może przede wszystkim) ze względu na pracowników. W przypadkach szczególnych instaluje się dodatkowe detektory, wyświetlacze aby pracownicy mieli bieżącą informację np. przed wejściem do pomieszczenia lub nawet drugi poziom urządzeń detekcyjnych na wysokości głowy człowieka.
Tlen w zależności od kierunku (spadek lub wzrost) jest traktowany jako detektor bezpieczeństwa dla pracowników (spadek) lub detektor ochraniający obiekt (wzrost). Generalnie tlen jest zbliżony wagowo do powietrza i montowany jest najczęściej na wysokości głowy człowieka. Ważnym aspektem jest zmiennokolorowy wyświetlacz, który pozwala na łatwą identyfikację miejsca problemu.

STACJE BENZYNOWE

Typowe zagrożenia na stacjach paliw, zależnie od rodzaju stacji, związane są z LPG, CNG, benzyną oraz wodorem (póki co w Polsce jest 9 stacji tankowania wodoru wg jednego z portali paliw alternatywnych). Na większości stacji jest to LPG i benzyna.
Głównymi miejscami zagrożonymi są dystrybutory, studnie zaworowe i tam też z reguły lokalizowane są detektory.



(Fot.6 Detektor umieszczony w studni zaworowej. Mimo osłony w postaci klapy warunki panujące w studni są zbliżone do warunków zewnętrznych stąd zalecany poziom ochrony to IP66.)

(Fot.7 Detektor LPG umieszczony w dystrybutorze LPG)

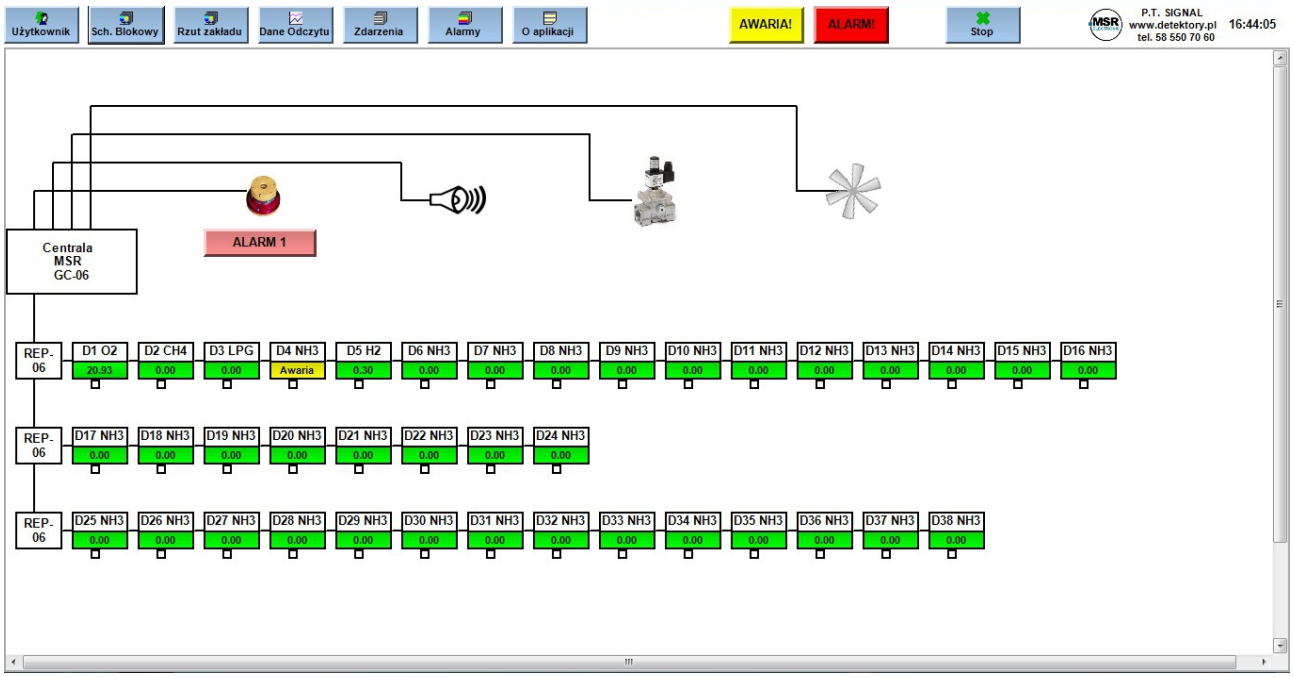
Sygnalizacja.

Czytelna i zrozumiała informacja o zagrożeniu jest podstawą do prawidłowej reakcji personelu. Nadmiar różnych sygnalizatorów, lampek i syren w połączeniu z rotacją pracowników oraz niedoborami specjalistów powoduje, że pracownicy mogą źle interpretować sygnały i podejmować nieprawidłowe działania. Rolą projektanta jest nie tylko zabezpieczenie obiektu, ale również ułatwienie jego obsługi i zapewnienie obsłudze jasnych komunikatów. Stąd rosnącą popularnosć zdobywają podświetlane tablice ostrzegawcze zamiast zwykłych sygnalizatorów. Na tablicy może być umieszczony praktycznie dowolny komunikat, który zostanie podświetlony podczas alarmu. Tablica moze zawierać także rózne znaki i piktogramy co w przypadku międzynarodowej załogi lub obiektu odwiedzanego przez obcokrajowców dodatkowo ułatwia identyfikację. Tablice moga być dodatkowo wyposażone w sygnał akustyczny.

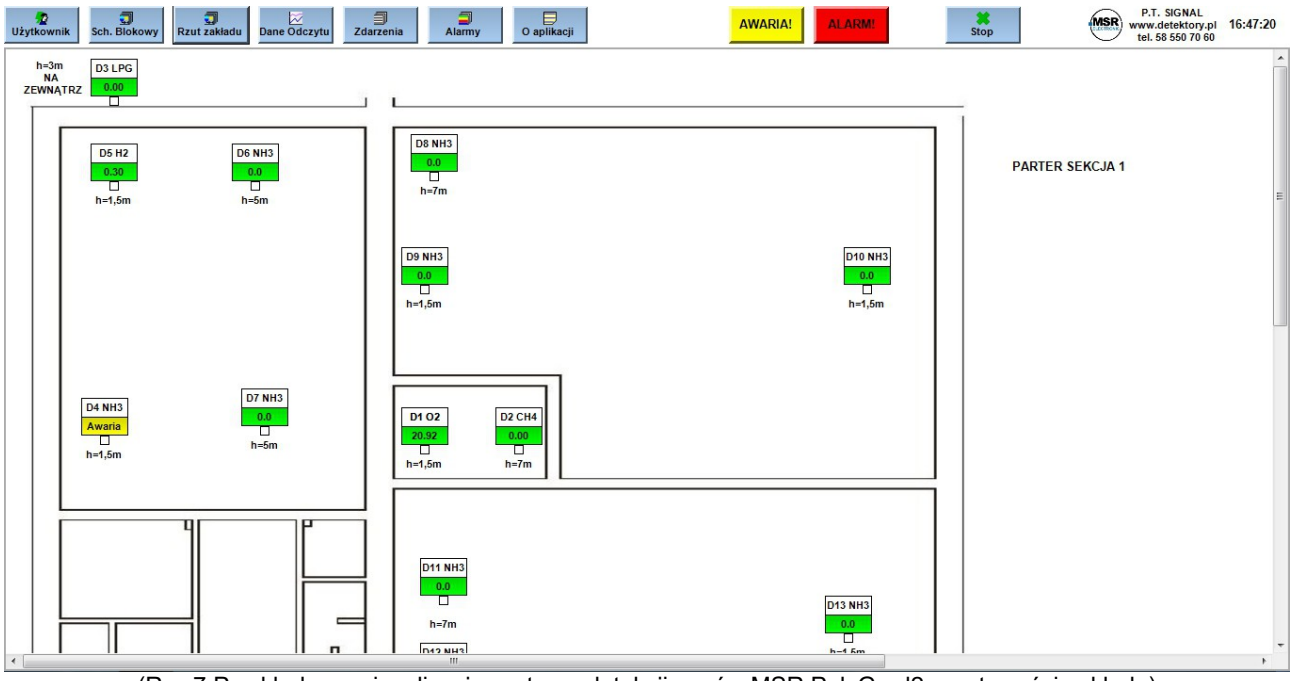
(fot.8 Przykładowa tablica ostrzegawcza typu WT)

Wizualizacja.

Era cyfrowej komunikacji oferuje nie tylko dobrą komunikację między centralą, a detektorami, ale także (a może przede wszystkim) cyfrowe wyjście RS485 Modbus RTU do systemów nadzorczych obiektów np. SCADA. Można zaimplementować wizualizację systemu do już istniejącej na zakładzie lub zamówić dedykowaną. Ważne, że nie tylko operator może obserwować system na swoim monitorze, ale dzięki internetowi także upoważnienia pracownicy mogą mieć dostęp poprzez tablety lub telefony do bieżących informacji o systemie jeżeli tylko są w zasięgu dostępu do internetu. System przesyła pełne dane: pomiary, alarmy, stany wyjść, awarie z których można tworzyć raporty, trendy i inne niezbędne informacje.

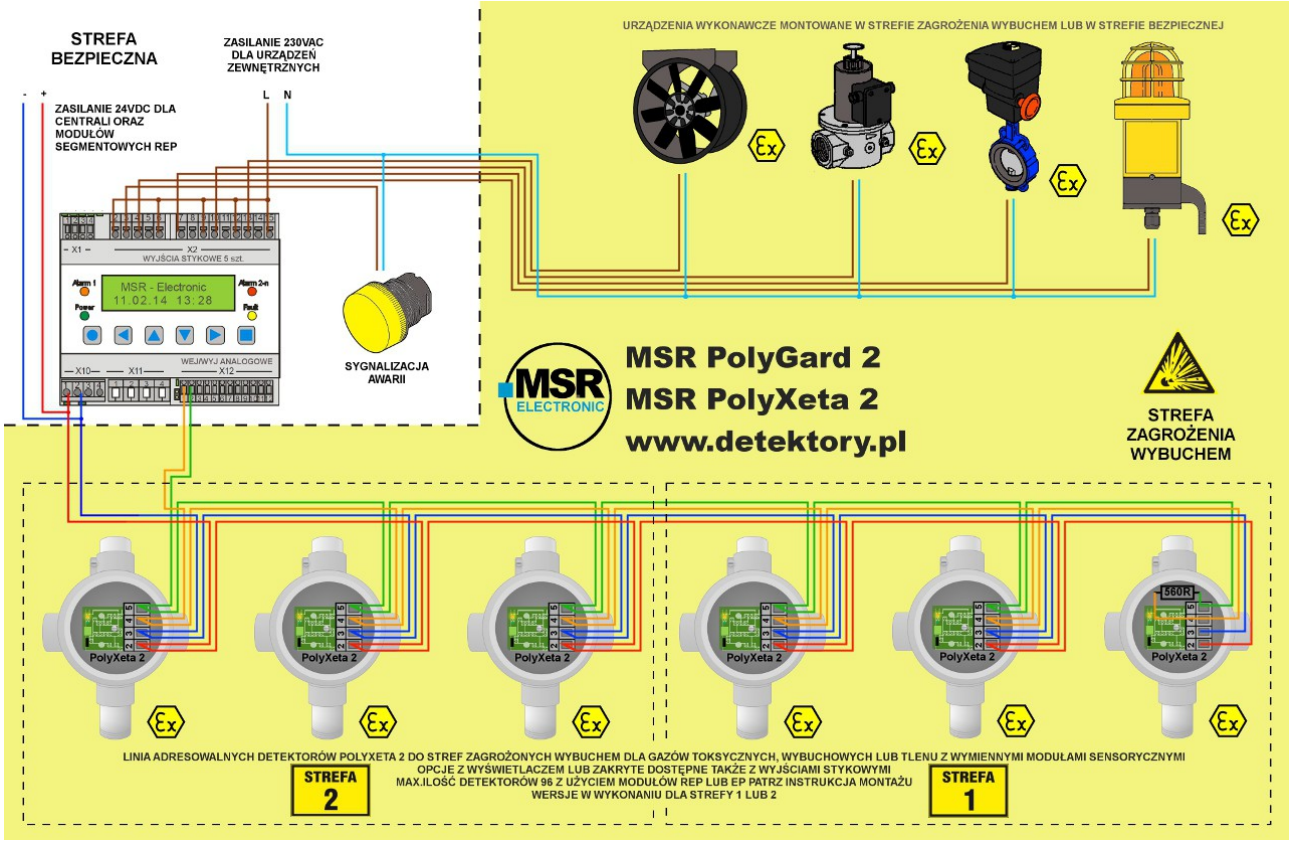


(Rys.6 Przykładowa wizualizacja systemu detekcji gazów MSR PolyGard2 - schemat blokowy)



(Rys.7 Przykładowa wizualizacja systemu detekcji gazów MSR PolyGard2 - rzut części zakładu)

Typowe schematy systemów detekcji oparów paliw.



(Rys.8 Przykładowy schemat połączenia cyfrowego systemu detekcji gazów z detekotrami w wersji przeciwwybuchowej)

Instalacja systemów detekcji gazów.

Dobry projekt wykonany przez doświadczonego projektanta to baza do wykonania prawidłowej instalacji detekcji gazów. Przy montażu należy mieć świadomość przeznaczenia systemu, a co za tym idzie zachowania szczególnej staranności przez wykonawcę. Tu także należy pamietać o wymaganych uprawnieniach szczególnie jeżeli system zawiera elementy w wykonaniu przeciwwybuchowym.

Pierwsze uruchomienie systemu detekcji.

Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 poz.719)

"Rozdz.1 par.3. pkt.1. Urządzenia przeciwpożarowe w obiekcie powinny być wykonane zgodnie z projektem uzgodnionym przez rzeczoznawcę do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych, a warunkiem dopuszczenia ich do użytkowania jest przeprowadzenie odpowiednio dla danego urządzenia prób i badań, potwierdzających prawidłowość ich działania".

Systemy detekcji gazów muszą być uruchomione i przetestowane przed oddaniem do użytku. Należy pamiętać, że uruchamiający powinien się legitymować odpowiednimi uprawnieniami oraz mieć spore doświadczenie aby móc wykluczyć usterki lub nieprawidłowości w konfiguracji lub

montażu. Do testów muszą być użyte odpowiednie gazy dostosowane do danego typu detektora.

Przeglądy i konserwacja.

Instalacje ochrony przeciwpożarowej i co za tym idzie systemy zabezpieczające przed wybuchem należy okresowo kontrolować i konserwować.

Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 poz.719)

§3.2.Urządzenia przeciwpożarowe oraz gaśnice przenośne i przewoźne, zwane dalej "gaśnicami", powinny być poddawane przeglądom technicznym i czynnościom konserwacyjnym, zgodnie z zasadami i w sposób określony w Polskich Normach dotyczących urządzeń przeciwpożarowych i gaśnic, w dokumentacji techniczno-ruchowej oraz w instrukcjach obsługi, opracowanych przez ich producentów.

3. Przeglądy techniczne i czynności konserwacyjne powinny być przeprowadzone w okresach ustalonych przez producenta nie rzadziej jednak, niż raz w roku".

Powyższy przepis nie wymaga konkretnych terminów przeglądów technicznych urządzeń ze względu na mnogość rozwiązań i zastosowań urządzeń przeciwpożarowych. Dlatego właśnie przepisy odwołują się do instrukcji obsługi zapisów jakie w niej zawarł producent danego rozwiązania. Jezeli natomiast wytwórca nie zapisze konkretnych terminów lub będą one dłuższe niż 1 rok to regulacja prawna narzuca termin roczny. Systemy detekcji gazów powinny być kontrolowane co 3 miesiące zgodnie z zapisami w ich instrukcjach obsługi natomiast kalibrowane w zależności od użytej technologii sensorów.

Warto mieć na względzie, ze powyższe regulacje nie tylko nakładają obowiązek kontroli, ale również dają prawo odpowiednim organom do kontroli jego wykonywania oraz ubezpieczycielom do kontroli dokumentów zarówno przy zawieraniu umowy jak i przy realizacji odszkodowania. Nieprawidłowości w tym zakresie mogą mieć poważne konsekwencje podczas sytuacji wypadkowej.

Ochrona pracowników i systemy współpracujące.

Podczas prac na obiektach petrochemicznych standardowym wyposażeniem są prznośne detektory wielogazowe takie jak Multi Gas Clip. Ich zadaniem jest powiadomienie pracownika o niebezpiecznym stężeniu lub pomiar gazów przed wejściem do pomieszczenia lub przestrzeni zamkniętej.

Współczesnym problemem rozległych zakładów przy redukcji personelu stało się jednak zapewnienie bezpieczeństwa pracownikom samodzielnie poruszającym się po zakładzie. Tradycyjne mierniki gazów nie zapewniają dodatkowych funkcji alarmowych, nie są wyposażone w komunikację ani lokalizację pracownika. Dlatego coraz szerzej stsowane są systemy bezpieczeństwa pracowników samodzielnych Blackline Safety. Tradycyjny miernik gazów w tym systemie jest wyposażony dodatkowo w czujnik bezruchu, czujnik upadku, alarm SOS, lokalizator GPS/GSM/BEACON, a nawet komunikację głosową GSM, komunikację Push-to-Talk i wiadomości tekstowe. Urządzenie pozwala monitorować pracownika oraz przesyłać dane pomiarowe do operatora.

blacklinesafety **www.detektory.pl**

POMIAR 1 LUB 4 (5) GAZÓW LEL, O2, H2S, CO, CO/H2S, SO2, CI2, CIO2, H2, HCN, NH3, CO2, PID

CZUJNIK BEZRUCHU

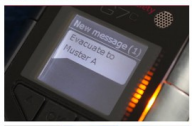
CZUJNIK UPADKU

KOMUNIKACJA GŁOSOWA PUSH-TO-TALK (PTT)

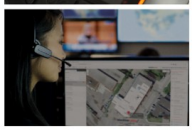
ALARM SOS

LOKALIZACJA GPS / GSM NA ZEWNĄTRZ I WEWNĄTRZ

POWIADOMIENIA ALARMOWE GRUPOWE (NP. EWAKUACJA)

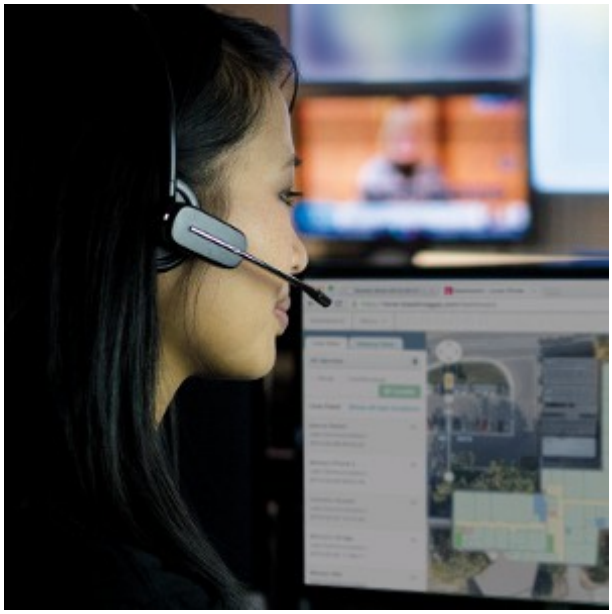


MONITORING



ANALIZA DANYCH

CYKLICZNE ZGŁOSZENIA (CHECK-IN)



Produkty dla obiektów petrochemicznych.

Stacjonarny system detekcji gazów MSR PolyGard2 wraz z czujnikami PolyXeta2 oraz PolyGard2.

Tablice ostrzegawcze WT i sygnalizatory WH/BL.

Przenośne mierniki gazów Multi Gas Clip, Multi Gas Clip Pump, Multi Gas Clip Simple i G7c.

Przykładowa lista urządzeń.

Centrala cyfrowa GC-06 (2 pomiary równoległe: chwilowy i średni, wyjście RS485 Modbus RTU, 4 styki alarmowe, 1 styk awarii)
Moduł wyjść EP-06 (4 styki alarmowe)
Detektor 1-gazowy Ex PolyXeta2 opary benzyny (0-100% DGW)
(4 progi alarmowe, IP65 + nasadka SplashGuard IP66)
Detektor 1-gazowy Ex PolyXeta2 toluen (0-100% DGW)
(4 progi alarmowe, IP65 + nasadka SplashGuard IP66)
Detektor 1-gazowy ExPolyXeta2 aceton (0-100% DGW)
(4 progi alarmowe, IP65 + nasadka SplashGuard IP66)
Detektor 1-gazowy PolyGard2 opary benzyny (0-100%DGW)
(4 progi alarmowe, IP65 + nasadka SplashGuard IP66)
Detektor 1-gazowy PolyGard2 CNG (0-100%DGW)
(4 progi alarmowe, IP65)
Detektor 1-gazowy PolyGard2 LPG (0-100%DGW)
(4 progi alarmowe, IP65 + nasadka SplashGuard IP66)
Detektor 1-gazowy PolyGard2 O2 (0-25%v/v)
(4 progi alarmowe, IP65)
Detektor 1-gazowy PolyGard2 H2S (0-50ppm)
(4 progi alarmowe, IP65 + nasadka SplashGuard IP66)

Informacje podane w artykule mają charakter poglądowy. P.T.SIGNAL oraz autor nie biorą odpowiedzialności za ich wykorzystywanie w jakikolwiek sposób w jakimkolwiek celu.

© Copyright Michał Domin P.T.SIGNAL 2023 Niniejszy artykuł objęty jest prawem autorskim. Kopiowanie, udostępnianie lub wykorzystywanie całości lub fragmentów bez zgody autora jest zabronione. Znaki towarowe, nazwy i loga użyte w artykule są własnością odpowiednich podmiotów i mogą być objęte stosowną ochroną prawną.
Ilustracje i zdjęcia: Michał Domin, Zbigniew Górski, Pixabay

Zawarte w publikacji materiały (w tym schematy) mogą być wykorzystywane do wykonywania komercyjnych projektów systemów detekcji gazów.

Aktualizacja: 09.2023

- *zmiana wartości współczynnika temperatury dla współczynnika ciężaru gazów*
- *aktualizacja normy dla właściwości gazów palnych PN-EN ISO/IEC 80079-20-1*
- *uzupełnienie parametrów prężności par dla benzyny wg rozporządzenia*
- *aktualizacja regulacji prawnych*